

Université KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences de la
Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

 **KORTI Lakhdar**

 **BRAHMI Khaled**

 **HANED Soufyane**

Thème

***Etude d'un programme de boue de forage cas du
puits horizontal OMKZ-421***

Soutenu publiquement le : 13/06/2022

Devant le jury:

Mr .HADJEB Riad

MCB

Président

UKMO

Mr. BOUHADDA Mbark

MCB

Examinatrice

UKMC

Dr. DADA Saada

MAA

Encadreur

UKMO

Année Universitaire:2021/2022



REMERCIEMENT

*Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu **ALLAH** le tout puissant, pour nous avoir donnés autant de courage, de patience et de volonté pour accomplir ce travail.*

Nos remerciements, en second lieu, notre Encadreur, Dr: DADA Saada, pour nous avoir dirigé tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous avons été précieuses.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner ce travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous les professeurs et le personnel du département Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers, Faculté des Hydrocarbures et des Energies Renouvelables et des Sciences de la Terre et l'Univers, Université KASDI MERBAH, Ouargla. Ainsi qu'à nos collègues et amis et toutes les personnes qui ont participées de près ou de loin à l'exécution de ce travail.

Merci à tous et à toutes.

LAKHDAR , KHALED ET SOUFYAN



Dédicace

Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail

A ma chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a

jamais cessé de prier pour moi.

A mon cher père, pour ses encouragements.

A mes amis pour leur aide ,leur soutien.

A tous mes professeurs

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

KHALED



Dédicace

Dédicace

*Grace à **ALLAH** le tout puissant, j'ai achevé la réalisation de ce modeste travail que je tien très chaleureusement à le dédier à :*

Ma mère chérie et mon père qui m'ont encouragé et soutenu tout au long de mes études et pour leurs patience que Dieu les protègent et les gardes pour moi.

A mes adorables frères et sœurs.

Et à mes très chères amis et camarades pour tous les moments d'échange et de débat aux personnes qui m'ont toujours aidé et soutenue sans oublier mes cousines

LAKHDAR



Dédicace

Dédicace

J'ai toujours pensé faire offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour leur dire MERCI. Pour tous vos efforts et tous ce que vous avez consentis, pour ma réussite.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et ses sacrifices afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes frères, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées

Aux compagnons de chemin et de ce travail, LAKHDAR et KHALED , merci de m'avoir soutenu tout au long de mon parcours universitaire, vous étiez mes frères, pas mes amis.

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leurs aides et leurs suggestions.

A tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail..



SOUFYAN

Résumé :

la boue de forage est considérée comme la première barrière de sécurité contre les venues pendant le forage, et tout changement inattendu dans les paramètres de cette boue constitue une vraie menace sur le succès du programme de forage. Donc les travaux de cette thèse se concentrent sur l'étude du programme de boue utilisé lors du forage dans un puits dans la région de Hassi Messaoud. Dans la phase 26" une perte totale de boue se produit, et cela est dû au fait que la pression hydrostatique est bien supérieure à la pression dans les roches. Dans la phase 16" un coincement de la garniture de forage est dû au manque de bon nettoyage du puits du côté de la boue de forage. À la phase 12", un venue est dû au fait que la pression des roches était supérieure à la pression de la boue. Dans la phase 6", la pression hydrostatique est inférieure à la pression des roches, cela est dû au fait que la densité de la boue de forage n'était pas suffisante pour équilibrer les deux pressions.

Mots clés : boue de forage, forage, programme de boue.

Abstract:

Drilling mud is considered the first safety barrier against inflows during drilling, and any use expected change in the parameters of this mud poses a real threat to the success of the drilling program. So the work of this thesis focuses on the study of the mud program used during drilling in a well in the Hassi Messoud area, In phase 26 a total loss of mud occurs, and this is due to the fact that the hydrostatic pressure is much higher than the pressure in the rocks. In phase 16 of the jamming of the drill string, this is due to the lack of good cleaning of the well on the side of the drilling mud. At phase 12, drilling mud came in, and this was because the rock pressure was higher than the mud pressure. In phase 6, due to the hydrostatic pressure, it was lower than the pressure of the rocks, and this is because the density of the drilling mud was not sufficient to balance the two pressures.

Keywords: Drilling mud, drilling, drilling program.

ملخص:

يعتبر طين الحفر أول حاجز أمان ضد التدفقات أثناء الحفر ، وأي تغيير غير متوقع في معاملات هذا الطين يشكل تهديداً حقيقياً لنجاح برنامج الحفر. لذا فإن عمل هذه الرسالة يركز على دراسة برنامج الطين المستخدم عند حفر بئر في منطقة حاسي مسعود. في المرحلة 26 ، يحدث فقدان كامل للطين ، ويرجع ذلك إلى حقيقة أن الضغط الهيدروستاتيكي أعلى بكثير من الضغط في الصخور. في المرحلة 16 من تشويش سلسلة الحفر ، يرجع ذلك إلى عدم وجود تنظيف جيد للبئر على جانب طين الحفر. في المرحلة 12 ، جاء طين الحفر ، وذلك لأن ضغط الصخور كان أعلى من ضغط الطين. في المرحلة 6 ، بسبب الضغط الهيدروستاتيكي ، كان أقل من ضغط الصخور ، وذلك لأن كثافة طين الحفر لم تكن كافية لموازنة الضغطين.

الكلمات المفتاحية: طين الحفر، الحفر، برنامج الحفر.

Table des matières

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Abréviations	
Nomenclature	
Introduction générale.....	1
Chapitre I:Généralités surla boue de forage	
I.1.Définition	3
I.3. Les différentes types de fluide de forage :.....	5
I.4.Propriétés d'un fluide de forage (caractéristiques rhéologique) :.....	9
I.5.Circuit de fluide de forage dans le sondage.....	10
chapitre II: Généralités sur le forage horizontal et la géologie de formation	
II.1.Histoire de forage horizontal en Algérie :	12
II.2 Applications du forage dirigé :.....	12
II.3 Avantages et inconvénients du forage horizontal :.....	15
II.4 Description de la série stratigraphique :.....	16
II.5 Représentation du gisement de Hassi Messaoud :.....	19
Etude de cas	
III.1. Présentation du puits :.....	20
III.2. Le programme de tubage du puits OMKZ-421.....	21
III.3. Présentation de programme de la boue :.....	21
III.4. Etude de programme de la boue de forage du puits OKMZ-421 :.....	25
III.5. Cas d'utilisation de LCM	26
III.6. Procédure LCM :.....	26
Recomendation.....	28
Conclusion générale.....	29
Référence bibliographique.....	30

Liste des figures

Figure (I.1):Cycle de travail de la boue.	11
Figure (II.1) Puits d'interception (Relief well).....	13
Figure (II.2) Puits lateral (Side-track).....	14
Figure (II.3) Emplacements de surface impraticables	Erreur ! Signet non défini.
Figure (II.4) Plates-formes de production à puits multiples	15
Figure (III.1): la coupe lithologique de puits.	20

Liste des tableaux

Tableau III.1:la composition de la boue dans la phases 26"	21
Tableau III.2:propriétés de la boue	21
Tableau III.3:la composition de la boue dans la phases 16"	21
Tableau III.4: propriétés de la boue	22
Tableau III.5:la composition de la boue dans la phases 121/4"	23
Tableau III.6: propriétés de la boue	23
Tableau III.7:la composition de la boue dans la phases 81/2"	24
Tableau III.8: propriétés de la boue	23
Tableau III.9: la composition de la boue dans la phases 6"	25
Tableau III.10: propriétés de la boue	25

Abbreviations

RPM	La vitesse de rotation mesurée [tr/min].
WOB	Le poids sur l'outil mesuré [tonne].
ROP	La vitesse d'avancement de l'outil de forage mesuré [m/h].
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
CCL	Casing –Collar Log
<i>FIT</i>	Free of Income Tax
MW	MUD Weight
WOB	Weight on Bit
OD	Outside Diameter
ID	Inside Diameter/and Identity
BHA	Bottom hole assembly
EST	Estimate/and Estimated
HWDP	Heavyweight Drill pipe
DP	Drill pipe
SBT	Separated-Ballast Tank
Sh	Shale
Rpm	Revolutions per Minute
TD	Total Depth
TVD	True Vertical Depth
DST	Drill stem Test
POOH	Pulled Out of Hole
CMC	Carboxymethylcellulose
API	American Petroleum Institute

