

UNIVERSITE KASDI MARBAH 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 Technologie

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : FORAGE

Thème

**Perte de circulation durant une opération
de forage dans le champ de Hassi-Messaoud
(Puit ONM-41)**

Présenté par :

- BENHADJI Billal
- GHERRAS Mohamed

Devant le jury:

- | | | | |
|--------------------|-----|--------------|------|
| • Mme. ... | MCB | Examinatrice | UKMO |
| • M. ... | Dr. | Examineur | UKMO |
| • Mr . Hadjab Riad | Pr. | Encadreur | UKMO |

Soutenu publiquement le : 07/06/2023

REMERCIEMENT

Toute la gratitude et le merci à Dieu notre créateur qui nous a donné la force pour effectuer et achever ce travail.

Ainsi nos parents qui nous aident.

Nous tenons à remercier en premier lieu et très chaleureusement

Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux

Conseils, pour leurs esprits d'ouverture et leurs disponibilités.

Grâce à lui, notre travail s'est déroulé.

Nos remerciements s'adressent également aux membres de jury qui nous font l'honneur de juger notre travail.

*Nous tenons à remercier **Mr. Hadjab Riad***

Nous remercions aussi :

*Tous les travailleurs **entp**,*

Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à la finalisation de ce travail, nous tenons à leur exprimer notre vive gratitude.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère et très cher père

Mes très chers frères. Mes très chères soeurs.

*SAMIA /YOUCEF /SOUFIAN(Yassine)/ KHALED /HANANE /YASSINE
(Mohamed)*

Sans oublier ma femme. marwa

Et mon encadreur Mr hadjab

Toute ma famille benhadji

Tous mes amis (es) et Toute ma promotion.

Mohammed / islam /kheir-eddin / yacine

BILLAL

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

*Ma très chère mère et très cher père
Mes très chers frères. Ma très chère sœur.
ilyas/abdelnour /ahmed /marwa
Et mon encadreur Mr hadjab
Et Toute ma famille gherras
Tous mes amis (es) et Toute ma promotion.
billal / islam /kheir-eddin / yacine
Sofian/ Elhadj*

mohammed

SOMMAIRE

I . Remerciements	
II . Dédicace	
IV . Sommaire	
V . List des figures et des tableaux	
VI . Liste des abréviations	
Introduction générale	01
CHAPITRE I	GENERALITE SUR LE CHAMP DE HMD
1. Introduction.....	02
2. Situation du champs de Hassi Messaoud.....	02
2.1.Situation géographique.....	02
2.2.Situation géologique.....	02
3. Localisation du puits – ONM-41.....	04
4.Objectifs du puits.....	08
CHAPITRE II	les pertes de circulation
1.Définition.....	09
2 .Classification des zones à perte.....	10
2.1. les formations non consolidées ou perméables	10
2.2.Les formations fracturées naturellement	13
2.3. Les formations cavernieuses	13
2.4. Les formations fragiles	14
3.Principaux types des pertes.....	14
3.1. Pertes par filtration	14
3.2. Pertes partielles	15
3.3. Pertes totales	15

3.3.1. Pertes naturelles	15
3.3.2. Pertes par craquage.....	15
4. Les indices de perte de circulation.....	16
4.1. Perte partielle	16
4.2. Perte totale.....	16
5. Les causes principales de la perte de circulation	17
5.1. Causes liées aux caractéristiques de la boue	17
a- Pression au sein de la boue trop élevée.....	17
b- Causes liées aux caractéristiques rhéologiques.....	18
c- Causes liées à la thixotropie.....	18
5.2. Causes liées aux caractéristiques de la formation.....	19
a-Formation perméable.....	19
b-Formation naturellement fissurée.....	19
c-Formation fracturée par la boue.....	20
d- Formation caverneuse.....	21
5.3. Causes diverses	22
a-Surpression et dépression dues aux manoeuvres trop rapides.....	22
b- Reprises brutales de pompage.....	22
C - Reformage systématique avant ajout de tige.....	22
6. De mauvaises conséquences dues à la perte de circulation.....	25
7. Conséquences de la perte de circulation.....	26
8. Précautions à prendre lors du forage des zones à perte.....	26
9. Agents de colmatage dans la boue de forage	28
9.1. Les Colmatants granulaires	28
9.2. Les colmatants fibreux	29
9.3. Les Colmatants lamellaires	29
9.4. Colmatant gonflants	30

10. Procédures de mise en place pour les bouchons spéciaux.....	33
11. Système de mélange.....	33
11.1. Système de mélange en surface	33
11.2. Système de mélange au fond	33

Chapitre III

Etude de cas (puits – ONM-41)

Etude du problème de perte de circulation (Cas de puits – ONM-41)	36
1. Types et paramètres de boue	36
2. Risques et conditions particulières de forage du puits – ONM-41.....	44
3. Problèmes majeurs rencontrés lors du forage de – ONM-41.....	44
4. Recommandations.....	46

Conclusion	47
-------------------------	----

Bibliographie	48
----------------------------	----

VI. Résumé

Liste des Figures

Figures	Titre de figure	page
Fig 1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud source	3
Fig 2	EMPLACEMENT DU PUITIS – ONM-41	5
Fig 3	localisation du puits– ONM-41	6
Fig 4	profils de puits– ONM-41	7
Fig 5	Formations candidates pour les pertes de circulation. (World Oil, 2003)	9
Fig 6	Filtrat en fonction de la perte de circulation	10
Fig 7	Formation caverneuse	14
Fig 8	Pression de fond de trou pour un cycle de forage normal	17
Fig 9	Effet des gels sur la pression de pistonage	18
Fig 10	Formations hautement perméables (Loose Gravels)	19
Fig 11	Les zones perméables comme cause de fracturation	19
Fig 12	fractures naturelles ou intrinsèques	20
Fig 13	Fractures induites	20
Fig 14	Pressions de rupture de formation observées lors du traitement de 276 puits dans les régions du centre du continent et de la côte du GULF	20
Fig 15	Pressions pour injecter des fluides dans les fractures pendant le traitement de 276 puits dans les régions du centre du continent et de la côte du GULF	21
Fig 16	Cavernous Formations	21
Fig 17	Effets de la modification des propriétés de l'écoulement de boue	22
Fig 18	Parois homogènes et imperméables pour la fracturation selon la théorie du cylindre à paroi épaisse	23
Fig 19	Les irrégularités de puits telles que les encoches et les agrandissements de forme elliptique provoquent des fractures	23
Fig 20	Les fractures intrinsèques comme cause de fracturation	24
Fig 21	.Système hydraulique fermé causant la fracturation de 276 puits dans les régions du centre du continent et de la côte du GULF	24
Fig 22	les causes de perte de circulation	27
Fig 23	comparaison de la capacité de colmatage avec les fractures	28

Fig 24	Type d'Action des agents colmatants.	30
Fig 25	La 1ère phase	37
Fig 26	La 2eme phase	39

Liste des tableaux

Tableau	Titre de Tableau	Page
Tableau 1	DONNÉES DE PUIITS	4
Tableau 2	Coordonnées d'implantation	5
Tableau 3	Identification des futures zones à perte	12
Tableau 4	Degrés des pertes de circulation	16
Tableau 5	Agents colmatant typiques	31
Tableau 6	Types et paramètres de boue	36
Tableau 11	Consommation de produits de boue et coûts de services par section et puits total ONM-41	41
Tableau 13	Consommation de produits de boue et coûts de services par section et puits total ONM-41	42

Liste des abréviations

HMD:Hassi Messaoud

TAG : Trias Argilo-Gréseux.

RPM: Rotation par minute.

OD: Outside diameter.

ID: Interior diameter.

BHA: Bottom hole assembly.

WOB: Weight on bit.

PDC: polycrystalline diamond cutter.

DC: Drill collar.

DP: Drill pipe.

LMC: Lost materiel circulation.

D.O.B: diesel-oil bentonite.

ROP: Rate of Penetration.

PR: Pression.

DLC: densité de laitier de ciment.

Cp: centipoise (unité de viscosité).

MWD: Measurement While Drilling, Transmitted Data

NPT: National pipe tapered thread.

MW: Mud Weight

PV: plastic viscosity

YP : yield point

FV : final viscosity

Introduction

Générale

Introduction Générale

Introduction

La boue de forage représente une dépense importante dans le forage de puits de pétrole et de gaz. La boue de forage circule à travers le train de forage et le foret, afin d'éliminer les déblais du trou de forage et de permettre la performance de l'outil. La boue de forage est spécifiquement formulée pour développer un revêtement mince sur la paroi du forage, appelé « MUD cake » qui limite les pertes de fluide aux formations déjà forées et exposées dans le forage, car le foret se déplace de plus en plus profondément.

Le concept de perte de circulation ou de perte de rendement peut être défini comme « la perte partielle ou totale de fluide circulant du puits de forage à la formation. C'est la perte de fluide entier, pas simplement filtrat, à la formation. Les pertes peuvent résulter de causes naturelles ou induites et peuvent aller de quelques barils par heure à des centaines de barils en quelques minutes. La perte de circulation est l'une des dépenses les plus importantes du forage en termes de temps et de sécurité de l'engin.

Une perte de circulation peut également se produire à n'importe quel moment de l'opération de forage. Si des pertes surviennent lors du forage d'une longue section du puits, l'objectif du traitement sera probablement de colmater ou de limiter les pertes pour permettre le forage sans tubage ni cimentation. Dans d'autres situations, l'approche peut consister à limiter les pertes et à cimenter le puits.

Avec une expérience suffisante dans le forage d'un type particulier de formation, il peut être possible d'éviter ou de minimiser considérablement les événements de perte de circulation en contrôlant les propriétés de la boue, la vitesse de forage ou d'autres paramètres de champ. Cependant, cela nécessite un niveau élevé d'expérience et d'étude, ce qui n'est généralement pas disponible. Pour cette raison, l'industrie compte beaucoup sur l'utilisation de méthodes pour atténuer les pertes de circulation après qu'elles se produisent.

Il existe un large éventail de traitements de perte de circulation appliqués pour contrôler ou éliminer les événements de perte de circulation. Ces systèmes peuvent être divisés en systèmes conventionnels, qui comprennent des matériaux granulaires, fibreux et floconneux qui sont mélangés aux fluides de forage pendant la phase de forage ou aux boues de ciment pendant les phases de forage et de cimentation primaire.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LE CHAMP DE HMD

1. Introduction:

Le gisement de Hassi Messaoud, situé dans le bassin de Oued Mya au nord-est de la plateforme saharienne où il occupe sa partie centrale a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958 par la compagnie française SNRepal, il s'étend sur une superficie de plus de 3000 km² et est considéré comme étant le plus grand gisement de la province triasique. L'origine du réservoir de Hassi Messaoud remonte au temps paléozoïque du cambrien il y a 570 millions d'années. La mer qui recouvrait un socle en partie granitique, dépose une série détritique de 600 à 700 m, d'épaisseur durant environ 70 millions d'années. Ces dépôts constitueront les grès réservoirs du gisement. Au cours de l'Ordovicien apparaissent les premières argiles (argiles d'El Gassi), mais c'est au Silurien que la mer dépose une série argileuse vraiment épaisse. Toutes ces argiles sont riches en matière organique et parfois bitumineuse. Ce sont elles qui ont vraisemblablement joué le rôle de roche mère étant produit les hydrocarbures du gisement. La sédimentation se poursuit pendant le reste du Paléozoïque provoquant l'enfouissement des argiles à une profondeur permettant la formation d'hydrocarbures. Des déformations tectoniques permettent de former l'anticlinal ou les argiles imperméables piègent les hydrocarbures qui ont migré dans les roches-réservoirs. Plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, on a pu constater une grande variabilité des propriétés pétrographiques et pétrophysiques de la couche réservoir et que des ensembles de puits se comportent de manière indépendante les uns par rapport aux autres, d'où la définition de différents réservoirs et des zones dont les pressions moyennes évoluent de manières différentes.

2. Situation du champ de Hassi Messaoud :

2.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km Sud / Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante:

$$X = [790.000-840.000] \quad \text{Est, } Y = [110.000-150.000] \quad \text{Nord,}$$

2.2. Situation géologique:

Par rapport aux gisements , le champ de Hassi Messaoud est limité:

- au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela , Ben Kahla et Haoud Berkaoui);
- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb;
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de ladorsaled'Amguid El Biod de plus de 800km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya;
 - au Sud par le môle d'Amguid El Biod;
 - au Nord par la structure Djammâa-Touggourt;
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhour de El Baguel et la dépression de Ghadames.

