

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Kasdi Merbah Ouargla



FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

Département de Génie Civil et Hydraulique

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de

Master, Filière: Hydraulique

Spécialité : Forage D'eau

**Thème**

**Etude des pertes de circulation totale dans la phase de 36'' et pose d'un  
bouchon en ciment  
de Djamaa wilaya d'El Meghaier**

**Présenté par :**

- ❖ MAAMRI Brahim
- ❖ HAMMOUDI Badreddin

**Soumis au jury composé de :**

OULHACI Dalila	MCA (UKM Ouargla)	<b>Présidente</b>
MANSOURI Zina	MAA (UKM Ouargla)	<b>Examinatrice</b>
DJEBARI Hacene	MAA (UKM Ouargla)	<b>Encadrant</b>
BENGUEGA Mohammed Salah	Ingénieur (ANRH Touggourt)	<b>Co-Encadrant</b>

*Année Universitaire: 2022/2023*

## *Dédicace*

*Chaque début a une fin, et ce qui est beau, c'est le succès et l'atteinte de l'objectif.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai beaucoup de plaisir à dédier ce modeste manuscrit :*

*À ma chère maman que j'adore dans la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la  
flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur.*

*À mon cher père pour ses encouragements à mon égard, son soutien surtout pour son  
sacrifice afin que rien n'entrave la progression de mes études.*

*À mes chères sœurs et frères.*

*À toute la famille MAAMRI.*

*À ma vie et à mon soutien moral et source de joie et de bonheur, la personne qui s'est  
toujours sacrifiée pour me voir réussir, que Dieu vous protège pour moi.*

*À mon cher fils "Mohammed Iyad", que Dieu te protège et prenne soin de toi.*

*Je dédie ce travail qui leur plaît avant tout pour leurs conseils, leur aide et leurs  
encouragements.*

**MAAMRI RAHIM**

## *Dédicace*

*Dieu soit loué.*

*Louange à Dieu, qui a complété la louange et mis fin à ses efforts sans sa miséricorde, et le serviteur n'a surmonté les obstacles et les difficultés qu'avec son succès et son aide.*

*Cela a toujours été un rêve que j'attendais, et aujourd'hui, avec une grande fierté, je suis diplômé d'un « Master » professionnel dans l'exploration de l'eau, alors merci à Dieu pour le début et la fin.*

*Aux habitants de mon cœur....*

*À ma mère, puis à ma mère, puis à ma mère... Non seulement tu m'as abrité dans ton ventre chaud pendant neuf mois et tu as combattu la mort pour me donner la vie dans le domaine du travail, toutes les mères le font...*

*À mon père. ma production n'est rien d'autre que ton éducation tu m'as donné la plume alors merci car depuis le moment où tu m'as donné naissance jusqu'à maintenant, tu es une telle grandeur que je sens que tu es trop pour moi..*

*À mes frères "Abdul Dayem", "Alia", "Abdul Hakim", "Lamia", "Aqwa" et "Kamilia" .. et à la femme de mon frère "Hafsa" et ses filles "Nour Al-Qulub" et "Al -Juwairiyah », vous êtes une forteresse de protection, d'amour et de bonheur.*

*À tous mes amis et collègues, par nom et prénom....*

*Je leur dédie cet humble effort, demandant au Tout-Puissant d'en bénéficier, car il écoute et accepte.*

**HAMMOUDI BADREDDIN**

## **Remerciements**

*Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadrant **DJEBAR Hacene** qui n'a cessé de nous donner de bons conseils et de nous guider et ne nous a pas privé de son temps nous remercions également l'ingénieur d'état en ressources hydrauliques ANRH unité territorial de Touggourt **M.BENGUEGA Mohammed Salah** pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses conseils judicieux qui ont contribué à alimenter notre réflexion tout au long de la préparation malgré les limites de l'enseignement et sans son aide notre travail n'aurait pas vu le jour.*

*Nous tenons à remercions les membres de jury d'avoir accepté de siéger à cette instance pédagogique et d'évaluerce mémoire.*

*À tous nos enseignants qui nous ont initié aux valeurs authentiques, en signe d'un profond respect et d'un profond amour.*

*Merci à vous tous*

## Résumé :

Le forage est l'une des techniques d'exploitation des ressources souterraines (pétrole, gaz, eau ...). Parmi ces techniques, il y en a celle qui utilise la circulation d'un fluide de forage, appelé communément « boue ». Il est l'un des éléments déterminants de la réussite du processus de forage et surtout la sécurité de l'ouvrage.