Nomenclature

K: perméabilité (mD ou m²)

K_o : perméabilité initiale (mD)

P : pression de la formation (kgf/cm²)

Q : le débit du fluide au temps t (mL/min)

Q_v: débit volumétrique [m³/s]

Q_m: débit massique [kg/s]

Q₀ :débit du fluide au temps t = 0 (avant la formation du cake)

m : masse de fluide [kg]

t : temps (s)

YP: “yield point“ (seuil d’écoulement)(Pa ou lb/100ft²)

G Accélération terrestre [m.s⁻¹]

P Pression [Pa]

Q Débit de forage [m⁻¹]

V Vitesse du fluide [m/s]

ρMasse volumique de la boue de forage [g/cm³]

P_{hyd}: Pression de la formation (kg/cm²)

H:Profondeurduforage(m);

γ_b: Densité delaboue.

dv: Variation de vitesse;

dn:Distance entre deux couches voisines;

τ:Tension tangentielle qui provoquela cisaillement(dyne/cm²),avec 1dyne/cm²=10⁻⁵N

μ:Constantedeviscosité.

v :volume (m³),

k :perméabilité (mD)

η : viscosité du fluide (cP),

e : épaisseur du cake(cm) après un temps t

A : Surface (cm²)

Δp : pression différentielle (Pa ou psi),

g l'accélération de la pesanteur (en N/kg ou m/s²)

z l'altitude (en m)

Introduction générale

Plus d'un siècle, le pétrole et le gaz naturel ont pris une place importante dans notre civilisation, vu leur utilisation abondante dans des différents domaines (industrie chimique, énergétique...etc.).Maintenant, les pays producteurs de ces ressources naturelles ont plus en plus de difficulté à satisfaire la demande des pays consommateurs, car ces ressources naturelles sont extraites dans des endroits très profonds et les nouveaux gisements se trouvent à 4000 mètres de profondeur ou plus et leur exploitation exige des techniques de forage complexes et l'utilisation de fluides performants à savoir les boues de forage.[1]

Cette dernière est un outil indispensable au forage, ses rôles sont multiples et son traitement est délicat, alors il est important de l'apporter tous les soins nécessaires à sa fabrication, à son contrôle et à son entretien au cours de son utilisation.

Le but de ce travail est étude la composition physico-chimique du fluide de forage pour l'adapter au contexte (conditions de pression, température, profondeur, acidité, résistance, etc. rencontrées lors de la pénétration de la roche par le trépan). Le fluide doit être choisi et adapté de manière à éviter les dommages de la formation forée (afin que le puits ne s'effondre pas ou que ses parois ne se dégradent pas) mais aussi de manière à limiter la corrosion. Un forage est généralement accompagné par un expert en boue de forage, qui modifie la composition, la pression ou le volume de la boue selon les besoins et « surprises » du forage (des pertes subites de fluides, ou hausse de pression en général).

Notre mémoire est composé des chapitres suivants :

- Dans le premier chapitre nous avons présenté des généralités sur les fluides de forage.
- Le deuxième chapitre comprend des optimisations des paramètres hydrauliques de forage.
- Le troisième chapitre est consacré à la présentation du puits étudié OKMZ-421 plus particulièrement à l'étude des compositions et des caractéristiques des boues utilisées pour forer les différentes phases de ce puits et les problèmes rencontrés.
- Enfin, une conclusion générale.



Chapitre I

*Généralités sur la boue de
forage*

Il existe des nombreuses techniques pour forer un puits quelconque à savoir : le forage par battage, forage rotary et le forage à moteur de fond, mais certaines contraintes apparus durant cette opération tell que l'échauffement et l'usure de l'outil de forge et des autres problèmes pour cela il faut introduire un fluide pour vaincre ces problèmes dit fluide de forage ou bien dite la boue de forage.

Ce fluide doit satisfaire plusieurs exigences techniques et environnementales en prenant en compte les considérations financières, car si on n'est pas suffisamment instruit sur ses rôles, sa composition et son utilisation, il peut provoquer de graves problèmes (coincement, pertes de circulation, ...). [2]

I.1.Définition

Le fluide de forage est un mélange complexe de matières constitué d'une phase liquide et/ou gazeux contenant en suspension d'autres additifs minéraux ou organiques (polymères, argiles) d'où les proportions sont ajustées selon la géologie du sous-sol.

La formulation des fluides de forage est fonction de certains facteurs comme type de la formation, la température, la pression, la qualité de l'eau en prenant en compte les considérations écologiques et environnementales [2].

I.2. Les fonctions de la boue de forage :

Les principaux rôles de la boue de forage sont :

I.2.Nettoyage du puits :

La boue de forage permet d'éliminer toutes les saletés et impuretés résultant de la désagrégation des roches par frottement avec l'outil de forage (sable, petits morceaux de roche...). Ce processus est appelé la remontée des déblais du font de trou jusqu'à la surface.

I.2.Maintien des déblais en suspension :

Gels de thixotropique du fluide de forage est le responsable de la suspension des déblais lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais au fond du puits ce qui permettre d'éviter le coincement.

I.2.Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde:

La température de la roche est très élevée à l'intérieur du trou. Cela entraîne une usure rapide des parties métalliques de l'outil de forage après un contact constant avec celle-ci. Mais grâce au fluide de forage et à sa composition chimique, il peut lubrifier l'outil de forage et le refroidir.

I.2.Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits:

Le fluide de forage a la propriété importante de contrôler la pression hydrostatique. Cette propriété nous permet d'éviter les cavages dans le trou et de maintenir un diamètre approprié même dans les couches fragiles et salines.

I.2.Dépôt d'un cake imperméable :

Lors du mouvement du fluide de forage dans le trou, une partie de ce fluide pénètre dans les formations perméables et cela s'appelle la filtration, et ainsi une fine couche se forme sur les parois du puits appelée le cake. Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

I.2.Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile :

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement. La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

I.2.Apport de renseignements sur le sondage :

La boue permet d'avoir des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage en raison de l'évolution des propriétés physico-chimiques de ce fluide (température, pH, teneur en gaz, chlore,) ainsi que la nature des déblais remontés.

I.2.Diminution du poids apparent du matériel de sondage :

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

I.2.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, les performances du forage.

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

I. Les différents types de fluide de forage :

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

- les fluides dont la phase continue est de l'eau,
- les fluides dont la phase continue est de l'huile,
- les fluides spéciaux.

Avant de présenter ces fluides, il semble nécessaire de préciser quelques généralités sur les modes de fabrication et de traitement de ces fluides.

I.3.1 Boues à base d'eau douce

Dans ce paragraphe nous trouvons les fluides dont la concentration en électrolytes est inférieure à 10 g/l.

I.3.1.1 Boue de forage naturelle

Ce fluide naturel est un fluide contenant essentiellement de l'eau et les argiles de la formation. C'est en général le fluide de début de sondage, eau ou boue bentonitique, qui se transforme progressivement en fluide naturel.

I.3.1.2 Boue bentonitique

Afin de clarifier ce paragraphe nous le scindons en :

- Boue bentonitique sans amincissant.
- Boue bentonitique avec amincissants minéraux

I.3.1.3 Boue au gypse:

C'est une boue bentonitique à pH inférieur à 11, sursaturée en sulfate de calcium (Ca SO_4 , 5 à 10 fois la saturation de la phase liquide (1 à 2 g/l)) dont les caractéristiques rhéologiques sont contrôlées par des fluidifiants organiques ou minéraux.

La mise au point des lignosulfonates a permis la mise en œuvre de ce type de boue d'un entretien plus aisé que les boues à la chaux (boue dont la source de calcium était de la chaux). Ces fluides (boue à la chaux) ont été abandonnés car le contrôle de la rhéologie était délicat et d'une sensibilité plus importante aux contaminants.