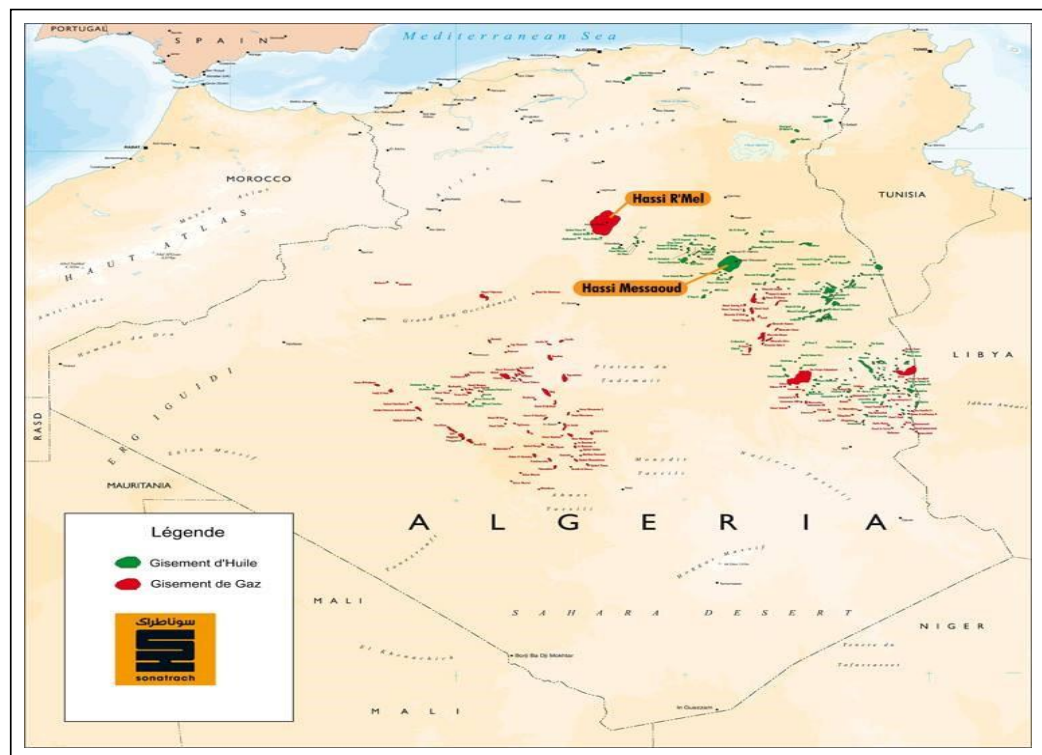


Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud source

3. Localisation du puits – ONM-41 ^{1}

ONM -41 est un puits injecteur de gaz vertical à forer dans la subdivision ONM du champ Hassi-Messaoud; situé à l'est du champ, au nord de la zone 14 dans une zone où la densité de puits est moyenne, seulement cinq puits de surveillance ONM-51, ONM-413, ONMZ-502, OMNZ513 et ONMZ503 Le puits sera foré à une profondeur totale de +/- 3482 m afin d'assurer un balayage d'huile jusqu'au

puits du secteur et de maintenir la pression du réservoir, qui fait face à un épuisement

Afin de réduire la consommation de gasoil dans l'activité de forage et d'atteindre les meilleures techniques & HES, un respect de l'environnement. ONM -41 sera foré avec de la boue à base d'eau haute performance (système AVAPOLYOIL) comme alternative Boue à base d'huile pour le 16 ", 12" 1/4 suivant l'architecture de puits standard SONATRACH pour le champ Hassi -Messaoud^{6}

Tableau 1. DONNÉES DE PUIT

	ONM-41	
Field	ONM	
Well Classification	Development	
Operator	SONATRACH	
Drilling Contractor	ENTP	
Drilling Rig	TP198- (HT 10.67 m)	
Surface location	Latitude	31°43'37.96901" N
	Longitude	6°14'24.69794" E
	UTM Zone 31	X = 807 040.000 m
Y = 3 514 500.016 m		
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31 on North Sahara, Clarke 80 (This system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	163 m Above Mean Sea Level (AMSL)
	Rotary Table Elevation	10.67m above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	152.504 m Above Mean Sea Level (AMSL)
Well TD	3482 m TVD	-3319 m TVDSS

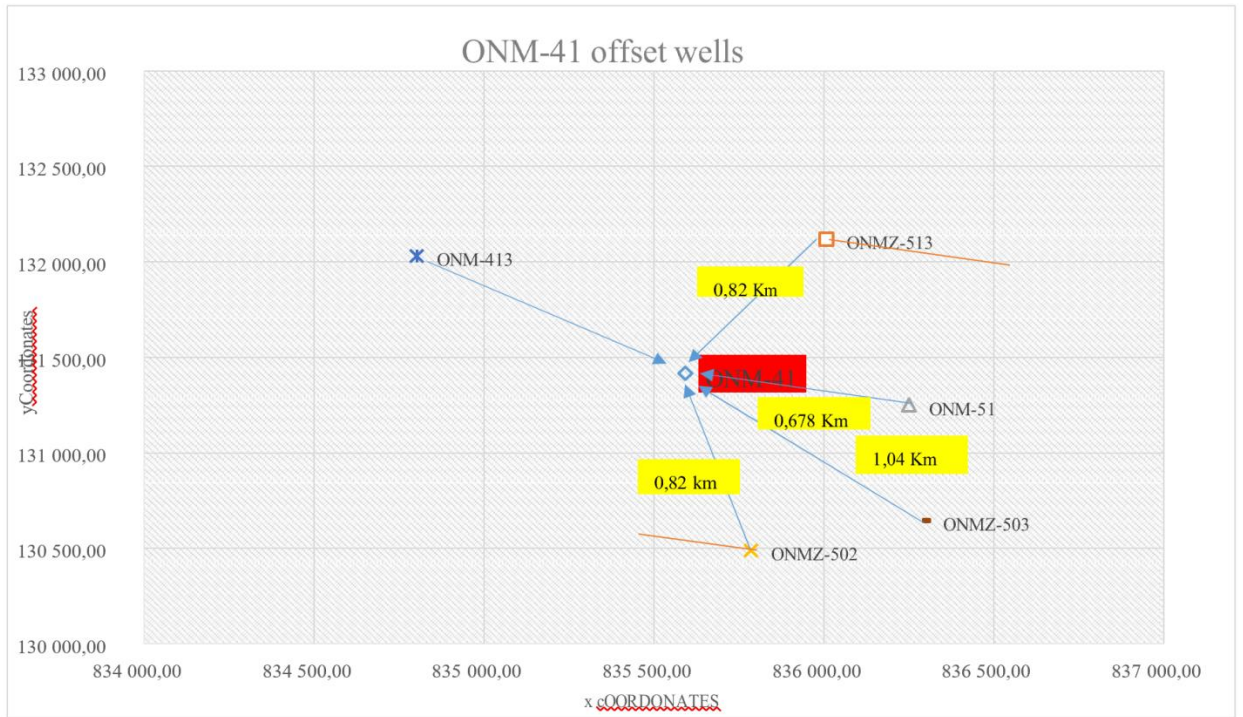


Figure 2.EMPLACEMENT DU PUIT – ONM-41

Tableau 2. Coordonnées d’implantation

Puits	Xcoor	Ycoor	Distance(m)
ONM-41	835591,76	131416,29	
ONM-51	836250,00	131250,00	678,92
ONMZ-513	836006,46	132119,94	816,76
ONMZ-502	835783,94	130490,00	946,02
ONM-413	834801,75	132032,42	1001,86
ONMZ-503	836292,08	130647,10	1040,24

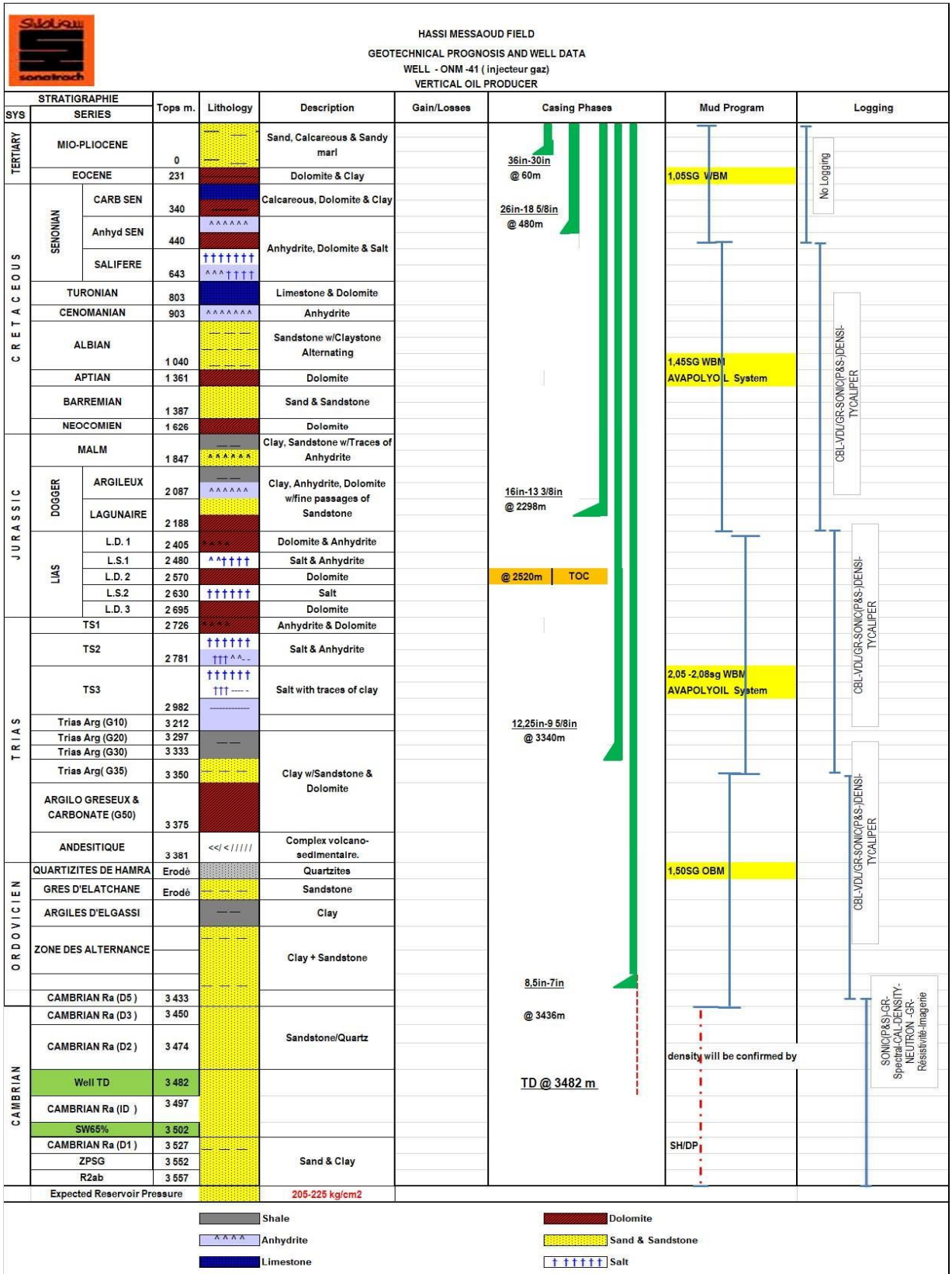


Figure 4. Profils de puits- ONM-41

4.OBJECTIFS DU PUIT {1}

Forer de manière sûre et efficace conformément aux politiques et procédures de SONATRACH (SH), ainsi qu'aux procédures et aux normes internationales de l'industrie. Les principaux critères de succès sont les suivants :

1. Forage du puits à la TD prévue sans blessure au personnel, à l'équipement ou à l'environnement.
2. Dommages minimes à l'environnement, en utilisant le système WBM.
3. Assurer l'intégrité du puits de forage à des fins d'acquisition, de complétion et de production de données, avec une isolation zonale adéquate des aquifères, des zones sous pression et des zones contenant des hydrocarbures.
4. Remplacer le système OBM conventionnel par WBM (AVA POLYOIL) pour forer à travers 16" et 12.1/4sections de trous.
5. Dommages minimes à l'environnement et réduction de la consommation de diesel, en utilisant le système WBM
6. Forer à travers des formations de schiste réactives et dispersibles dans le champ HMD à l'aide du système WBM capable de suivre :
 1. Haute inhibition, optimiser les performances de forage.
 2. Lubrification améliorée.
 3. Maximisez la stabilité des trous de forage.
 4. Minimiser le lavage des trous à moins ou égal à 15%, surtout dans la section 16".
 5. Réduction des coûts de consommation
 6. Économie en ligne et hors ligne a été prise en charge du coût du traitement