Parmi les problèmes qui peuvent surgir au cours du forage, la perte de circulation. C'est l'un des plus gros problèmes récurrents auxquels on est confronté dans ce métier. Ce phénomène peut être à l'origine de plusieurs dommages pouvant aller jusqu'à la perte de l'ouvrage. L'objectif premier de l'ensemble des opérateurs en forage est de faire face à ce problème (afin d'anéantir ses retombés) voire le prédire avant qu'il n'ait lieu.

Dans le présent travail, nous essayerons d'étudier la nature d'une perte de circulation, survenue lors de la phase 36" (du forage de la station de pompage SP1 Bis Sonatrach, Djamaa wilaya d'El M'Ghair), ses causes, les moyens de lutte ainsi que les solutions préconisées.

**Mots clés : fluide de forage ,perte de circulation, colmatants ,bouchon de ciment.**

## Abstract :

Drilling is one of several techniques to exploit underground resources (oil, gas, water ...). Among those, some of them use a circulating fluid, commonly called drilling mud.

This Mud is one of the determining elements of the success of the drilling process and especially the safety of the borehole. Unfortunately, many problems can arise, like loss of circulating fluid. It is one of the biggest recurring problems which disturb the engineers, by causing a lot of damages even to quit the borehole.

The primary objective of all drilling operators is to deal with this problem (in order to minimize its fallout) or even predict it before it occurs.

Through this task, we try to see the nature of a loss circulation fluid which happened during the 36" phase of SP1 Bis borehole of Sonatrach pumping station, district of Djamaa, town of EL M'Ghair), its causes, how to struggle and recommended solutions.

**Keywords : drilling mud, loss of circulation, clogging or sealant, Cement cap.**

## المخلص:

بعد حفر الآبار من بين التقنيات المستعملة لاستخراج الموارد الباطنية (النفط والغاز والمياه). وهناك تقنيات تستعمل في ذلك. منها ما يستعمل سائل الحفر حيث يعتبر من العوامل التي تساهم في نجاح عملية الحفر. ولكن لسوء الحظ عدة مشاكل يمكن أن تظهر و تهدد الحفر و يمكن أن تؤدي إلى ترك البئر بأكمله. هاته الظاهرة تسمى فقدان سائل الحفر.

الهدف الأساسي لمعظم العاملين في حقل الحفر (المائي أو المحروقات) هو التقليل من خطورة هذه الظاهرة أو اذا أمكن التنبؤ بها قبل حدوثها.

في هاته المذكرة سنحاول معالجة حالة مماثلة حدثت في البئر المنجرة في محطة الضخ لسوناطراك SP1 bis منطقة مرارة بجامعة ولاية المغير. و محاولة فهم أسبابها ثم محاولة إيجاد حل مناسب.