I.3.1.4 Fluides à faible teneur en solides :

La vitesse d'avancement des outils de forage, ainsi que la densité sont fortement affectées par la teneur en solides. Aussi, lorsque la tenue des formations le permet, les boues à faible teneur en solides ou l'eau sont utilisées.

I.3.2 Boues à base d'eau salée

Dans ce paragraphe, nous trouverons les fluides contenant une eau dont la concentration en électrolytes est supérieure à 10 g/l. Cette solution de base est en général une saumure de chlorure de sodium allant de 10 g/l à la saturation (318 g/l à 20°C).

I.3.2.1 Limitation du système

La température est une sérieuse limite à l'utilisation de ce système. Compte tenu de la valeur du pH, il est difficile de trouver des polymères capables d'assurer la rhéologie au delà de 110°C.

La densité est limitée à 1,80.

Le principe de base de ce système est le blocage des pores. Il vaut mieux ne pas l'utiliser dans les zones réservoir.

I.3.2.2 Boue à l'eau de mer

Pour des raisons économiques et matérielles, le forage en mer utilise l'eau de mer dans les boues à base d'eau.

Il n'y a pas à proprement parler un type de boue à l'eau de mer. Tous les types de boue peuvent être plus ou moins aisément contrôlés en présence d'eau de mer.

Dans la pratique, les conditions propres au forage en mer, entre autres son prix de revient, les conditions de stockage et d'approvisionnement, font que l'on adopte un type de boue résistant aux contaminations éventuelles sans nécessiter de traitement important ni surtout d'arrêt de forage.

I.3.2.3 Boues salées saturées

Cette boue, dont la phase continue est une saumure saturée, est utilisée en forage de zones salifères, soit le forage de sel massif, soit le forage d'un découvert comportant une zone salifère.

Elle possède du fait de sa saturation des caractéristiques spécifiques :

Elle évite le cavage des formations salifères du fait de la saturation de sa phase continue.

Elle ne permet pas le développement des bactéries : il est donc possible d'utiliser des colloïdes organiques fermentescibles.

Elle a une densité minimale de 1,20 (densité de sa phase continue).

Elle est corrosive.

Nous pouvons rencontrer deux types de boues salées saturées :

- la boue salée saturée sans amincissant,
- la boue salée saturée avec amincissants minéraux.

I.3.3 Boues à l'eau émulsionnées

L'objet de ce paragraphe est limité aux émulsions du type huile dans l'eau. Les émulsions de type eau dans l'huile étant traitées avec les boues à l'huile.

On appelle émulsion une dispersion fine d'un liquide dans un autre liquide, ces deux liquides n'étant évidemment pas miscibles.

L'eau et les hydrocarbures liquides sont les exemples types dans le domaine des boues de forage, mais il existe également d'autres couples de liquides non miscibles.

En boues de forage, on connaît plusieurs types d'émulsion suivant la nature de la phase dispersée :

- émulsion eau dans huile : lorsque l'eau forme la phase dispersée, l'huile formant la phase continue,
- émulsion huile dans eau : lorsque l'huile est la phase dispersée, l'eau étant la phase continue,
- émulsion air dans eau : dans le cadre des boues à la mousse.

Une émulsion comprend donc toujours, quel que soit son type, une phase continue et une phase dispersée.

La dispersion d'un liquide dans un autre est obtenue mécaniquement. Toutefois, en raison d'un certain nombre de facteurs, une émulsion constituée par deux liquides purs n'est pas stable. Les gouttelettes ont tendance à coalescer sous l'influence des forces attractives, puis à sédimenter, ou à se réunir à la surface sous l'effet de la différence de densité existant entre les phases. La dispersion peut être stabilisée par la formation d'un film à la surface séparant les deux liquides. Ce film modifie les forces attractives entre les gouttelettes formant la phase dispersée : il prévient donc leur coalescence et s'oppose à l'action de la différence de densité.

Le film inter-facial qui se forme entre les deux liquides peut être constitué par :

- des colloïdes, comme les argiles, l'amidon,
- des agents superficiellement actifs.

L'affinité pour l'un ou l'autre milieu et l'orientation de la molécule constitutive à l'interface constituent les deux caractéristiques communes à ces trois catégories d'agents stabilisateurs.

Suivant la valeur de ces deux caractéristiques, chaque agent stabilisera préférentiellement une émulsion directe (huile dans eau) ou une émulsion inverse (eau dans l'huile).

Les corps ayant une affinité particulière pour l'eau sont dits hydrophiles ; ceux ayant une affinité particulière pour l'huile sont dits oléophiles ou lipophiles.

C'est donc cette balance hydrophile / oléophile (HLB) qui déterminera, au moins dans une certaine mesure, le sens d'action d'un agent stabilisateur d'émulsion.

Les conclusions de ces généralités sur les émulsions sont les suivantes, en ce qui concerne les boues de forage :

- Une émulsion pour se créer à besoin d'agitation (cisaillement).
- Une émulsion, quel que soit son type, ne peut demeurer stable sans la présence d'un agent stabilisateur.
- Le rapport des volumes des phases liquides n'est pas l'élément déterminant le sens de l'émulsion.

I.3.4 Boues à base d'huile

Une boue à l'huile est un fluide où la phase continue est de l'huile, exclusivement de l'huile.

Nous verrons plus loin les avantages de cet état.

Nous distinguons deux catégories :

- les boues à l'huile,
- les boues émulsionnées inverses (eau dans huile).

I.3.4.1 Boues à l'huile

Nous classons dans cette catégorie les fluides de forage ou de complétion constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse, représentant quelques pour cent en volume seulement. Cela par opposition aux boues à émulsion inverse qui elles, peuvent avoir une phase aqueuse dispersée dépassant 50 % en volume.

I.3.4.2 Boues à émulsion inverse

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 de 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.4 Propriétés d'un fluide de forage (caractéristiques rhéologique) :

Les caractéristiques idéales d'une boue sont :

- Viscosité=40à45 secondes mesurée par le viscosimètre (entonnoir) de MARSCH ;
- Densité de 0.9à2.4 ;
- Filtra=8 cm³;
- PH de 7 à 9 ;
- Teneur ensable=5% [3]
- Thixotropies

I.4.Poids volumique (Densité) :

C'est le rapport du poids d'un corps à son volume dans des conditions définies de température et de pression. Le poids volumique s'exprime en N/m³ ou Kg/l. La densité du fluide de forage varie de 0.9 à 2.4, elle est mesurée avec un densimètre sur chantier de forage. Cette caractéristique est très importante et doit être contrôlée régulièrement. La densité doit être telle que la pression hydrostatique soit suffisante pour contrôler les fluides de formation (eau, gaz, huile) et ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du forage (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation.

La pression hydrostatique exercée par la boue au fond du forage, est donnée par l'expression suivante :

$$P_{\text{hyd}} = \frac{H \cdot \gamma_b}{10} \dots \dots \dots (I.1)$$

Où :

P_{hyd} : Pression de la formation(kg/cm²)

H: Profondeur du forage(m);

γ_b : Densité de la boue.

I.4.Viscosité :

La viscosité est une propriété qui permet au fluide de résister à mouvement relatif interne et à l'écoulement uniforme, la viscosité d'un liquide constitue une résistance à la déformation et glissement relatif des couches. Cette propriété se manifeste par le fait qu'au centre d'un liquide réel dans des conditions bien déterminées surgissent des contraintes tangentielles.

I.4.Le taux de filtration

Le filtrat est la quantité de la phase liquide du fluide de forage qui pénètre à l'intérieur de la formation sous l'action de la pression différentielle ΔP , on distingue deux types de filtrat : un filtrat statique (pas de circulation) et un filtrat dynamique (avec circulation). Le filtrat d'une boue est mesurée à l'aide d'un appareil filtre presse API. Le filtrat API est la quantité de liquide en cm^3 recueilli en 30 min sous une pression de 100 Psi ($7\text{kg}/\text{cm}^2$).