Cible de zone

1. Profondeur finale: 3482m , WOC @3502 m
2. Cible : Cambrien Ri (D5) (Ra) (D3, D2).
3. Pression prévue dans le réservoir : 205-225 kg/cm²

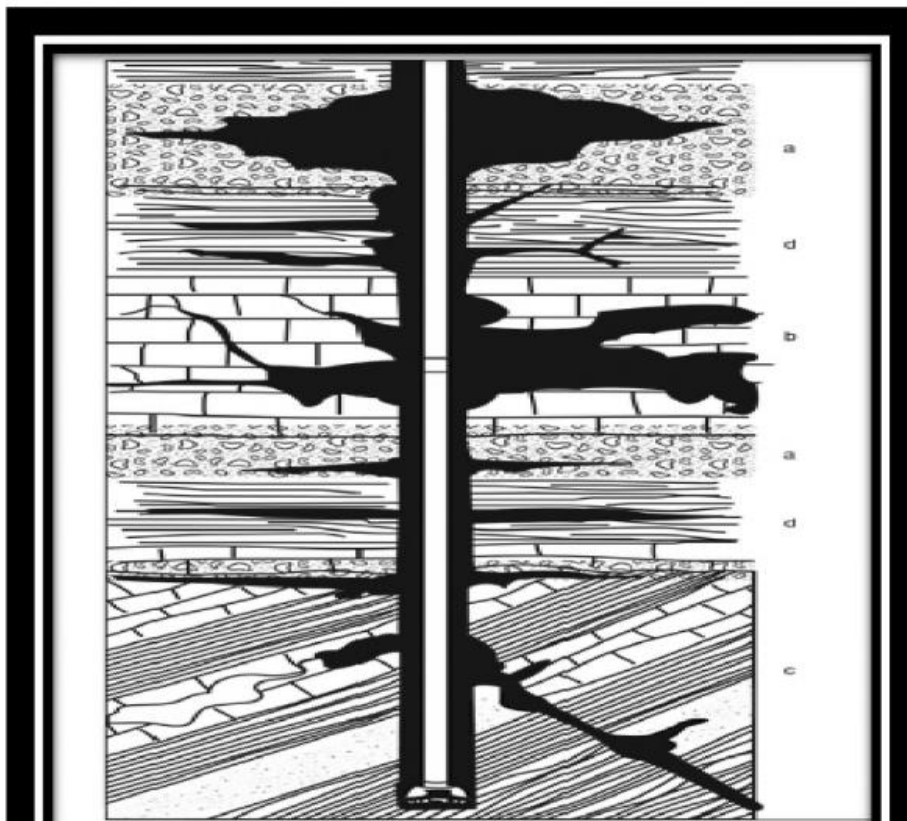
Chapitre II

Les pertes de circulation

1. Définition ^{ 8}

Les pertes de circulation sont la conséquence logique des déséquilibres de pression existants ou créés entre le milieu traverse et le fluide utilise en forage. Les pertes de circulation (ou perte de retour) sont définies comme la perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, cavernueuses ou fissurées.

Les pertes de circulation ne devraient pas être confondues avec les pertes de filtrat. La figure 6 montre la relation entre le procède du filtrat et la porosité primaire, bien que la perte de circulation puisse arriver dans les formations avec la porosité primaire et secondaire.



. **Figure 5.** Formations candidates pour les pertes de circulation. ^{9}

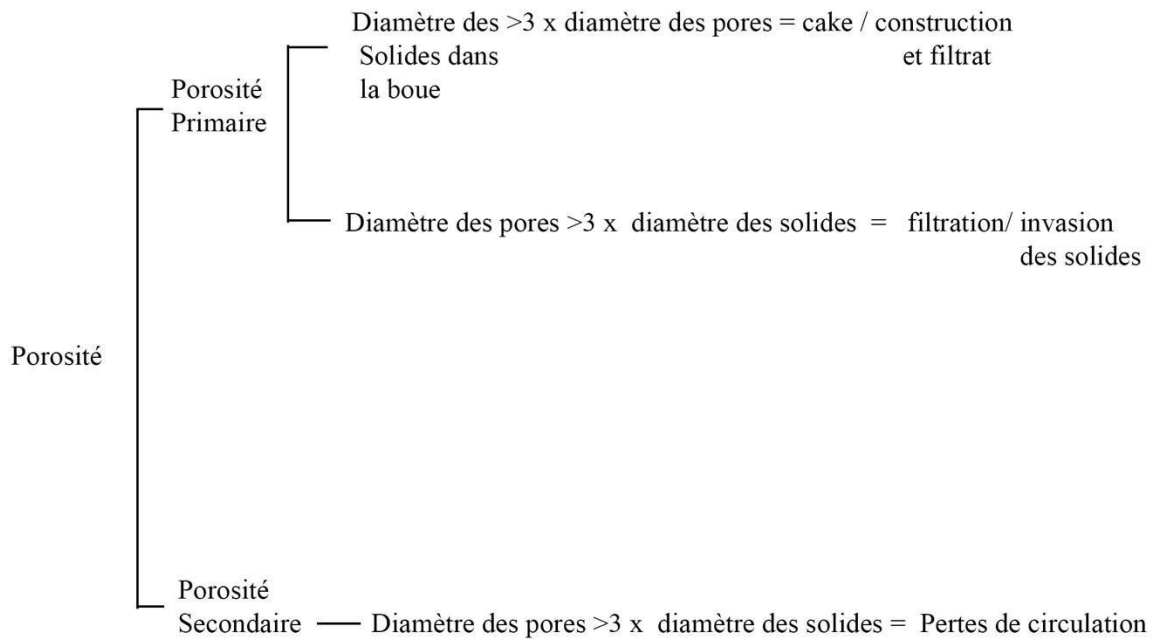


Figure 6. Filtrat en fonction de la perte de circulation.

2 .Classification des zones à perte

Il existe quatre catégories de formation offrant des possibilités de pertes, ces sont classées par ordre de gravité croissant :

- Les formations non consolidées ou très perméables.
- Les formations fracturées naturellement.
- Les formations fragiles.
- Les formations cavernueuses.

2.1. Les formations non consolidées ou perméables

- Bien qu'il soit impossible de déterminer exactement la formation capable d'arrêter la boue, il faut retenir que, pour qu'il y ait perte il est nécessaire que les ouvertures des pores soient plus grandes que les dimensions des particules de boue.

- L'élément solide d'une boue n'entre pas dans les pores des couches ordinairement rencontrées telles que les argiles, les marnes ou les sables de perméabilité normale. Par contre certaines couches laissent pénétrer les phases liquides et solides de la boue en offrant des ouvertures suffisantes :
- les sables grossiers, contenant des particules de grandes dimensions, se rencontrent le plus souvent à de faibles profondeurs et constituent des terrains très perméables et peu compactés.
- les graviers contiennent un nombre insuffisant de petites particules (petits graviers ou sables) permettant d'empêcher les pertes dans les réservoirs gréseux, les pertes dans ces zones sont des pertes par filtration. Ces dernières seront contrôlées de très près de façon à minimiser le rayon d'invasion de la formation par le fluide de forage. On réduira le plus possible le filtrat de la boue par un choix très strict des produits à utiliser dans la boue.
- les dolomies, ce sont très souvent des couches très peu consolidées s'effritant très facilement sous l'action de l'outil et sujettes à des pertes de boue.
- Certaines couches rocheuses sont souvent fissurées par suite des pressions de compaction dues à l'enfouissement (pression géostatique). ^{1}

Tableau 3 : Identification des futures zones à perte {1}

Sable poreux et graviers	Fractures naturelles	Fractures induites	zones cavernueuses
<p>1. Diminution graduelle du niveau des bacs</p> <p>2. La perte devient totale si le forage continue</p> <p>3. Pour qu'il y ait pénétration totale de la boue dans une formation il faut que sa perméabilité dépasse 10 d.</p> <p>La perméabilité des sables non Consolidés qui contiennent l'huile et le gaz, dépasse rarement 3.5 d. Il est improbable qu'il y ait perte de boue dans ce type de formation à moins qu'elle soit fracturée</p>	<p>1. Peuvent arriver à n'importe qu'elle type de roche</p> <p>2. La perte est approuvée par la perte graduelle de la boue dans les bacs. Si le forage continue et plusieurs fractures sont exposées, la perte totale du retour peut être atteinte</p> <p>3. La fracture doit avoir une largeur de soutènement définie pour recevoir la boue</p>	<p>1. Arrivent à n'importe quelle type de formation sous la colonne de boue où les fractures sont horizontales</p> <p>2. La perte est toujours soudaine et accompagnée par une perte totale du retour, les conditions sont favorables pour créer des fractures induites lorsque la densité de la boue dépasse 10.5lb/gal</p> <p>3. Une augmentation brusque de pression ou une descente rapide de garniture peut être suivie par une perte.</p> <p>4. Lorsqu'une perte arrive et que dans le puits adjacent il n'y avait pas de perte alors la perte est due à des fractures induites.</p>	<p>1. Normalement associées aux formations calcaire</p> <p>2. Perte de retour peut être soudaine est totale</p> <p>3. L'avancement du forage est faible avant la perte.</p>

2.2. Les formations fracturées naturellement

Si la pression du découvert dépasse la pression de formation, il y a création de fractures permettant la perte de boue ou de laitier de ciment, ceci peut arriver lorsque :

- Un anneau solide de boue immobile est développé dans l'annulaire (la pression de circulation résultante peut initier des fractures hydrauliques).
- Durant le forage d'une formation sous-compactée.
- Forage à partir du sommet d'une montagne, il est possible de forer à travers une formation où la pression géostatique est faible et la fracturation arrive facilement. Les irrégularités du puits, la densité de la boue élevée et la manipulation brute des outils peuvent aussi induire des fractures.

La perte de circulation dans les fractures induites est plus fréquente avec une boue à base d'huile qu'avec une boue à base d'eau à cause de la compressibilité d'huile sous les conditions de fond. Les fractures induites ne se colmatent pas rapidement avec une boue à base d'huile. Lors d'une perte partielle avec une boue à base d'eau, la pratique utilisée est de laisser la boue en contact avec la paroi du puits pendant un certain temps. La filtration de la boue permet aux fractures de se remplir avec les solides de la boue. Le problème de perte peut être résolu sans réduction de la densité de la boue.

La filtration de la boue à base d'huile est souvent très faible pour être utile. L'extension de la fracture créée avec une boue à base d'huile peut être développée jusqu'à ce que la pression dans le découvert diminue sauf s'il y a colmatage de cette fracture.

2.3. Les formations cavernueuses

Elles se présentent surtout en terrains calcaires par suite du phénomène de dissolution. Dans ces zones cavernueuses, les chemins de passage du fluide sont généralement de très grande surface et constituent soit des cavités, soit des crevasses, soit des canaux.