**الكلمات المفتاحية:** سائل الحفر, فقدان السائل, القباقيب, غطاء الاسمنت.

## *LISTE DES TABLEAUX*

N°		Page
V-01	Composants de l'appareil de forage .....	52

## LISTE DES FIGURES

N°		Page
I – 01	Ledensimètre à boue (Api Mud Balance) .....	07
I – 02	Composants dudensimètre à boue(Api Mud Balance) .....	07
I – 03	Viscosimètre Marsh (Marsh funnel) .....	09
I – 04	Composants duviscosimètre Marsh(Marsh funnel) .....	09
I – 05	Le Viscosimètre à cylindre Fann .....	10
I – 06	Composants de l'appareil cylindre Fann .....	10
I – 07	Le filter press API / LPLT filter press .....	12
I – 08	Le filtre press HPHT .....	13
I – 09	Composants dufiltre press .....	14
I – 10	Le papier pH. ....	15
I – 11	Le pH-mètre .....	16
I – 12	Kit de mesure de la teneur en sable .....	18
I – 13	Le Circuit de boue .....	22
I – 14	Les bentonites .....	22
I – 15	Les attapulgites .....	23
I – 16	L'Amidon .....	24
I – 17	Les CMC (Carboxy Méthyl Cellulose). ....	25
I – 18	La soude caustique (Na OH). ....	26
I – 19	Le gypse (Ca SO <sub>4</sub> , 2H <sub>2</sub> O). ....	27
I – 20	La chaux (Ca (OH) <sub>2</sub> ). ....	27
II – 1a	Formations susceptibles à perte. ....	30
II – 1b	Les formations susceptibles à perte. ....	31
II – 2	Les formations cavernieuses. ....	32
II – 3	Perte en formations perméables. ....	34
II – 4	Perte en formations naturellement. ....	34
II – 5	Perte en formations fracturées. ....	35
II – 6	Perte en formations fracturées naturelles. ....	36
III – 1	Choix de la taille des colmatants. ....	43
III – 2	Les équipements de fabrication et stockage le ciment.....	44
III – 3	Pertes totale .....	48
IV – 1	L'appareil de forage RIG T 131. ....	51
IV – 2	La coupe lithologique du forage. ....	54
IV – 3	Unite de pompag la laite ciment.....	57
IV – 4	Unite de mixage la laite ciment.....	58
IV – 5	Pompage ciment dans le puits.....	59
IV – 6	La coupe technique du forage. ....	62

## LISTE DES ABREVIATIONS

$D_c$  : densité de bouchon de ciment (sp).

$V_c$  : volume de bouchon de ciment ( $m^3$ ).

$M_c$  : la masse du ciment (kg).

$T_{inj}$  : temps d'injection (min).

$Q_{inj}$  : débit d'injection (L/min).

$V_{sp}$  : volume du spacer ( $m^3$ ).

$T_{sécurité}$  : temps de sécurité (min).

$H$  : profondeur (m).

$P$  : puissance (en chevaux).

$V_3$  : viscosité (en seconds).

$V_{eg}$  : volume d'eau de gâchage ( $m^3$ ).

$T_{MAN}$  : temps de manœuvre (mn).



## **TABLE DES MATIÈRES**

Dédicace.....	
Remerciements.....	
Résumé.....	I
Liste de tableaux .....	II
Listes des figures.....	III
Liste des abréviations.....	IV
Introduction Générale.....	a