Le cake est une pellicule protectrice des parois du forage qui se forme suite au commencement de la filtration de la phase liquide du fluide de forage. Si le diamètre des pores et fissures des formations traversées est inférieur à une partie des argiles en suspension (boue), il y a filtration et dépôt de ces éléments en suspension sur les parois constituons ainsi le cake. Le cake ne se forme pas sur une formation imperméable. Le cake joue un rôle inverse au filtrat (trop mince, il ne retient pas suffisamment les parois, trop épais, risque de s'effriter et des éboulements par la suite).

I.4.Teneur en sable :

Provenant des formations traversées, le sable est dangereux. Par son action abrasive surtout le circuit où il circule (pompes à boue, garniture, trépan, chemise, piston), et il alourdit la densité de la boue. On recommande de ne pas dépasser une teneur maximale de 5%. On filtre de la boue Surinamaïse de 200 engrener ses dimensions (ouverture = $0,074 \text{ cm}^3$) et on mesure dans une éprouvette graduée le pourcentage en volume de sables dans la boue. On appelle sable en terminologie boue toute les particules solides dont le diamètre est supérieur $74\mu\text{m}$ (0.0074 mm).

I.4.pH :

Le Ph permet d'indiquer l'acidité ou l'alcalinité de la boue. Une boue dont le $\text{pH} < 7$ provoque un risque de floculation, alors qu'une boue dont le $\text{pH} > 10$ indique sa contamination par le ciment.

I.5 Circuit de fluide de forage dans le sondage

1. La boue est mélangée puis conservée dans le bassin de décantation.
2. Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.

3. La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
4. La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
5. La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
6. A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
7. Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
8. Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
9. Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits. Ce circuit est montré sur la figure suivante : [3]

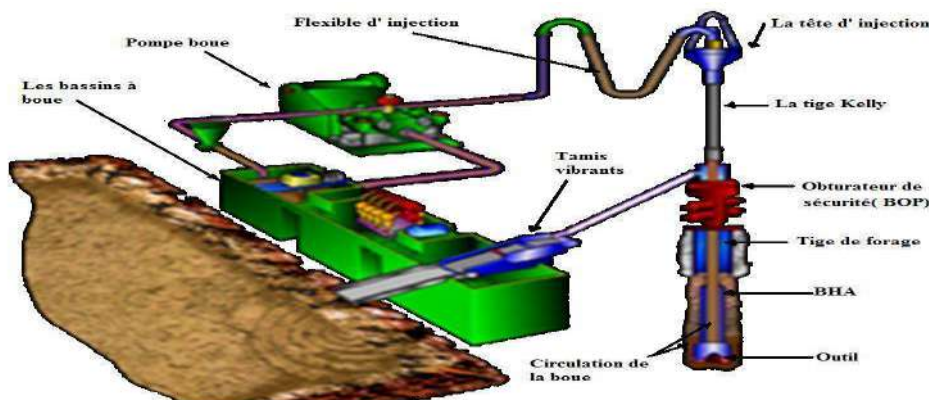


Figure I.1: Cycle de travail de la boue [4].



Chapitre II

**GÉNÉRALITÉS SUR LE FORAGE
HORIZONTALE LA GÉOLOGIE DE
FORMATION**

II.1 Histoire de forage horizontal en Algérie :

Le forage horizontal est une technique nouvelle dans notre pays. C'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZ1), ce puits a été réalisé à HASSI R'MEL dans l'anneau d'huile. Depuis cette date, deux puits de même type ont été forés 1993, l'un à Hassi Messaoud et l'autre à Tin Fougé Tabenkort (TFT) en 1994. Un troisième forage dirigé a été réalisé en octobre 1994 sur OMP30D à Hassi Messaoud.

Chacun de ces forages avait son objectif propre :

- A HASSI R'MEL, on voulait éliminer le coning d'eau et de gaz et améliorer la productivité avant la déplétion de la zone ;
- A Tin Fougé Tabenkort (TFT), les inconvénients de la fracturation hydraulique ont rendu nécessaire le forage d'un puits horizontal pour améliorer la production ;
- A Hassi Messaoud (HMD), le puits MDZ1 devait leur permettre la récupération de l'huile délaissée par le balayage de gaz d'injection dans la zone 13.

Il est important de noter les durées totales de réalisation de ces puits horizontaux, à Hassi R'MEL, il a fallu 170 jours pour forer le puits pour un drain horizontal de 590m de longueur, alors qu'à HMD, 252 jours étaient nécessaires pour un drain horizontal de 496m et pour le forage de TFT, 581m de drain horizontal, les travaux étaient achevés au bout de 156 jours.

Les résultats de production de ces puits sont encourageants. Le puit horizontal de Hassi R'mel a débité $235 \text{ m}^3/\text{j}$ d'huile alors que sur les puits verticaux le débit moyen n'est que de $90 \text{ m}^3/\text{j}$.

A Hassi Messaoud, c'est un débit de 175 m^3 d'huile par jour qu'on a obtenu. Le puits de Tin Fougé Tabenkort débitait 757.000 m^3 de gaz et $105 \text{ m}^3/\text{j}$ de condensât, alors qu'un puits vertical dans cette zone débite en moyenne $150.000 \text{ m}^3/\text{j}$.

Actuellement, sur les champs pétroliers Algériens, on distingue :

- Forages horizontaux propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné ;
- Reprise en Short Radius : Ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux pour résoudre des problèmes liés à la production (puits sec, diminution de la production, éviter le coning d'eau ou de gaz).

II.2 Applications du forage dirigé :

Les applications du forage dirigé sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer:

a. Réservoirs de faible épaisseur :

Dans un tel réservoir, un puits vertical ne peut avoir qu'une faible pénétration dans le drain et le but d'un puits horizontal c'est d'avoir une pénétration plus importante afin de réduire le nombre de puits nécessaires pour exploiter le réservoir.

b. Réservoirs fissurés :

Connaissant l'orientation des fissures verticales, on peut positionner le drain d'une façon à ce qu'il recoupe le maximum de fissures (sub vertical) qui peuvent être traversées par un puits vertical, et peut apporter un gain de production très important, car les fissures vont servir de conduites supplémentaires de bonne perméabilité.

c. Réservoirs hétérogènes :

Ce sont des réservoirs heptagones ou contenant des fissures non poreuses, dans ce cas un drain horizontal à de plus grandes chances de rencontrer des zones de bonne perméabilité (productivité), dans ces réservoirs la productivité peut être multiplié par un facteur allant de 4 à 10 fois celle d'un puits vertical.

d. Puits d'interception (Relief well) :

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934).

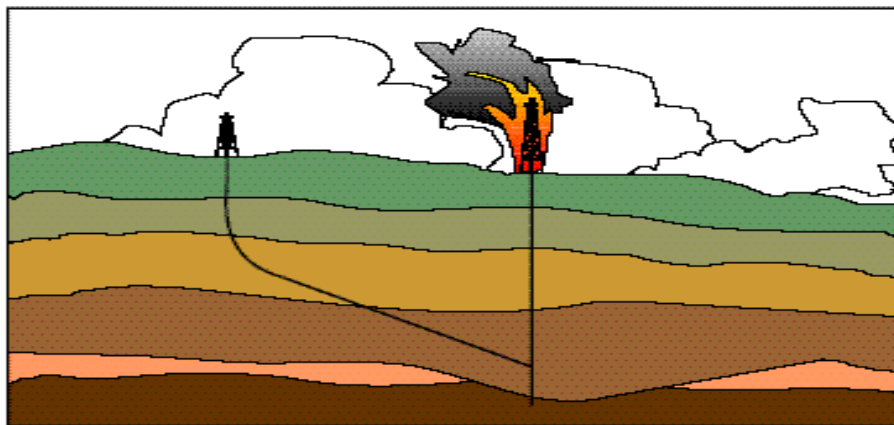


Figure (II.1) Puits d'interception (Relief well)

e. Puits latéral (Side-track) :

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques, par exemple :