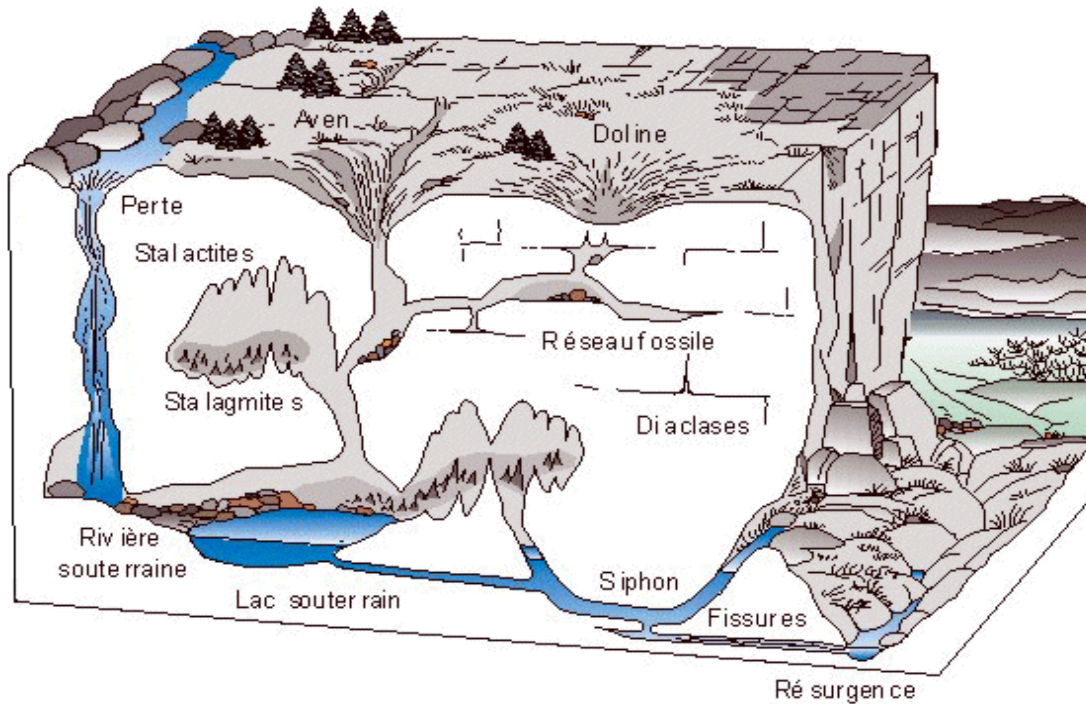


Figure 7: Formation caverneuse

2.4. Les formations fragiles

Elles sont sensibles aux fractures provoquées. Ce sont préférentiellement des terrains de faible structure comme les argiles. Ces terrains sont influencés par la pression hydrostatique de la boue de forage. Ce qui provoque des pertes partielles même parfois totales^{1}

3. Principaux types des pertes

3.1. Pertes par filtration

Dans la mesure de prévenir contre la pénétration des fluides de formation dans le puits durant le forage (OBD), la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à celle de la formation.

Une large quantité de boue envahissant les formations perméables est pallié par la formation d'un cake relativement imperméable, à travers le quelle aucune filtration aura lieu. La boue est donc sujette à un traitement offrant les caractéristiques voulues, dans la mesure de préserver la stabilité des parois et de minimiser l'invasion par filtration des niveaux à potentiel productif.

Plusieurs expériences ont été réalisées pour illustrer les paramètres gouvernant la filtration de fluide de forage dans un puits pétrolier.

3.2. Pertes partielles

Une perte est dite partielle, si la circulation se maintient même à une très faible valeur, le trou restant rempli, il y a donc retour de boue.

Quand il y a perte partielle importante : $Q_{\text{perte}} > 5 \text{ m}^3/\text{h}$, et quand il y a perte partielle moins importante : $Q_{\text{perte}} < 5 \text{ m}^3/\text{h}$.

3.3. Pertes totales

Dans le forage lorsqu'on dit qu'on a une perte totale cela veut dire qu'on n'a pas de retour de boue au niveau de la goulotte et les tamis. Cette perte est fréquente dans les terrains caverneux, fissurés et les terrains fracturés par la boue de forage.

On distingue deux types de perte totale :

3.3.1. Pertes naturelles

Elles se produisent dans les vides de la roche (pore, fissures, fractures), lorsque $P_{\text{boue}} > P_{\text{couche}}$

Les pertes de circulation naturelle sont observées dans :

- les formations très mal consolidées (sable, gravier, etc.).
- les formations à perméabilité excessive: présence des vacuoles dues à la dissolution du lessivage d'une perte de la roche.
- les formations cavernueuses fissurées à forte perméabilité (sable, grès).
- les formations naturellement fissurées ou cavernueuse dans leur roche.
- les zones faillées, broyées, au sein desquelles les mouvements tectoniques ont développé des ressauts de fissures.
- verticales qui sont restées ouvertes.

3.3.2. Pertes par craquage

Elles se produisent dans les vides créés (fissures ou fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche - Soit à peu près systématiquement dans n'importe quel type de formation chaque fois que la formation contient des grès, sables, sables argileux ou argiles sableuses- Soit au niveau du plan de moindre corrosion tel que : surface de contact plan de schistosité^{2}

Tableau 4 : Degrés des pertes de circulation : ^{2}

Types de pertes	Degré
Par filtration (faible)	<1.5m ³ /hr (10bbl/hr)
Partielle (moyenne)	1.5à75m ³ /hr (10à500bbl/hr)
Totale (sévère)	Totale (impossibilité de garder le puits plein)

4. Les indices de perte de circulation

4.1. Perte partielle

Dans le cas de perte de circulation partielle, on peut avoir les indices suivants:

- Diminution du niveau de la boue sur les bacs et cette diminution revient pas directement à la fois (dans le cas où la pompe de forage en marche c'est à dire la boue en circulation).
- Si la pompe de forage est en arrêt (cas de manœuvre) le niveau de la pression hydrostatique de la boue de forage dans le puits est diminué partiellement.

4.2. Perte totale

Dans le cas de perte de circulation totale, on peut avoir les indices suivants :

- Si la pompe de forage en marche (au cours de forage) on observe le retour de la boue est nul.

- Si la pompe de forage est en arrêt (cas de manoeuvrer) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits est en diminution brusque.

5. Les causes principales de la perte de circulation^{8}

5.1. Causes liées aux caractéristiques de la boue :

a- Pression au sein de la boue trop élevée:

Comme les venues, les pertes de circulation sont la conséquence logique et directe d'un déséquilibre de pression existant ou crée, momentané ou permanent, entre le milieu traverse et les fluides utilisés en forage. Elles peuvent avoir une densité trop élevée ou une pression de refoulement (débit, caractéristiques rhéologiques) trop élevée. Donc la raison principale des pertes de circulation est que la pression dans le puits dépasse la pression de couche.

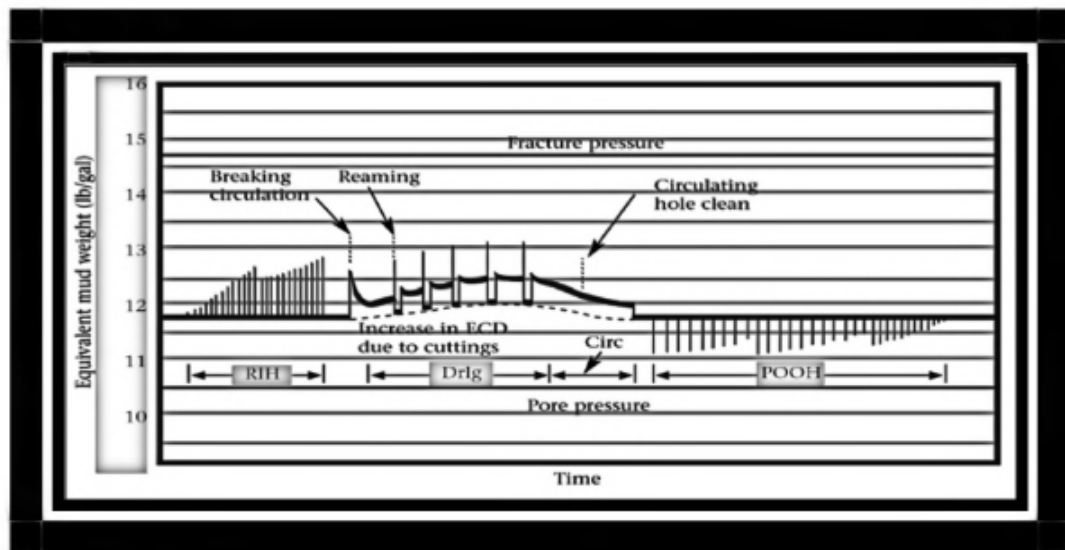


Figure8.Pression de fond de trou pour un cycle de forage normal

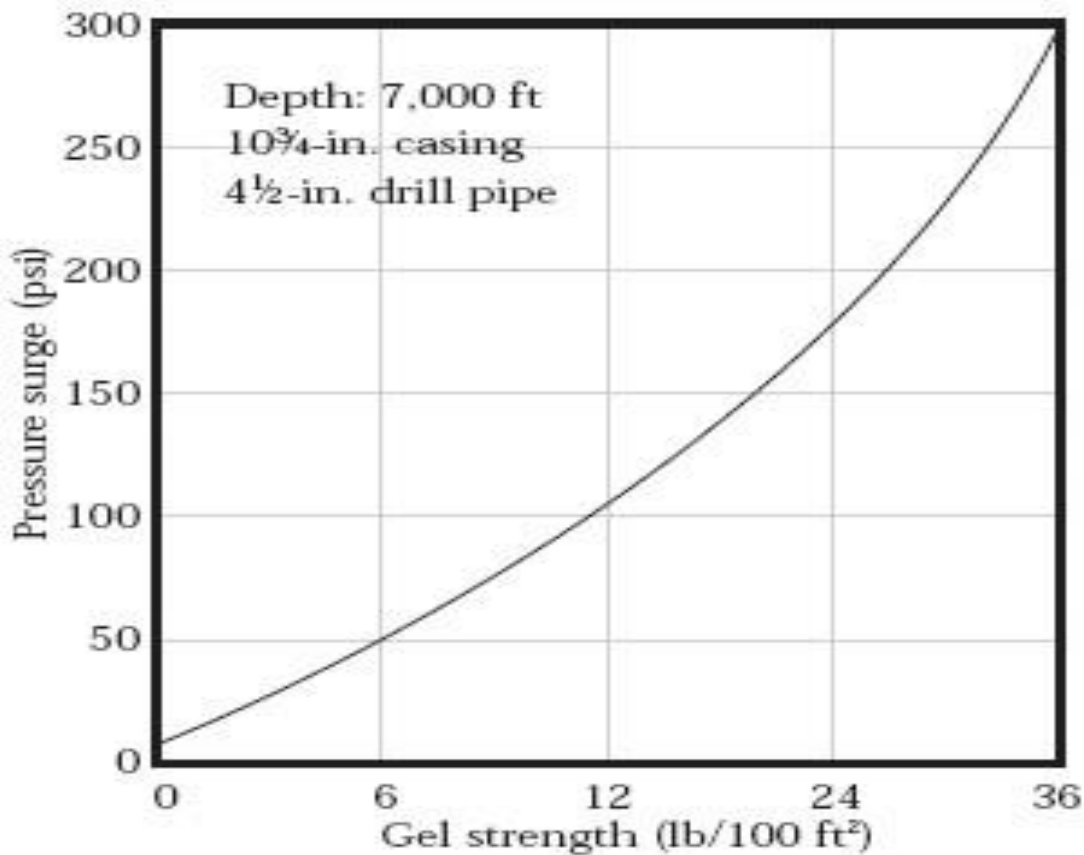


Figure 9: Effet des gels sur la pression de pistonnage

b- Causes liées aux caractéristiques rhéologiques :

Une viscosité plastique et un yield-value trop fort entraînent à grande profondeur des pertes de charge élevées dans l'annulaire, facteur susceptible de provoquer une perte.

c- Causes liées à la thixotropie:

Une reprise de circulation ou une manoeuvre trop rapide avec une boue a gel élevée provoque une surpression importante au fond. il faut noter qu'à faible profondeur et dans le cas des pertes par infiltration dans les terrains de perméabilité moyenne, le maintien d'une thixotrope élevée permet souvent l'arrêt des pertes. En effet, il y a colmatage des terrains en profondeur par la gelée d'une part et d'autre part, les pertes de charge dans l'annulaire sont négligeables pendant les premiers centaines de mètres fores en gros diamètre.

5.2. Causes liées aux caractéristiques de la formation:

a-Formation perméable:

Les pertes ne peuvent être que partielles dans les milieux dont la forte perméabilité est due à des vacuoles ou des fissures de faible épaisseur. Elles peuvent devenir totales si des coups dont la pression au fond du puits par la boue provoque l'élargissement des fissures.