### **I**

#### **Chapitre I : Généralité sur les fluides de forage**

Introduction.....	
I - 1 - Définition.....	01
I - 2 - Un peu d'histoire.....	01
I - 3 - La différence entre les fluides et les boues de forage.....	02
I - 4 - Les types de fluides de forage.....	02
I - 4.1 - Les fluides à base d'eau (water based mud) .....	02
I - 4.1.1 - Les boues de forage à base d'eau peuvent être subdivisés en trois catégories et ce, selon la concentration en NaCl .....	02
I - 4.1.2 - Avantages .....	03
I - 4.1.3 - Inconvénients.....	03
I - 4.2 - Les fluides à base d'huile (oil based mud) .....	03
I - 4.2.1 - Types de boues à l'huile.....	03
I - 4.2.2 - Avantages.....	04
I - 4.2.3 - Inconvénients .....	04
I - 4.3 - Les fluides de forage gazeux .....	04
I4.3.1 - Les différents fluides de forage gazeux qui sont le plus communément utilisés peuvent être.....	05
I - 5 - Paramètres des fluides de forage.....	06
I - 5.1 - LA DENSITE (Poids volumique).....	06
I - 5.1.1 - Appareil de mesure de densité.....	07
I - 5.1.2 - Composants de l'appareil.....	07
I - 5.1.3 - Rôle de la densité.....	08
I - 5.2 - LA VISCOSITE.....	08
I - 5.2.1 - La viscosité apparente (Va).....	08
I - 5.2.2 - La viscosité plastique (Vp).....	08
I - 5.2.3 - Appareil de mesure la viscosité.....	09
I - 5.2.4 - Rôle de la viscosité.....	10
I - 5.3- FILTRAT ETCAKE.....	11
I - 5.3.1 - La filtrat.....	11
I - 5.3.2 - Le cake .....	11
I - 5.3.3 - Les testes de filtration sont menés dans deux conditions différentes.....	11
I - 5.3.4 - Appareil de mesure la filtrat.....	11
I - 5.3.5 - Rôle de la filtration.....	15
I - 5.4 - PH.....	15
I - 5.4.1 - Appareil de mesure PH.....	15
I - 5.4.2 -Rôle de pH.....	16
I - 5.5 - ALCALINITE.....	16
I - 5.5.1 - Sources alcalinité.....	17
I - 5.5.2 - Rôle de alcalinité .....	17
I - 5.6 - Teneur en sable.....	17
I - 5.6.1 - Appareil de mesure de la teneur en sable.....	18
I - 5.6.2 - Indicateurs de sable.....	18
I - 5.7 - Yield –Value (Yv) .....	18
I - 5.8 - GELS .....	19
I - 6 - Rôles des boues de forage.....	19
I - 6.1 - Les fonctions principales ou primaires.....	19
I - 6.1.1 - Dépôt d'un cake imperméable.....	19

I - 6.1.2 - Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile.....	19
I - 6.1.3 - Transport et sédimentation des déblais fins en surface.....	19
I - 6.2 - Les fonctions secondaires.....	20
I - 6.2.1 - Nettoyage du puits.....	20
I - 6.2.2 - Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde.....	20
I - 6.2.3- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.....	20
I - 6.2.4 - Augmentation de la vitesse d'avancement.....	20
I - 6.2.5 - Diminution du poids apparent du matériel de sondage.....	20
I - 6.2.6 - Apport de renseignements sur le sondage.....	20
I - 6.2.7 - La contamination des formations productrices.....	21
I - 6.2.8 - Corrosion et usure du matériel .....	21
I - 6.2.9 - Toxicité et sécurité .....	21
I - 7 - Circuitde boue de forage.....	21
II - 8 - Produits à boue.....	23
II - 8.1- Colloïdes argileux .....	23
II - 8.1.1 - Les bentonites.....	23
II - 8.1.2 - Les attapulgites.....	23
II - 8.2 - Colloïdes organiques .....	24
II - 8.2.1 - L'amidons.....	25
II - 8.2.2 - CMC (Carboxy Méthyle Cellulose).....	25
II - 8.3 - Les fluidifiants et défloculants .....	25
II - 8.3.1 - Les lignosulfonates.....	25
II - 8.4 - Les additifs minéraux .....	25
II - 8.4.1 - La soude caustique (Na OH).....	25
II - 8.4.2 - Le carbonate de soude (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ).....	26
II - 8.4.3 - Le bicarbonate de soude (Na HCO <sub>3</sub> ).....	26
II - 8.4.4 - Le gypse (Ca SO <sub>4</sub> , 2 H <sub>2</sub> O).....	26
II - 8.4.5 - La chaux éteinte (Ca (OH) <sup>2</sup> ).....	27