- à la suite d'opérations de repêchage infructueuses ;
- en cas d'extrême dog-leg ;

- en cas de rupture de casing ;
- en cas de rencontre d'une faille imprévue

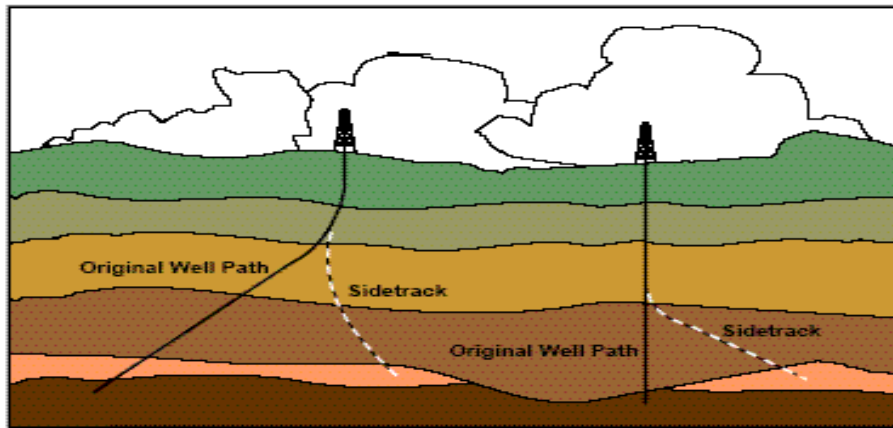


Figure (II.2) Puits latéral (Side-track)

f. Forages dirigés pour raisons géologiques :

- Forage à travers une faille pour améliorer le contrôle de déviation ou la production.
- Forage destiné à contourner un dôme de sel.

g. Forage de drainage :

- Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir.
- Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.

h. Emplacements de surface impraticables :

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore ;
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière ;
- Forages urbains ;
- Forages en montagne.

Les puits à long déplacement résultent le plus souvent de l'une de ces causes.

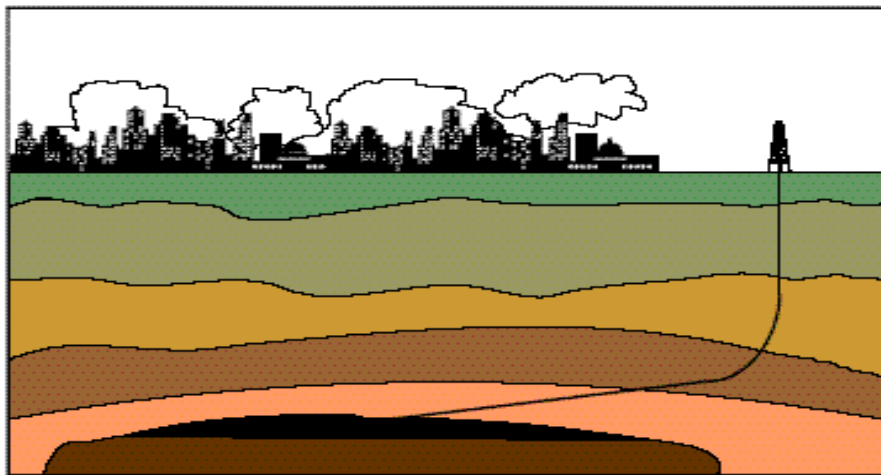


Figure (II.3) Emplacements de surface impraticables

i. Plates-formes de production à puits multiples :

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé :

- permettant le développement économique de réservoir offshore ;
- également utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologiques.

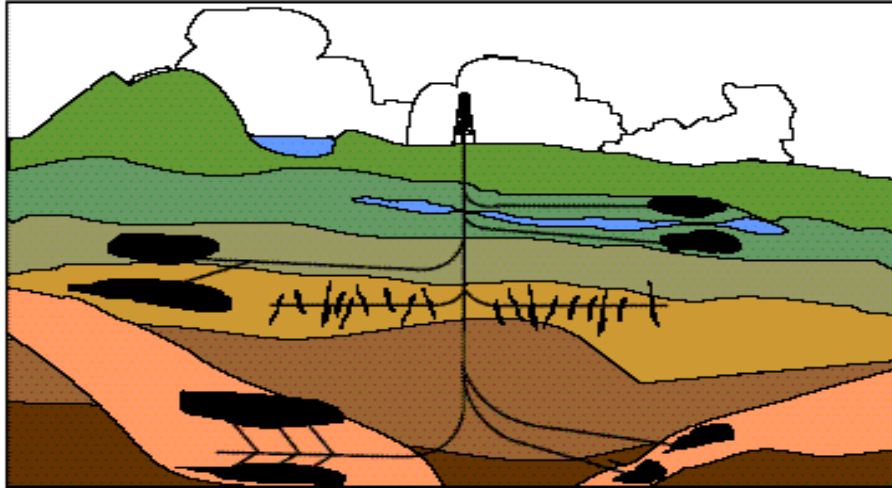


Figure (II.4) Plates-formes de production à puits multiples

II.3 Avantages et inconvénients du forage horizontal :

II.3.1. Avantages du forage horizontal :

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous ne mentionnerons ci-après que les plus intéressants :

- le forage horizontal permet le développement de champs qui n'auraient peut-être été exploités commercialement autrement ;
- dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production mais aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau.

Le but n'est pas ici de d'entrer dans de complexes considérations de réservoir, cependant de simples faits peuvent être rappelés :

a. Réservoirs fracturés :

Les réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par un forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

II.3.2 Inconvénients du forage horizontal :

a. Coûts additionnels :

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux :

- les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc. ... ;

- le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD ;

- Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, onshore or offshore.

- Un puits foré dans un réservoir onshore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

b. Risques opératoires :

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires :

- Pour atteindre la cible

Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance verticale réduite.

- Le nettoyage du puits

Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès d'un forage horizontal. Le fluide doit : Assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface.

- éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits

Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

- Le comportement des formations

Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute. Inclination, en particulier leur stabilité.

- L'endommagement des formations.

- L'évaluation du potentiel de production.

II.4. Description de la série stratigraphique :

Au cours d'un forage à Hassi Messaoud plusieurs couches ont été rencontrées dont les caractéristiques sont très diverses, les couches ont été nommés suivants l'ère géologique dont elles constituent ses structures, ces couches sont :

- **Moi-pliocène : de 00m à 263m**, avec une épaisseur moyenne de 263m. Il est constitué de :

Sable : blanc translucide à rosâtre, subarrondi à arrondi, moyen à grossier, avec traces d'argile brunâtre à beige, tendre à pâteuse, sableuse, et de :

Calcaire : blanc à beige, microcristallin, dur.

➤ **Eocène** : de 263 à 400m, avec une épaisseur moyenne de 137m. Il est constitué de :

Calcaire : blanc à beige, microcristallin, moyennement dur.

Dolomie : beige, microcristallin, dur. Présence de Calcaire Dolomitique blanc à beige, microcristallin, dur et fines passes de Gypse blanc à translucide, fibreux.

➤ **Sénonien Carbonaté** : de 400m à 493m, avec une épaisseur moyenne de 93m. Il est constitué de :

Calcaire : blanc crayeux tendre et gris-blanc, dolomitique, dure et beige, microcristallin, moyennement dur à dur. Fines passées de marne grise à vert, tendre à pâteuse.

Anhydrite : blanche pulvérulente, parfois massive.

➤ **Sénonien Anhydritique** : de 493m à 708m, avec une épaisseur moyenne de 211m. Il est constitué de :

Anhydrite : blanche à blanc- laiteuse, pulvérulente, beige, tendre, localement massive.

Calcaire dolomitique : gris-blanc à beige, microcristallin, moyennement dur à dur.

Dolomie : gris à gris- vert, dur ;

Marne : gris à gris-verdâtre tendre.

➤ **Sénonien salifère** : de 708m à 845m, avec une épaisseur moyenne de 153m. Il est constitué de :

Sel : blanc translucide à rosâtre, parfois transparent, massif ;

Dolomie : gris à gris foncé, moyennement dur ;

Anhydrite : blanche translucide, pulvérulente.