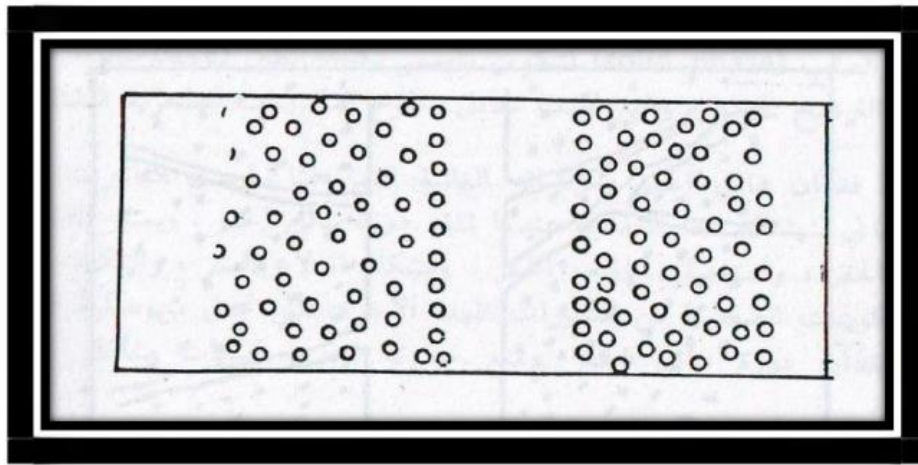


Figure 10. Formations hautement perméables (Loose Gravels) ^{10}

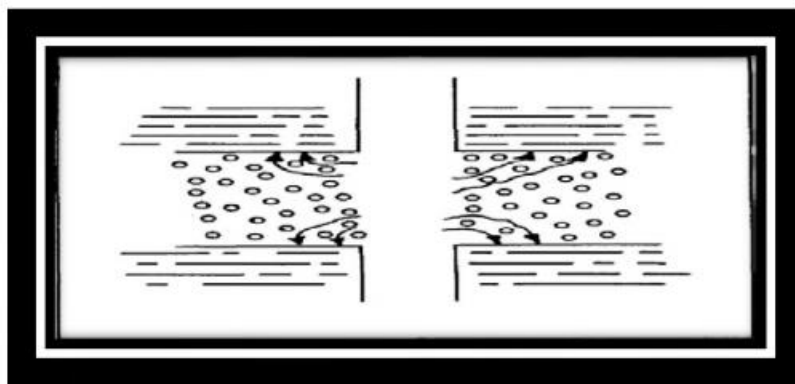


Figure 11. Les zones perméables comme cause de fracturation ^{10}

b-Formation naturellement fissurée:

Une perte de boue est déclenchée au droit de ces formations (calcaire) dès que la pression de la colonne de la boue dépasse la pression de couche. Cette perte sera proportionnelle à la vitesse d'avancement dans la zone fracturée.

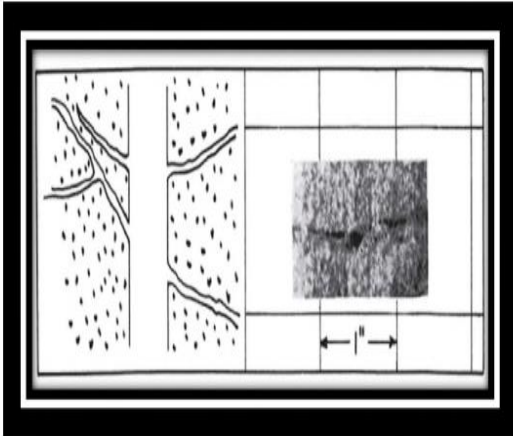


Figure 12. fractures naturelles ou intrinsèques ^{10}

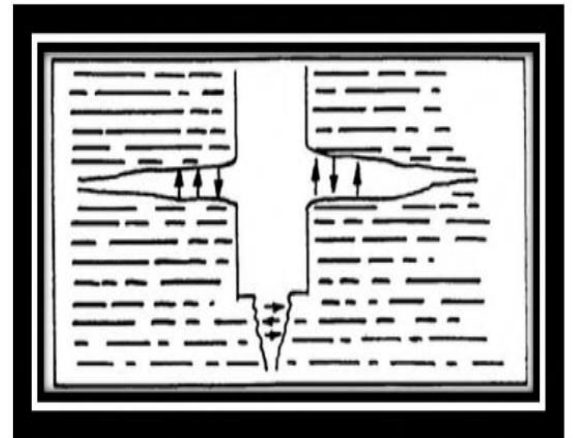


Figure 13. Fractures induites

c-Formation fracturée par la boue:

Formation stratifiée (schiste), ces fractures sont provoquées par des surpressions provenant soit de la densité de la boue, soit d'une augmentation des pertes de charges dans l'espace annulaire.

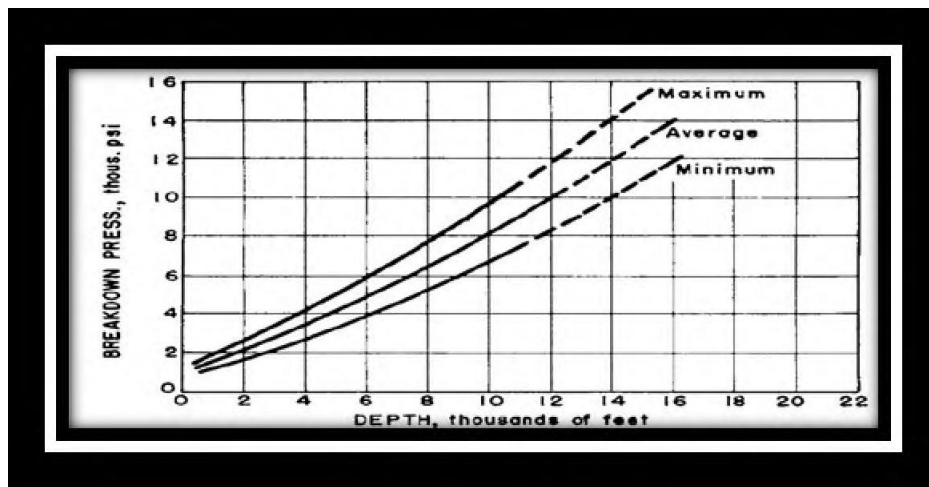


Figure 14. Pressions de rupture de formation observées lors du traitement de 276 puits dans les régions du centre du continent et de la côte du GULF ^{10}

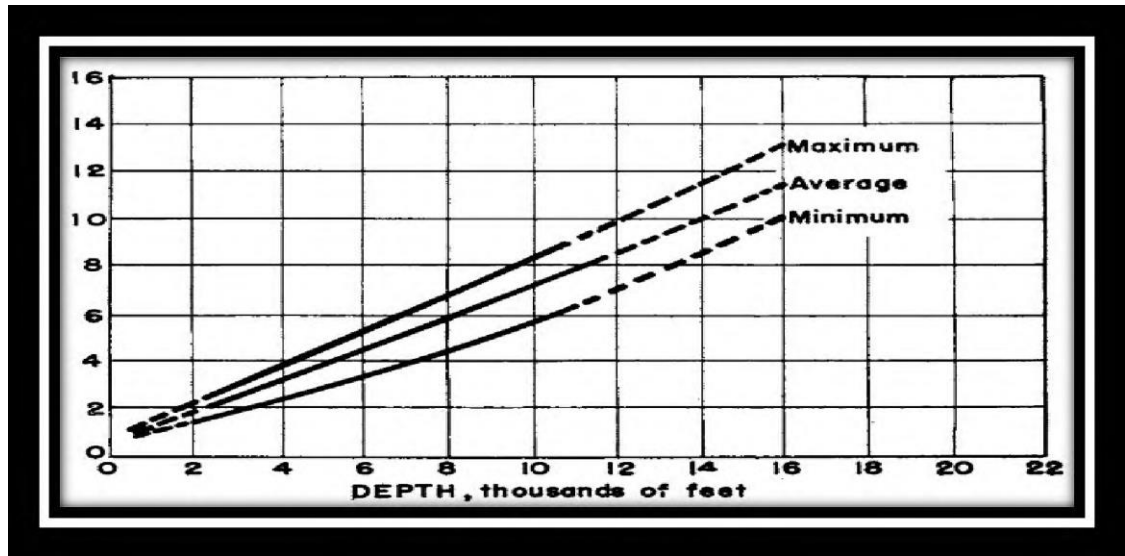


Figure 15. Pressions pour injecter des fluides dans les fractures pendant le traitement de 276 puits dans les régions du centre du continent et de la côte du GULF ^{10}

d- Formation caverneuse :

Elle se produit le plus souvent dans les calcaires présentant des cavernes suite au phénomène de dissolution et érosion. Ces pertes sont difficilement colmatables.

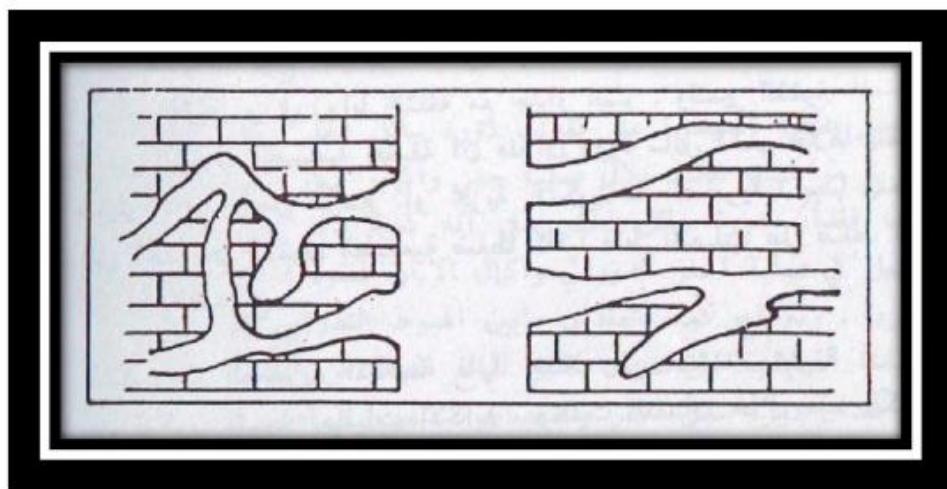


Figure 16. Cavernous Formations ^{10}

5.3. Causes diverses :

a-Surpression et dépression dues aux manoeuvres trop rapides:

Les articles qui regroupent des procédés de calcul et des expérimentations directes sur puits, mettent l'accent sur l'importance que peuvent atteindre ces surpressions et dépressions (5 a 50 Kg/cm²).

b- Reprises brutales de pompage:

Mise en marche brutale des pompes.

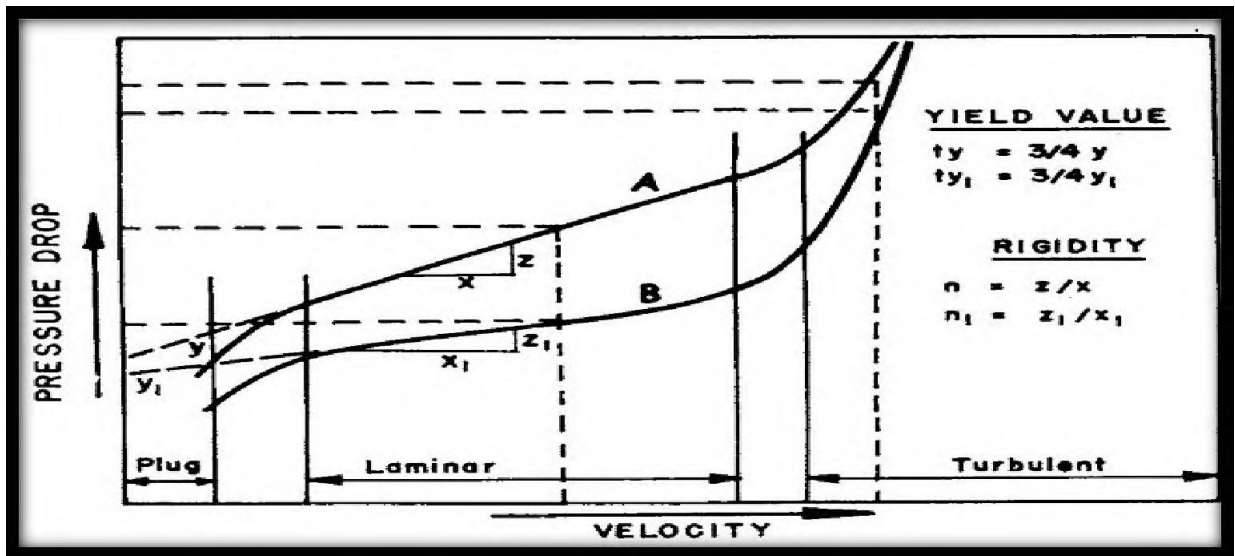


Figure 17.Effets de la modification des propriétés de l'écoulement de boue ^{10}

C - Reformage systématique avant ajout de tige:

Cette pratique a pour effet immédiat de supprimer les pertes de charges normales liées au débit et les surpressions dues à la manoeuvre rapide. Pour conclure, nous disons que les pertes sont les conséquences de surpressions brutales (50% des cas) qui peuvent être évitées ou pour le moins minimisées. La prise de conscience des valeurs possibles de ces surpressions et des méthodes qu'il convient de mettre en ouvre pour les réduire, constitue la meilleure approche d'une politique de prévention.

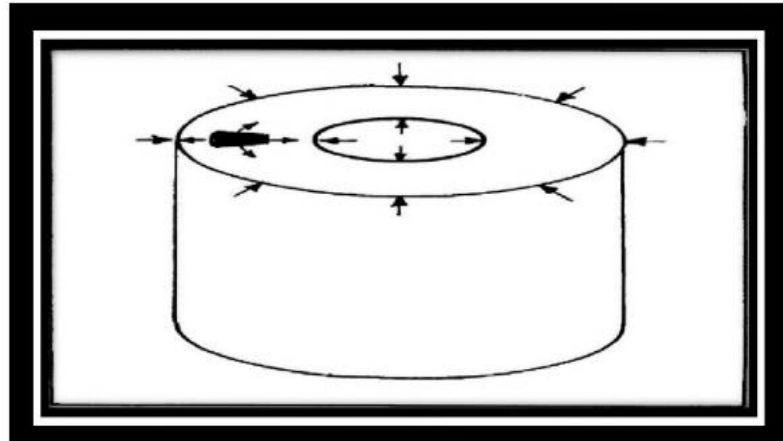


Figure 18. Parois homogènes et imperméables pour la fracturation selon la théorie du cylindre à paroi épaisse ^{10}

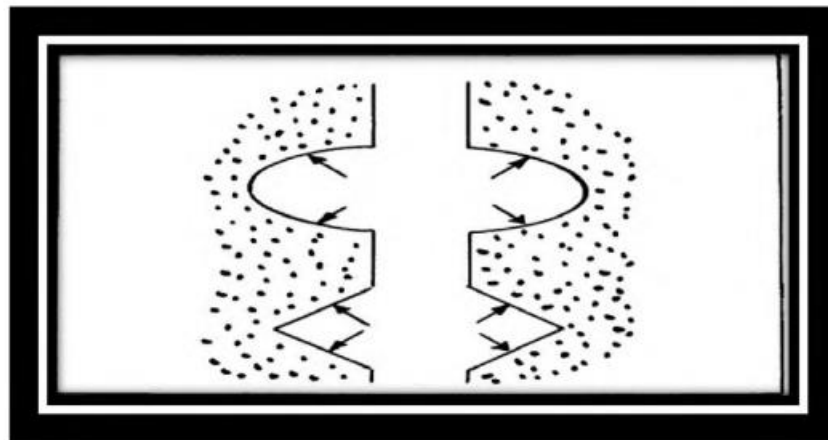


Figure 19. Les irrégularités de puits telles que les encoches et les agrandissements de forme elliptique provoquent des fractures ^{10}

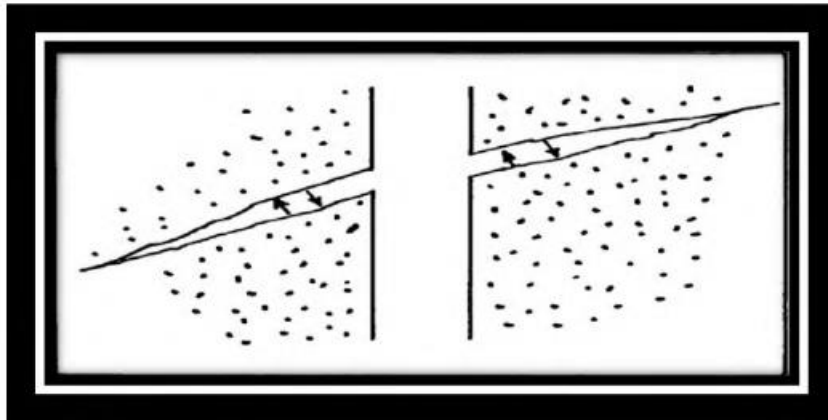


Figure 20 .Les fractures intrinsèques comme cause de fracturation ^{10}

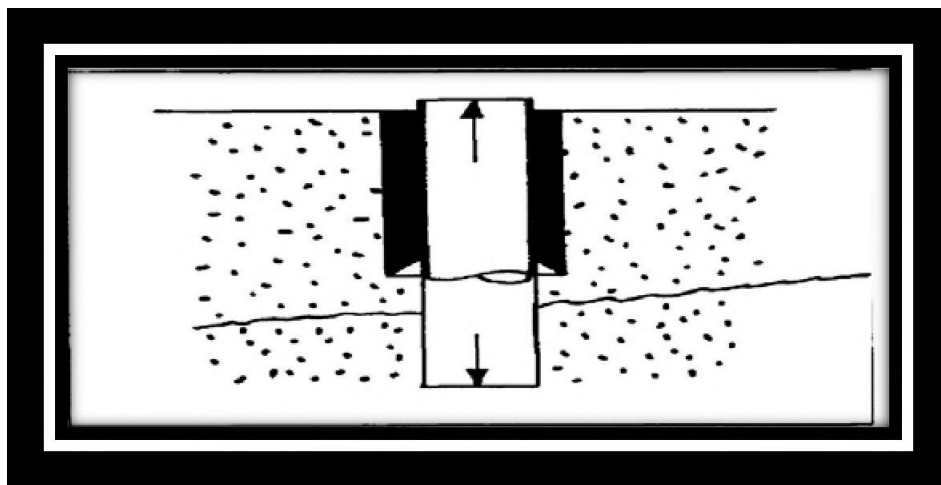


Figure 21.Système hydraulique fermé causant la fracturation

de 276 puits dans les régions du centre du continent et de la côte du GULF ^{10}

6. De mauvaises conséquences dues à la perte de circulation

Soit directement ou indirectement, la perte de boue a un énorme impact négatif sur les opérations de forage. Le concept de perte de circulation peut être décrit comme «les pertes de boue est l'un des problèmes les plus gênants et les plus coûteux rencontrés lors du forage d'un puits. Il peut être caractérisé par une réduction du facteur de rendements de boue du puits par rapport au taux à laquelle il est pompé le trou lors d'une circulation perdue, une partie appréciable ou un volume entier de liquide de forage peut être perdu dans la formation ". {12}

Il y a plusieurs effets négatifs dus à la perte de circulation de la boue. {13}

- ❖ Perdre une grande quantité de boue de forage, et donc cela a un impact financier remarquable sur le coût des opérations de forage.
- ❖ Il a des conséquences indésirables sur les zones productives car les pertes de boue endommageront la formation après les invasions.
- ❖ Temps non productif (TNP).
- ❖ Il est possible de se produire de l'éruption en raison de la réduction du niveau de boue dans le puits de forage, en particulier devant des pressions de formations anormalement élevées.
- ❖ Il est possible d'entrer une grande quantité d'eau des formations en puits de forage.
- ❖ L'élargissement du forage.
- ❖ Problèmes avec les tubes adhésifs.
- ❖ Dommages au forer et à l'équipement de forage.
- ❖ Instabilité des puits de forage.

7. Conséquences de la perte de circulation

Les pertes de boue sont très coûteuses, les quantités de boue perdues peuvent être considérables malgré tous les remèdes utilisés, le colmatage étant dès fois impossible. Le temps des essais de colmatage est un temps mort pour le forage. Ces pertes peuvent varier à partir de la baisse du niveau du bac de circulation jusqu'à la perte complète du retour.

Les conséquences majeures de la perte de circulation sont :

- Possibilité de venue à cause de la baisse du niveau dans le puits,
- Possibilité de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais,
- Coût très élevé à cause de la perte de boue,
- Perte de zone de production résultant de l'endommagement excessif de la formation,
- Pertes de temps lors de la restauration de la circulation,
- Les surcoûts de forage,
- Stimulation coûteuse. Pour résoudre le problème de la perte de circulation avec des techniques correctes, il est nécessaire de connaître le degré et le type de la zone à perte et l'historique du forage du puits juste avant la perte.

8. Précautions à prendre lors du forage des zones à perte ^{11}

- S'assurer que l'eau est disponible en quantité suffisante.
- Contrôler le forage (si possible) à raison d'un joint par heure.
- Se dégager du fond tous les 3 mètres de forage pour s'assurer d'un éventuel éboulement.
- Garder continuellement la tige en mouvement de translation (ramonage), pour faire remonter au maximum les déblais .
- Garder une réserve de boue visqueuse prête à être pompée.
- Arrêter le forage et envisager de remonter en surface si des réparations s'avèrent de longue durée (exemple top drive, pompe de forage).
- Démarrer lentement les pompes et réduire au minimum la vitesse de descente de la garniture pour éviter le craquage de la formation.

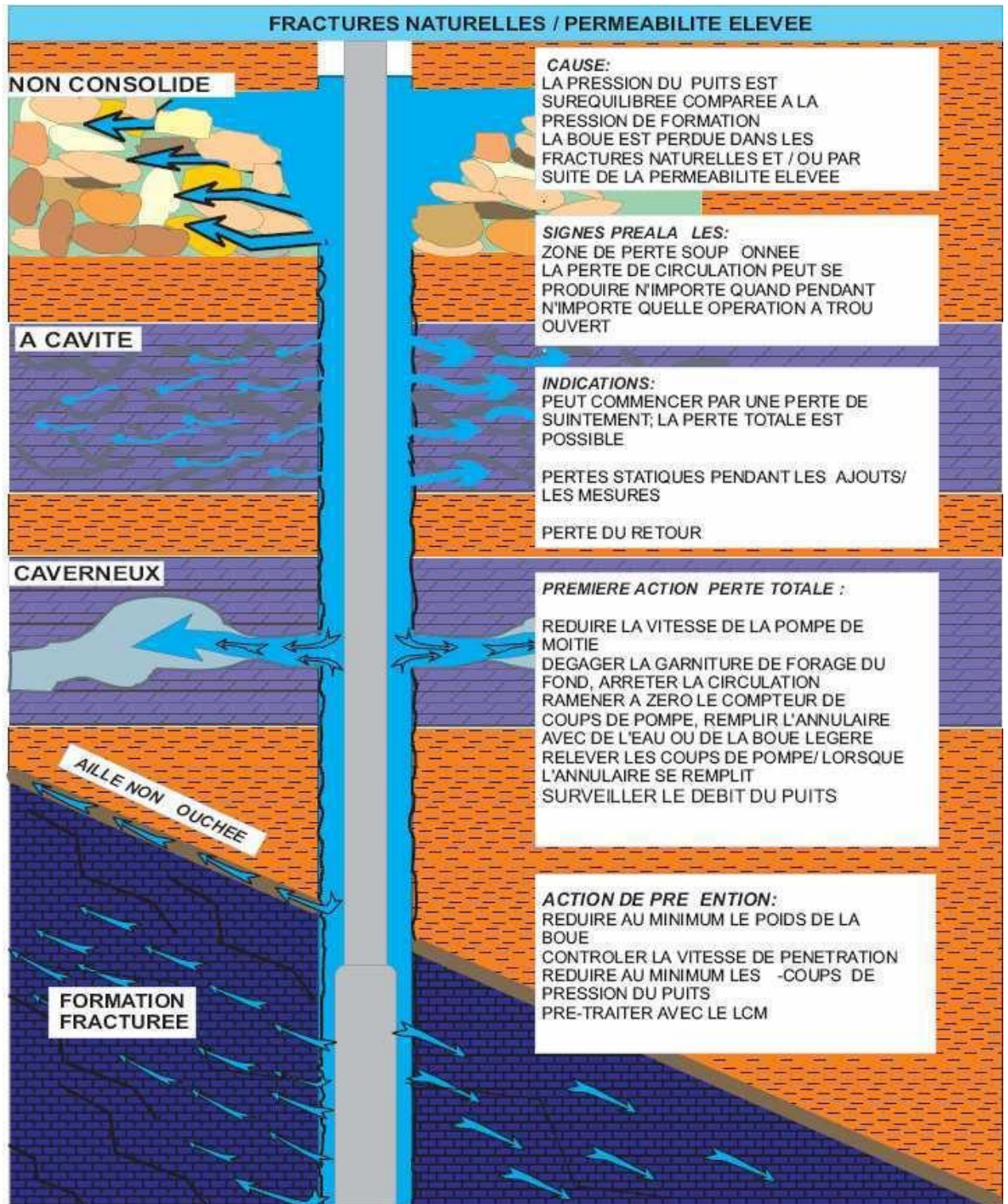


Figure 22: les causes de perte de circulation

9. Agents de colmatage dans la boue de forage :

Ces produits appelés également LCM (Lost Circulation Matériel) sont ajoutés directement dans la boue.

Les LCM existent sous 4 formes :

- granulaires.
- lamellaires.
- fibreux.
- Gonflants.