➤ **Turonien** : de 845m à 949m, avec une épaisseur moyenne de 96m. Il est constitué de :

Calcaire : gris-blanc à beige, parfois dolomitique, crayeux, tendre ;

Dolomie : gris, microcristalline dure ;

Argile : gris à gris- vert tendre à indurée légèrement carbonatée.

➤ **Cénomaniens** : de 949 m à 1098m, avec une épaisseur moyenne de 149m. Il est représenté par des grès et des argiles silteuses en alternance il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection Représenté par un banc d'argile de dolomie cristalline.

➤ **Albien** : de 1098 m à 1436m, avec une épaisseur moyenne de 338m. Représenté par des grès et des argiles silteuses en alternance, il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection et les besoins généraux.

➤ **Aptien** : de 1436 m à 1460m, avec une épaisseur moyenne de 24m. Représenté par un banc d'argile de dolomie cristalline.

➤ **Barrémien** : de 1460 m à 1738m, avec une épaisseur moyenne de 279m. Représenté par des argiles du sable et du grès.

➤ **Nocomien** : de 1738 m à 1905m, avec une épaisseur moyenne de 167m. Représenté par de la dolomie, des marnes et des argiles avec des fines passées de grès.

- **Malm** : de 1905m à 2128 m, avec une épaisseur moyenne de 223m. Représenté par des argiles, des marnes, du calcaire, des grès et traces d'anhydrite. Il contient un aquifère d'eau potable.
- **Dogger argileux** : de 2128m à 2236m, avec une épaisseur moyenne de 108m. marnes dolomitiques à fines passées de grès.
- **Dogger lagunaire** : de 2236m à 2455m, avec une épaisseur moyenne de 219m. Anhydritique, dolomie, marne grise.
- **Lias Anhydritique** : de 2455m à 2524m, avec une épaisseur moyenne de 69m. Il est constitué de : argile, calcaire, anhydrite, sel.
- **Lias (LS1)** : de 2524m à 2614m, avec une épaisseur moyenne de 90m. Il est constitué de : argile (gris noir, brun rouge, silteuse), sel.
- **Lias horizon « B »** : de 2614m à 2673m, avec une épaisseur moyenne de 59m. Il est constitué de : calcaire (gris blanc, localement gris sombre), dolomie.
- **Lias (LS2)** : de 2673m à 2737m, avec une épaisseur moyenne de 64m. Il est constitué de : sel, anhydrite, argile, dolomie.
- **Lias (LD3)** : de 2737m à 2773m, avec une épaisseur moyenne de 36m. Il est constitué de : dolomie, marne.
- **Trias (TS1)** : de 2773m à 2824m, avec une épaisseur moyenne de 51m. Il est constitué de : sel, anhydrite.
- **Trias (TS2)** : de 2824m à 3017m, avec une épaisseur moyenne de 193m. Il est constitué de : sel massif à intercalation d'anhydrite.
- **Trias (TS3)** : de 3017m à 3220m, avec une épaisseur moyenne de 203m. Il est constitué de : sel massif à trace d'argiles.
- **Trias argileux** : de 3220 m à 3310m, avec une épaisseur moyenne de 90m. Il est constitué de : Argile dolomitique ou siliceuse.
- **Trias argileux gréseux** : il est constitué de : Grès fins à ciment argileux L'épaisseur = de 0 à 35m.
- **Trias andésite** : roche éruptive brun rouge.
- **Ordovician** :
 - Quartzites de Hamra : grès très fins siliceux très dur ;
 - Grés d'elatchane : grés gluconique fins et passées d'argiles noir ;
 - Argile d'elgassi : grés glauconieux, dolomitiques ;
 - Zone des alternances : alternance d'argile de silts et grés fins.
- **Cambrian** :

Il est constitué de :

 - **Lithozone grès isométrique «R_i»** : il est représenté par des quartzique isométriques à passées des silts avec des traces de tigillit.
 - **Lithozone grès anisométrique «Ra »** : il représente le réservoir principal, il est formé de grés quartziques avec passées de silt et avec une épaisseur Ep de 75m.
 - **Lithozone «R₂ »** : il est représenté par des grés quartziques moyennes à grossier avec une épaisseur Ep de 36m.

II.5.Représentation du gisement de Hassi Messaoud :

Le réservoir de Hassi Messaoud se situe dans le Cambro-Ordovicien vers 3300m, il est de forme anticlinale. La roche couverte est constituée par le complexe argilo-gréseux et salifère du trias. La structure développée suivant une direction générale nord et sud est. Ce sont des sédiments cambriens saturés en huile, constitués essentiellement de grès hétérogènes fin à très grossier argilé. Le réservoir est constitué de 4 zones superposées ayant des différences physiques et pétrographiques fondamentales.

II.5.1.Réservoir R3 :

Elle est constituée par un grès moyen, grossier micro-conglomératique ciment argileux illitique (25 à 35%).

La granulométrie moyenne comprenant des galets de taille de 1 cm. On note 2 % de silice, porosité $P=11\%$, perméabilité $K < 0.1 \text{ m D}$.

II.5.2 réservoir R2 :

Le minéral argileux de ciment prédominant est l'illite. Il présente le motif de variation d'épaisseur, autour de 80m. le R2 est considéré comme une zone de transition entre le Ra siliceux et le R3 argileux $P= 10\%$. $K= 205 \text{ md}$.

II.5.3 Réservoir Ra :

Elle est le principal réservoir productif sur l'ensemble de champ. Elle est caractérisée par des grès anisométriques moyens à micro conglomératiques.

Le ciment est composé de kaolinites et d'illite en faible quantité et de micas. La silice secondaire varie d'un puits à l'autre et d'un secteur à un autre. Son épaisseur varie, suivant l'érosion, de 90 à 156m. Ses caractéristiques moyennes sont : $K=15 \text{ md}$; $P=8\%$; les puits fissurés dépassent quelques Darcy.

II.5.4 Réservoir Ri :

Elle est caractérisée par un grès quartzites isométrique à passés, et présence de siltes, et présence de tégillites et avec aussi la présence de fissures et brèche avec un ciment illitique.

ses caractéristiques pétro physiques sont : $K= 1 \text{ mD}$; $P= 7\%$.



Etude de cas

III.1. Présentation du puits :

Le puits OMKZ-421 est un puits horizontal s’inscrit dans le cadre de développement de gisement de champ de HASSI MESSAOUD, il est Foré par NDIL779 en 2011. La coup lithologique de ce puits est présentée sur la figure suivante:

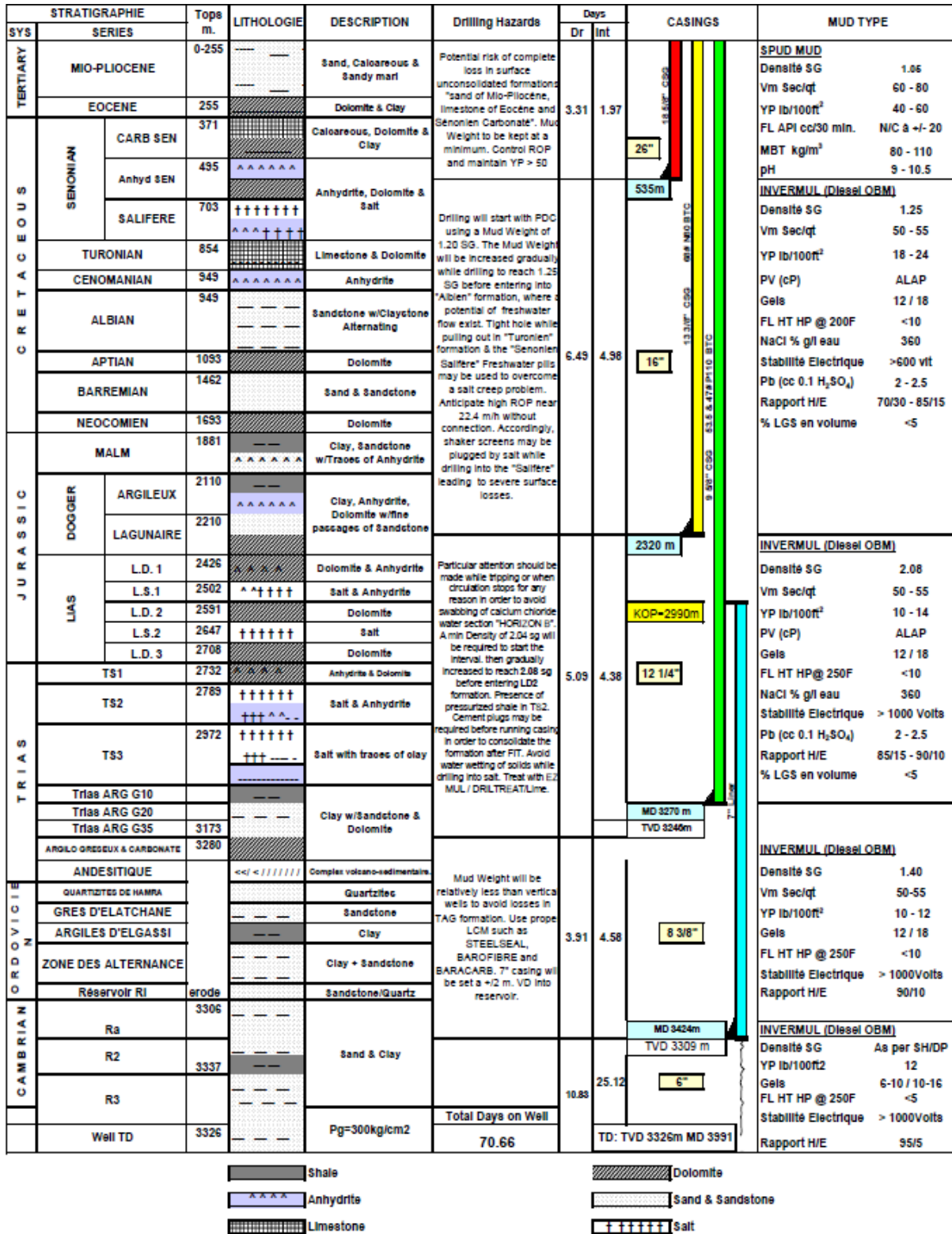


Figure III.1: la coupe lithologique de puits.

III.2. Le programme de tubage du puits OMKZ-421

Diamètre du trou	Diamètre de tubage	Profondeur (TVD /MD)	Densité de fluide (SG)	Grad
26"	18 5/8"	0-535m	1.05 -1.08	1.75
16"	13 3/8"	2320m	1.20 -1.25	1.20
12 1/4"	9 5/8"	3246m/3270m	2.08	1.35
8 3/8"	7"	3309m/3424m	1.40	1.19
6"	OH	3326m/3991m	AS per SHDP	1.48

III.3. Présentation de programme de la boue :

- la phase 26":0 – 535m

La boue utilisée pour forer cette phase est une boue à base d'eau, de densité égale à 1.05.

La composition de cette boue est donnée dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : la composition de la boue dans de la phase 26"

Produit	Concentration kg/m ³
bicarbonate de soude	0.5
soude caustique	1.5
Bentonite	90 – 100
PAC-R	Si nécessaire
CONDET	1
B LUB	1
DEXTRIDE	6-9

Les propriétés de cette boue sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : propriétés de la boue

Densité SG	1.05
Viscosité sec/ quart	>80
Yp (yield point) lb./100 ft ²	> 40-60
Gels	10-25 /25-50
PV Cp	ALAP
MPT Kg/ m ³	80-90
API Filtrat	N/C < 20 @ TD
PH	9 – 11

• **La phase 16' : 535m – 2320m**

La boue utilisée est boue à base d'huile, de densité 1.25. La composition de cette boue est donnée dans le tableau suivant :

Tableau III.3 : la composition de la boue dans la phase 16"

Produit	Concentration kg/m3
Diesel l/m ³	589.6
Eau l/m ³	458.1
GELTONE II kg/m ³	5.00
BDF 290 kg/m ³	18
Lime kg/m ³	25
Salt kg/m ³	94.33
Barite kg/m ³	354.85

Les propriétés de cette boue sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.4: propriétés de la boue

Densité	1.25
PV cp	ALAP
Yp lb. /100ft ² @ 150° F	18-24
Gels lb. /100ft ² @ 150° F	6-12 /12-25
HT HP Filtrate @ 200° F	<10
Stabilité électrique Volts	>600
Huile/eau	70/30 - 85/15
WPS NaCl ppm	25-26%
Pourcentage des solide	<5
POM	2.0 – 2.5

• **La phase 12^{1/4} : 2320m – 3270m**

La boue utilisée pour forer cette phase est une boue à base d'huile, de densité égale à 2.08 avant LD2. La composition de cette boue est donnée dans le tableau suivant :

Tableau III.5 : la composition de la boue dans la phase 121/4"

Produit	Concentration kg/m ³
Diesel l/m ³	509
Eau l/m ³	91.7
GELTONE II kg/m ³	6.00
BDF 290 kg/m ³	12
Lime kg/m ³	25
Salt kg/m ³	33.5
Barite kg/m ³	1949.4
EZMULNT kg/m ³	3
BARABLOK kg/m ³	2

Les propriétés de cette boue sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.6: propriétés de la boue

Densité	2.08 avont LD2
PV cp	ALAP
Yp lb. /100ft ² @ 150° F	10-14
Gels lb. /100ft ² @ 150° F	8-12 /12-20
HT HP Filtrate @ 200° F	<10
Stabilité électrique Volts	>1000
Huile/eau	85/15 - 90/10
WPS NaCl ppm	25-26%
Percentage des solide	<5
POM	2.0 – 2.5

- **La phase 8^{1/2} : 3270m – 3424m**

La boue utilisée est une boue à base d'huile, de densité égale à 1.4. La composition de cette boue est donnée dans le tableau suivant :

Tableau III.7 : la composition de la boue dans la phase 81/2"

Produit	Concentration kg/m ³
Diesel l/m ³	672.2
Eau l/m ³	119.9
GELTONE II kg/m ³	14
BDF 290 kg/m ³	10
Lime kg/m ³	25
Salt kg/m ³	43.81
Barite kg/m ³	668.88
BARABLOK kg/m ³	4

Les propriétés de cette boue sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.8: propriétés de la boue

Densité	1.4
PV cp	ALAP
Yp lb. /100ft2 @ 150° F	10-12
Gels lb. /100ft2 @ 150° F	8-10 /10-18
HT HP Filtrate @ 200° F	<10
Stabilité électrique Volts	>1000
Huile/eau	90/10
WPS NaCl ppm	25-26%
Percentage des solide	<5
POM	2.0 – 2.5

- **La phase 6' : 3424m – 3991m**

La boue utilisée est boue à base d'eau de 0.82 de densité. La composition de cette boue est donnée dans le tableau suivant :

Tableau III.9: la composition de la boue dans la phase 6"

Produit	Concentration kg/m ³
Diesel l/m ³	865.5
Eau l/m ³	45.91
GELTONE II kg/m ³	40
INVIRMUL NT kg/m ³	8
Lime kg/m ³	10
Salt kg/m ³	16.13
VIS PLUS kg/m ³	668.88
DURATONE HT kg/m ³	20

Les propriétés de cette boue sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.10 : propriétés de la boue

Densité	0.82
Yp lb. /100ft ²	12
Low Shear Rate lb./100 ft ²	6-10
PV (cP)	ALAP
Gels (10 sec/10 min)	8/12
Fluid Loss HTHP 250 °F/500 psi	<4
NaCl g/l eau	360
Electric Stability Volts	>1000
POM (cc 0.1 H ₂ SO ₄)	1
OWR O/W	95/5
% LGS en volume	<3

III.4. Etude de programme de la boue de forage du puits OKMZ-421 :

Phase 26 " :

Au cours de forage de cette phase nous avons constaté une perte totale de la boue après 110 m, à cause des propriétés de la boue à ce stade n'étaient pas compatibles avec la nature des roches cassantes et que la pression hydrostatique est bien supérieure à la pression des roches et cela est dû à la forte densité de l'argile, pour éviter cette situation, il existe deux solutions :

- Pompage d'une quantité de LCM dans le trou.
- Utiliser un bouchon de ciment.