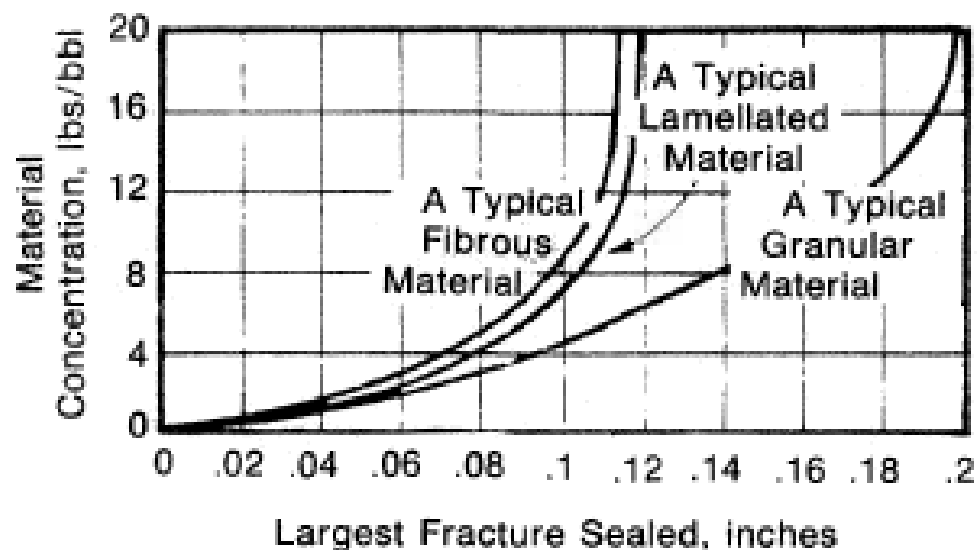


Figure 23 : comparaison de la capacité de colmatage avec les fractures

9.1. Les Colmatants granulaires :^{5}

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....

Les granulométries utilisées sont les suivantes

- Super Φ : produit brut tout venant.
- Gros Φ : de 1,6 à 5 mm.
- Moyen Φ : de 0,5 à 1,6 mm.
- Fin Φ : de 0,16 à 1,6 mm.

L'efficacité des colmatants granulaires dépend principalement de la distribution de la taille propre des particules. Avec les grandes particules se forme le premier colmatage contre ou à l'intérieur des vides ensuite avec les petites particules se colmate le vide entre les grandes particules.

9.2. Les colmatants fibreux

Les colmatants fibreux sont mieux utilisés pour contrôler les pertes dans des formations poreuses avec haute perméabilité car ils sont capables de former une trame sur l'ouverture de pore. Cette dernière réduit la taille des ouvertures de la formation et permet aux particules colloïdales dans la boue de se déposer en formant un cake. Les colmatants floconneux ont le même procédé que les colmatants fibreux, ce qui donne un meilleur résultat quand le traitement de perte est dans une formation poreuse et perméable. L'utilisation du mélange de colmatants granulaires, floconneux et fibreux est efficace pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte.

Le but des colmatants fibreux est de tisser une enveloppe autour des colmatants granulaires. Ces colmatants ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des colmatants fibreux sous l'influence des pressions différentielles).

Exemple

- les fibres de bois de canne à sucre
- les fibres de produits celluloseux

9.3. Les Colmatants lamellaires

Ils forment un colmatage surtout superficiel, ils sont en générale utilisés pour améliorer le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux.

Exemple : les déchets de cellophane ou de mica

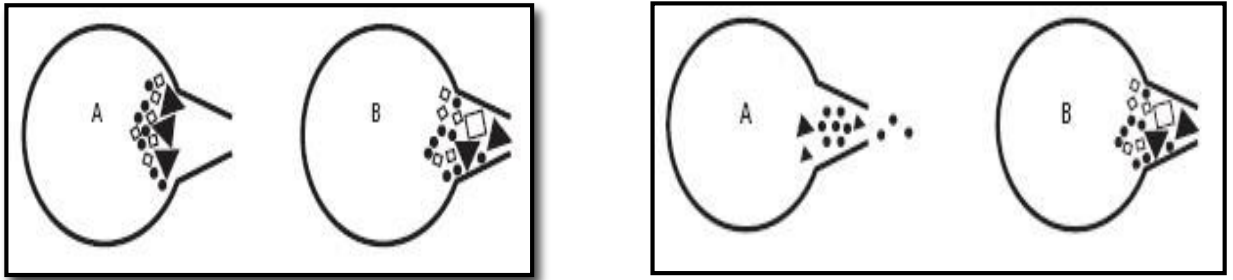


Figure 24: Type d'Action des agents colmatants.

9.4. Colmatant gonflants

Ils forment une gelée très visqueuse - peuvent servir de support à un bouchon de ciment, ou forment un mélange plastique ou durcis sable.

Ils sont plus ou moins efficaces en fonction de la dimension des fractures. Ils forment deux types de colmatage :

- Face à la formation aux abords du puits.
- A l'intérieur de la formation.

Le deuxième type de colmatage est recherché car il est permanent et difficile à détruire par le mouvement de la garniture.

Les colmatant granulaires sont préférables car ils pénètrent aisément dans la formation.

NB

- L'efficacité des colmatant granulaires dépend principalement de la distribution de la taille propre des particules. Avec les grandes particules se forme le premier colmatage contre ou à l'intérieur des vides ensuite avec les petites particules se colmate le vide entre les grandes particules.

Ce procédé continu jusqu'à ce que l'espace des vides devienne plus petit que la dimension des particules solides dans la boue, le problème devient finalement une filtration. Un mélange des grandes, moyennes et petites particules ou un mélange des

grandes et petites particules sont souvent utilisées. Tels systèmes sont usuellement plus rentables avec un taux élevé de solide comme laitier de ciment.

La taille moyenne des particules du colmatant utilisé devrait, être égale ou supérieur au 1/3 de la taille moyenne des pores. De plus la concentration minimale des solides du colmatant doit être égale à 5% par volume de solide dont après mixage.



- Les colmatant fibreux sont mieux utilisés pour contrôler les pertes dans les formations poreuses avec haute perméabilité car ils sont capables de former une trame sur l'ouverture de pore. Cette dernière réduit la taille des ouvertures de la formation et permet aux particules colloïdales dans la boue de se déposer en formant un cake.
- Les colmatant floconneux ont le même procédé que les colmatant fibreux, ce qui donne un meilleur résultat de traitement de perte dans une formation poreuse et perméable.

L'utilisation du mélange de colmatant granulaires, floconneux et fibreux est efficace pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte.. {4}

Tableau 5: Agents colmatant typiques : {3}

Agent colmatant	Type	Taille	Concentration (lb/bbl)	Largeur des fractures à colmater					
				0	0.04	0.08	.12	.16	0.2
Coquille de noix	Granulaire	50%--3/16+10 mesh	20	[Bar chart showing effectiveness for various fracture widths]					
		50%---10+100 mesh		[Bar chart showing effectiveness for various fracture widths]					
Plastique	Granulaire	50%---10+100 mesh	20	[Bar chart showing effectiveness for various fracture widths]					
		50%---10+100 mesh		[Bar chart showing effectiveness for various fracture widths]					

Calcaire	Granulaire		40	
		50%---10+100		
	Granulaire	mesh		
Soufre			120	
		50%---10+16		
	Granulaire	mesh		
Coquille de noix		50%---	20	
		30+100 mesh		
	Lamellaire	50%--3/16+10		
		mesh 50%---	60	
Perlite expansé	Fibreux	10+100 mesh		
		¾ in. écailles		
	Fibreux		8	
Cellophane		¼ in particules		
	Fibreux		10	
Sciure de bois		½ in -fibres		
	Granulaire		10	
		¾ in – fibres		
Foin	Fibreux		10	
		fines		
Ecorce			10	
	Lamellaire			
Ecorce de grain de coton		¾ in - particules	12	
Foin		½ in - écailles		
			8	
Cellophane				

Fibres de bois	Fibreux	¼ in – fibres	8																
Sciure de bois	Fibreux	1/16 inparticules	20																

10. Procédures de mise en place pour les bouchons spéciaux

- Il est préférable de localiser la zone à perte.
- Si possible, forer tout l'intervalle de perte.
- Consulter le guide des produits LCM et choisir le bon colmatant selon les équipements de fond (outil, moteur, turbine...)
- Préparer 5 m3 d'un bouchon désiré.
- S'assurer que la viscosité de la boue de base permettra la suspension du volume de LCM ajouté.
- Placer la garniture à +/- 30 m au-dessus de la zone à perte.
- Pomper dans la garniture de forage et placer dans la zone à perte.
- Si l'annulaire n'est pas plein, pomper de la boue dans l'annulaire tout en pompant le bouchon dans la garniture de forage.
- Lorsque l'annulaire est plein et le produit de colmatage est en place, appliquer 150 - 200 psi sur l'annulaire.

11. Système de mélange

11.1. Système de mélange en surface

Le laitier de ciment pur est très efficace pour résoudre le problème de perte par filtration ou de faible débit de perte avec l'avantage de donner une contrainte de compression finale très élevée. Le laitier avec des filtrats limités peut être utilisé pour résoudre les pertes par filtration partielle ou totale. (Ce laitier contient un

mélange d'argiles terre à diatomée et des colmatant). La taille des produits colmatant est augmentée avec la sévérité de la perte.

Le laitier de ciment de faible densité est utilisé généralement pour résoudre tous les problèmes de perte de circulation. L'avantage qu'il a de plus est de réduire la pression hydrostatique.

11.2. Système de mélange au fond

Les systèmes mélangés au fond contiennent deux fluides ou plus qui en faisant contact dans le découvert en face des zones à pertes, forment un bouchon visqueux ou précipitant qui étanche la zone. Il est pratiquement nécessaire d'éviter le mixage des fluides jusqu'à ce qu'ils soient devant la zone à perte par pompage d'un spacer ou par pompage d'un fluide par la garniture pendant que l'autre fluide est simultanément pompé par l'annulaire.

Ces systèmes ne conviennent pas avec les pertes totales où le taux de déplacement actuel n'est pas connu, du fait de la difficulté de contrôler le mixage des fluides.

Pour les pertes partielles, en utilisant un bouchon boue « diesel-oil bentonite » (MDOB) à la place des LCMS.

Les bouchons M-DOB sont d'une combinaison d'huile et de bentonite. Ces mélanges sont appelés « gust plugs ».

Quand ce mélange se met en contact avec l'eau ou avec une boue à base d'eau, une masse avec un gel élevé est formée. Des bouchons tendres, moyens ou durs peuvent être formés en contrôlant les propriétés des composants. Le laitier de D.O.B est pompé à travers les tiges et la boue par l'annulaire.

Les inconvénients des bouchons M-DOB sont :

- dégradation avec le temps,
- difficiles à appliquer pour les grands intervalles,

- Impossible d'atteindre le taux de pompage réel par l'annulaire donc le degré de mixage ne peut être contrôlé quand la perte est très sévère,
- Aucune contrainte de compression n'est développée.

Pour augmenter la contrainte du gel des bouchons M-DOB en mélangeant un polymère soluble dans l'eau avec la bentonite dans l'huile. Au contact de l'eau, le polymère s'hydrate et l'argile gonfle pour former un bouchon de dureté permanente comme du ciment. {4}

Chapitre III

Etude de cas (puits – ONM-41)

Etude du problème de perte de circulation (Cas de puits – ONM-41) :

1. Types et paramètres de boue : {6}

Les boues de forage sont des fluides non newtoniens, mais visqueuses ou viscoplastiques (elles sont composées d'une phase solide et d'une phase fluide). Les performances de forage ont considérablement évolué grâce aux progrès techniques sur la nature physico-chimique des fluides de forage.

Tableau 6 Types et paramètres de boue

Propriétés	Section 36"/26"	Section 16"	Section 12 1/4"	Section 8 1/2"	Section 6"
System de boue	Bentonitique	WBM(Avapoly huilesystème)	WBM(Avapoly huilesystème)	OBM	OBM
La densité (SG)	1,05	1,45	2.05 -2.08 sgavant LD2	1,50sg	(selon DP)
YP, lb/100 pi ²	50 - 60	30 - 25	15 - 12	12 - 8	10 - 12
Gélinifié 10"/10'	15-20/25-40	4-5/8-10	-	-	-
Filtrat API	<20 avant la coursecsg	<4	<4	-	-
HPHT FL ML	-	-	-	<4	<4
EST V	-	-	-	>1000	>1000
Rapport H/E	-	-	-	90/10	90/10
LGS %	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5
PH	12	9-10,5	9-10,5	-	-
Alcalinité (boue pm)	0,8-1,0	0,8-1,2	0,8-1,2	2,0-2,5	2,0-3,0
Alcalinité (boue pf)	0,1-0,15	0,1-0,3	0,1-0,3	-	-
Alcalinité (boue Mf)	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	-	-
VTT (kg/m ³)	80-90	25-30	15-12	-	-
Av pompe moyen	3500	3100	2400	1800	800-900

Calcul du volume de boue:

$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r \quad \{7\}$$

V_S : volume de surface (m³).

V_{tr} : volume de trou (m³).

V_r : volume de réserve (m³).

V_T : volume total de boue (m³).

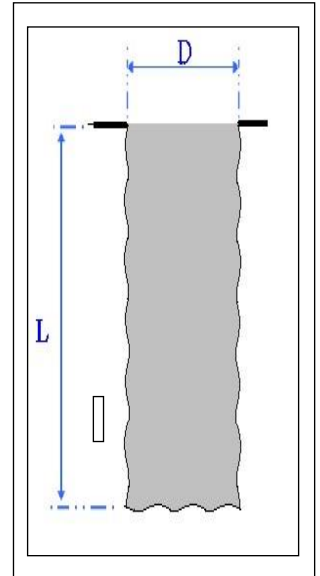


Figure 25 : La 1^{ère} phase

$$V_S = V_{goulotte} + V_{bac.Asp} + V_{bac.Déc} \quad \{7\}$$

V_s : volume de surface (m³).

$V_{goulotte}$: volume de goulotte (m³).

$V_{bac.Asp}$: volume de bac d'aspiration (m³).

$V_{bac. Déc}$: volume de bac de déc (m³).

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D^2}{4}\right) LK \quad \{7\}$$

D : diamètre du trou (m).

L : longueur du trou (m).

K : coefficient de la cavernosité (1.25)

Remarque :

Dans la première phase (surface), puisqu'on a le risque de pertes totales de la boue, on prend : $V_{tr} = V_r$ Donc $V_r = 205.42 \text{ m}^3$

Calcul du volume :

$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r \quad \{7\}$$

V_S : volume de surface (m^3).

V_{tr} : volume de trou (m^3).

V_r : volume de réserve (m^3).

V_T : volume total de boue (m^3).

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2 K \quad \{7\}$$

D_1 : diamètre intérieur du casing (m^3).

D_2 : diamètre du trou (m^3).

K : Coefficient de cavernosité = 1.25

L_1 : longueur du casing (m).

L_2 : longueur du trou (m).

$$V_r = V_{tr}/2$$

phase

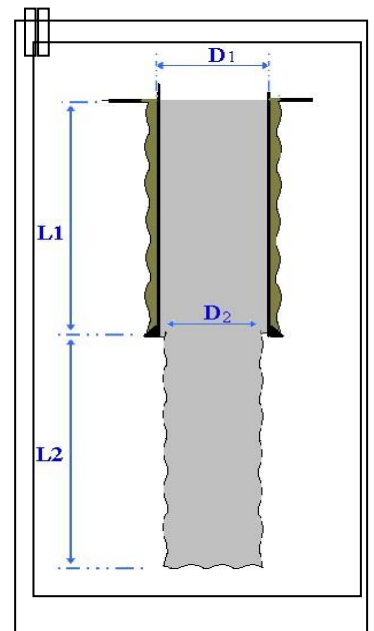


Figure. 23 :La 2^{eme}

$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r$$

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2 K$$

D₁ : diamètre intérieur du casing (m³).

D₂: diamètre du trou (m³). K : Coefficient de cavernosité = 1.25

L₁ : longueur du casing (m).

L₂ : longueur du trou (m).

Section 36"/26"	Section 36"/26"	Section 36"/26"	Section 16"	Section 12 1/4"
V_T = 410.84 m³	V_T = 568.39 m³	V_T = 460.71 m³	V_T = 241.68 m³	V_T = 129.45 m³

2. Risques et conditions particulières de forage du puits – ONM-41^{6}

Etant donné que les puits les plus proches de – ONM-41 sont le ONMZ-502, le ONMZ-513 et le ONM-413, nous avons cité tous les problèmes ayant affecté ces puits. [4]

- ✓ Risques de pertes totales de boue et d'éboulements dans les formations non consolidées du Mio-Pliocène et du Sénonien Carbonaté.
- ✓ Présence, dans le Lias Salifère, de sel et d'argiles fluentes peu virulentes.
- ✓ Risques de rencontrer le Trias Intermédiaire II en lentille gréseuse isolée à la pression initiale de 300 Kgf/cm²
- ✓ Risques de pertes partielles ou totales et venues de gaz à haut débit lors du forage des Grès de Ouargla
- ✓ Risques de pertes partielles ou totales et venues de gaz avec un haut débit lors du forage des Quartzites de Hamra.
- ✓ Zone de fractures probable entre 3000 m et 3150 m MD; Risques de pertes partielles ou totales de boue.
- ✓ Zone de fractures probable entre 3300 m et 3500 m MD ; Risques de pertes partielles ou totales de boue

3. Problèmes majeurs rencontrés lors du forage de – ONM-41: ^{6}

- ✓ Pertes totale aux Argile Micro Conglomérâtes (23m³) et aux Gres d'Oued Saret (total volume 135m³).
- ✓ Pertes sévères avant cimentation du casing 7'' (total: 120m³).
- ✓ Forage avec des pertes partielles a partir du top Trias Intermédiaire I jusqu'au silurien A1.
- ✓ Difficultés de faire des manœuvres dues aux tirages.

Tableau 11 .Consommation de produits de boue et coûts de services par section et puits total ONM-41

Sonatrach - Division Forage - Hassi Messaoud

RAPORT FINAL ONM-41

MUD PRODUCT CONSUMPTIONS & SERVICES COSTS
PER SECTION & TOTAL WELL ONM-41

Packaging	Numbre of Days	Section 36"	Section 26"	Section 16"	Section 12"1/4	8"1/2	Section 6"	Total Well ONM-41
		Section 36"	Section 26"	Section 16"	Section 12"1/4	8"1/2	Section 6"	
		Spud Mud	Spud Mud				O.B.M.	#REF!
Dry Volume					63			
Diesel			760					
Water Volume								
Mud Received from LMP				659	37	19	38	38
Mud Built					63			
Surface Shaker			25	5	6	1	1	1
Dess/M. Cleaner			59	29	23	7		
Centifuge				44	48	17		
Coating			165	252	79	5		
Down hole Tripping			130	12				
Left in hole					59			
Dumping			750	9	5	3		
Setteling				10	17			
Cut back sg					55	84		
Burned								
Recoverd f/dryer				70	20	1		
Gain								
Backloaded to LMP								
Total Losses			760	293	279	123		
			366	250	230	230		

BILAN DES VOLUMES	Section 36"	Section 26"	Section 16"	Section 12"1/4	8"1/2	Section 6"	Total Well ONM-41
Volume Initial	-	-	-	-	-	-	-
Volume Fabriqué / Produits Secs / Gasoil / Eau	-	-	-	63 m ³	-	-	-
Volume Réceptionné	-	-	659 m ³	37 m ³	19 m ³	38 m ³	38 m ³
Retour Centrale à Boue	-	-	-	-	-	-	-
Volume Réutilisable	-	-	293 m ³	463 m ³	123 m ³	-	-
Pertes Surfaces	-	76 m ³	7 m ³	13 m ³	8 m ³	1 m ³	1 m ³
Pertes Enrobage	-	165 m ³	252 m ³	79 m ³	5 m ³	-	-
Pertes Ejection	-	750 m ³	19 m ³	22 m ³	3 m ³	-	-
Pertes Solids Control Equipement	-	59 m ³	73 m ³	126 m ³	108 m ³	-	-
Pertes Formation	-	130 m ³	12 m ³	-	-	-	-
Volume Piégé	-	-	-	59 m ³	-	-	-

25/04/2023

Total Well ÷ 1
of 1

Ava Algérie DrillingFluids& Services

4. Recommendations:{1}

- ✓ Il est nécessaire de forer avec une densité de 1,37sg et ne l'augmenter qu'en cas de nécessité.
- ✓ Forage avec pompage systématique des LCM.
- ✓ Utilisation de top drive pour remonter en back reaming en cas de nécessité.
- ✓ En cas de perte, pomper un bouchon LCM et remonter au sabot pour éviter des coincements

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion

Le travail établi nous a aidés à différencier les différentes pertes de circulation dans la phase 26" dans le cadre du développement du champ de Hassi Messaoud, essentiellement :

- * Pertes sévères

- * Pertes total

La meilleure solution que nous avons fait pour colmater les pertes de circulation c'est le système de mélange en surface (bochonne de ciment)

Pour une meilleure prise en charge du problème des pertes de circulation au niveau du réservoir, et afin de travailler dans des conditions optimales, nous recommandons de :

- * Connaître les zones traversées par des failles et leur pression de gisement.

- * Minimiser la différence de pression entre le réservoir et le fond du puits qui doit être maintenue de telle façon à éviter l'intrusion des fluides de formations dans le puits d'un part et de minimiser le flux de filtration, d'autre part.

- * Le bon choix pour placer le sabot pour éviter la fracturation en cas de circulation avec une boue requise.

- * Maîtriser les paramètres de forage (ROP, débit, démarrage et l'arrêt des pompes, mouvements de la garniture...)

Bibliographie

- {1} Thèse d'ingénieur " Etude des pertes de Circulation le long du drain horizontal
Application puits ONIZ 413" par SAADI ALI et BOUCHAKOUR ABDERRAHMAN
Université de Boumerdes, promotion 2006.
- {2} Module 'Problème de forage ' Mr DOBBI ABDELMADJID (Univ Ouargla).
- {3} Mémoire de fin d'étude MASTER 'Etude des pertes de circulation dans la phase 8^{1/2} dans le
champs de Haoud Berkaoui ' Promotion 2007.
- {4} Thèse de doctorat CRD, perte de boue dans le TAG (HASSI Messaoud).
- {5} «Les pertes de fluide », document SONATRACH
- {6} Fiche puits ONM-41 (22-01-2023) ENTP.
- {7} J.P.Nguyen , édition technique 1993, le forage
- {8} Thèse de doctorat CRD, perte de boue dans le TAG (HASSI Messaoud)
- {9} World Oil, 2003
- {10} Howard and Scott. 1951
- {11} Djebbari. H ; 2016 : cours Master 1 opérations spéciales, (U.K.M.O);
- {12} Pilehvari et Nyshadham, 2002
- {13} South Oil Company, 2008

الملخص

تحدث عدة مشاكل تعيق من استمرار عملية الحفر أو العمليات على البئر ومن بينها ضياع تسرب سائل الحفر لذلك يتوجب الأخذ بالاحتياطات اللازمة لتفادي أي تأخر قد ينجز عن هذا المشكل

قد يكون هذا الضياع ضياعا كلياً أو جزئياً لمائع الحفر أو لسائل الإسمنت وهذا على مستوى الطبقات ذات النفاذية الكبيرة أو التجاويف والتشققات التي تكون طبيعية أو ناتجة أثناء الحفر طريقة علاج هذا المشكل من ضياع تسرب السائل تكون أو ضخ إما ضخ سدادة من نوع LCM. سدادة من الإسمنت من أجل توقيف هذا الضياع

بعد تحليل البئر على مستوى حقل حاسي مسعود تأكدنا بأن الضياعات في سائل الحفر تظهر بكثرة في الطبقة الأولى 26 :
”بالنسبة للبئر

الكلمات المفتاحية : ضياع مائع الحفر. ضياع كلي. ضياع جزئي. سدادة إسمنت. سدادة LCM

Résumé

Plusieurs problèmes surviennent qui entravent la poursuite du processus de forage ou des opérations sur le puits, y compris la perte de fuite de fluide de forage, de sorte que les précautions nécessaires doivent être prises pour éviter tout retard pouvant résulter de ce problème.

Cette perte peut être une perte totale ou partielle de fluide de forage ou de liquide de ciment, et ce au niveau de couches à grande perméabilité ou de cavités et fissures normales ou résultant du forage. Soit pomper un bouchon de type bouchon

Après avoir analysé le puits au niveau du champ Hassi Messaoud, nous avons confirmé que :

Les pertes dans le fluide de forage apparaissent en abondance dans la première couche du puits
26 ”

Mots Clés : pertes de circulation, perte totale, perte partielle, bouchon de ciment,

Bouchon LCM