- **Phase 16 " :**

Au cours de forage de cette phase nous avons constaté un coincement la garniture, et cela était dû au fait que la viscosité de la boue n'était pas suffisante pour retenir les déchets et nettoyer le puits . Pour éviter ce problème :

Dans la formation TURONIAN injecté acide HCL, et la formation SALIFERE injecté deux fois de l'eau.

- **Phase 12^{1/4}" :**

Au cours de forage de cette phase nous avons constaté une venue dans LD2, En raison de la pression hydrostatique, elle était inférieure à la pression des roches, et cela est dû au fait que la densité de la boue de forage n'était pas suffisante pour équilibrer les deux pressions. Pour éviter ce problème nous suggérons ce qui suit :

Augmenter la pression dans le fond de puits en augmentant la densité de boue, et isoler la boue contaminée.

- **Phase 8 ^{3/8} " :**

Cette partie du puits a été forée en toute sécurité sans aucun problème.

- **Phase 6 " :**

Au cours de forage de cette phase nous avons constaté une venue de gaz et perte de réservoir, En raison de la pression hydrostatique, elle était inférieure à la pression des roches, et cela est dû au fait que la densité de la boue de forage n'était pas suffisante pour équilibrer les deux pressions. Pour éviter ce problème suggérons ce qui suit :

Pomper une quantité de LCM dans la boue.

III.5. Cas d'utilisation de LCM :

Utilisé dans les cas suivants :

- Pertes < 10m³/h pompe 15m³ & continuer du forage.
- 10 m³/h< perte <20m³/h augmenter la concentration du LCM à 350 kg/m³ et les séquences de pompage à 15 m³.
- Si les pertes sont supérieures à 20m³/h, on pose le bouchon de ciment.

III.6. Procédure LCM :

- **Phases 26" :**

Pendant le forage de cet intervalle, il faut conserver suffisamment de produits chimiques et de matériaux LCM sur le site de forage pour faire face aux pertes de formation prévues.

30 m³ de bentonite pré-hydratée à pH élevé (10,5) 80-90 kg/m³ (frais mélangé) :

50 kg/m³ Mica Coarse

50 kg/m³ Nut plug Medium

50 kg/m³ Mica Medium

50 kg/m³ Nut plug Coarse

Phases 16" :

En cas de pertes partielles, préparer 10 à 15 m³ de LCM avec une concentration de 150 kg/m³ en utilisant les produits suivants :

- 75 kg/m³ de mélange Nutplug Medium / Nutplug fine.
- 75 kg/m³ de mélange Mica Medium / Mica fine.

Phases 12" :

En cas de pertes partielles, mélanger 10 m³ de LCM avec la concentration suivante :

- Si pertes < 1 m³ par heure, mélanger 10 m³ LCM 80 kg/m³

60kg/m³ Mica Fine/ Nut plug Fine

20kg/m³ Nut plug medium/ Mica Medium

- Si pertes > 1 m³ par heure, mélanger 10 m³ LCM 120 kg/m³

60kg/m³ Mica Fine/ Nut plug Fine

60kg/m³ Nut plug medium/ Mica Medium

Phases 6 :

En cas de pertes partielles, voici la formulation de la pilule recommandée :

- Pertes < 2m³/h mélange 5 m³ pilule LCM 160 kg/m³ composé comme suit :

50 kg/m³ STEELSEAL

50 kg/m³ BAROFIBRE F

10 kg/m³ lime

50 kg/m³ BARACARB

- Pertes >2m³/h mélange 5 m³ pilule LCM 310 kg/m³ composé comme suit :

100 kg/m³ STEELSEAL

100 kg/m³ BAROFIBRE F

10 kg/m³ lime

100 kg/m³ BARACARB 50/150/ 600

Recommandations

Avant de commencer opération de forage il est nécessaire de :

- Connaître les zones traversées et avoir une bonne connaissance de l'interaction fluide formation
- Maîtriser les paramètres de forage (ROP, débit, démarrage et l'arrêt des pompes, mouvements de la garniture...)
- La différence de pression minimale entre le réservoir et le fond du puits doit être maintenue de telle façon à éviter l'intrusion des fluides de formations dans le puits d'une part et de minimiser le flux de filtration, d'autre part
- Le bon choix pour placer les sabots pour éviter la fracturation en cas de circulation avec une boue requise
- La viscosité de boue ne doit pas être supérieure à la viscosité requise pour éviter toute pression supplémentaire au fond du puits
- La granulométrie de la phase solide de la boue doit être d'une distribution bien étudiée des particules entre fines et grossières permettant d'avoir un bon cake et diminuer ainsi la migration des solides vers la formation
- Les additifs solides ajoutés dans la boue tel que les alourdissant doivent répondre aux exigences du nettoyage final si nécessaire (être soluble dans l'acide) ;
- Les plus dangereux des contaminants sont les solides, donc il faut assurer en continue une teneur en solide la plus minimale possible, par la mise en marche des équipements de traitement mécanique efficaces (dans notre cas, une centrifugeuse neuve qui donne un rendement très élevé que d'habitude)
- Une telle boue doit être choisie telle qu'elle facilite le forage, minimiser les pertes et l'infiltration et par conséquent minimiser l'endommagement du réservoir

Conclusion

L'opération de forage nécessite plusieurs facteurs pour qu'elle soit réalisée. Parmi ces facteurs, le fluide de forage qui possède des nombreuses caractéristiques a pour but d'augmenté la durée de vie de l'outillage, la stabilité des parois du puits ...etc. Pour ces raisons il faut bien maitriser les valeurs de la pression différentielle entre la pression de l'espace annulaire et la pression de formation.

L'objective principale est de réaliser l'équilibre cette pression différentielle pour éviter certain problème comme la venue, la perte de circulation. Dans les dernières années certaines efforts ont été fournis pour réaliser un fluide de forage convenable pour protéger l'environnement.

Il est nécessaire de choisir le fluide et de l'adapter de manière à éviter les dommages de la formation forée (afin que le puits ne s'effondre pas ou que ses parois ne se dégradent pas) et aussi de manière à limiter la corrosion.

Un forage est généralement accompagné par un expert en boue de forage, qui modifie la composition, la pression ou le volume de la boue selon les besoins et « surprises » du forage (des pertes subites de fluides, ou hausse de pression en général).

Références bibliographiques

- [1] Makhoulouf, T. (2012). Dans Etude physico - chimiques et influence des matières premières sur la théologie des boues de forage (p. 1)
- [2] moodle.univ-ouargla.dz. (s.d.). Consulté le Mars 12, 2022, sur Elearning University Kasdi Merbah ouaregla.
- [3] .Enseignant, A. Ali. Fluide de forage. Dans forage d'eau:procédés et mesures (pp. 01-03).
- [4] Daddou . M " Division forage / Sonatrach, Département formation ". [2015]
- [5] FICHER Sonatrach. "Les paramètres de forage".59p
- [6] NGOC Ha DAO. "Modélisation de la fatigue des systèmes de forage de puits à trajectoire complexe". Thèse de Doctorat en Technique et Economie de l'Exploitation du Sous-sol. Paris : l'École nationale supérieure des mines de Paris, 2014, 179p
- [7] Wkipidia.org. (s.d.). Récupéré sur Débit (physique) - Wikipédia.
- [8] <https://tmsec.pagesperso-orange.fr> . (s.d.). Récupéré sur Débit volumique / Débit massique - TMSEC.
- [9] <https://www.techno-science.net>. (s.d.). Récupéré sur Techno-Science.net.
- [10] .Khodja, M. (Vendredi 15 Février 2008). fluide de forage . Dans Etude des performances et considérations environnementales (pp. 45-49)