## II

### *Chapitre II : Généralités sur les pertes de circulation*

Introduction.....	29
III - 1 - Définition des Pertes de circulation .....	29
III - 2 - Types de pertes de circulation.....	29
III - 2.1 - Perte partielle.....	29
III - 2.2 - Perte totale.....	29
III - 3 - Les Formation susceptibles des pertes.....	30
III - 3.1 - Formations mal consolidés a forte perméabilité .....	31
III - 3.2 - Formations cavernueuses.....	31
III - 3.3 - Formations fracturées et fissurées.....	32
III - 3.4 - Les formations fragiles.....	32
III - 4 - Les causes de perte de circulation.....	33
III - 4.1 - Causes liées avec les caractéristiques de la boue .....	33
III - 4.1.1 - Pression au sein de la boue trop élevée.....	33
III - 4.1.2 - Causes liées avec les caractéristiques rhéologiques.....	33
III - 4.1.3 - Causes liées à la thixotropie.....	33
III - 4.2 - Causes liées avec les caractéristiques de la formation.....	33
III - 4.2.1 - Formations perméables.....	33
III - 4.2.2 - Formations naturellement fissurées.....	35
III - 4.2.3 - Formations fracturées par la boue.....	35
III - 4.2.4 - Formations cavernueuses.....	36
III - 5 - Effets nuisibles des pertes sur les opérations de forage.....	37
III - 6 - Recommandations préventives pour combattre les pertes de circulation.....	37
III - 6.1 - Réduire les pressions.....	37
III - 6.2 - Surveiller les caractéristiques de la boue .....	37
III - 6.3 - Poser correctement les tubages.....	38

### III

#### Chapitre III : Procédure de colmatage des pertes

III - 1 - Recolte d'informations .....	40
III - 1.1 - Information opérationnelle.....	40
III - 1.2 - Information relative à la formation et aux caractéristiques de la perte.....	40
III - 2 - Localisation de la zone de perte .....	41
III - 3 - Les principales techniques utilisées pour le traitement des pertes.....	41
III - 3.1 - Méthode de retrait et attendez.....	41
III - 3.2 - Utilisation des bouchons de colmatant.....	42
III - 3.3 - Les bouchons de ciment « hard plugs ».....	43
III - 3.4 - Bouchons tendres « soft plug ».....	45
III - 4 - Les types produits des colmatants.....	45
III - 4.1 - Les Colmatants granulaires.....	45
III - 4.2 - Les Colmatants fibreux.....	46
III - 4.3 - Les Colmatants lamellaires .....	46
III - 4.4 - Les Colmatants gonflants.....	47
III - 5 - traitement en fonction des caractéristiques de la perte.....	47
III - 5.1 - Les pertes partielles.....	47
III - 5.2 - Les pertes totales.....	47
III - 6 - Causes de l'échec du traitement de la perte.....	48

### V

#### Chapitre V : Etude de pertes de circulation dans la phase de 36"

Introduction.....	51
V - 1 - Le but de l'opération de forage .....	51
V - 2 - Nom d'appareil : RIG 131.....	51
V - 3 - Description de l'appareil de forage.....	52
V - 4 - Architecture du puits.....	53
V - 5 -Perte totale dans le forage Albien-Barrémien station de pompage SP1 Bis Sonatrach Djamaa.....	53
V - 6 - Coupe lithologique.....	54
V - 7 - Les procédure de TSSILI pour remède problèmes de pertes totale.....	55
V - 7.1 - Les procédures utilisées comme remède pour ces problèmes sont .....	55
V - 7.2 - Caractéristique de spacer.....	55
V - 7.3 - Caractéristiques du bouchon de ciment.....	55
V - 7.4 - Calculs du bouchon de ciment.....	55
V - 7.4.1 - Calcul de la masse de ciment.....	55
V - 7.5 - Calcul de volume d'eau de gâchage .....	56
V - 7.6 - Calcul temps injection de bouchon de ciment.....	56
V - 7.7 - Calcul du temps de manœuvre.....	56
V - 7.8 - Temps de sécurité.....	56
V - 8 - Les équipements de fabrication et stockage le ciment	57
V - 9 - Information générales sur le puits.....	60
V - 9.1 - Données sur puits dans la Phase Ø 36''.....	60
V - 9.2 - Données sur puits dans la Phase Ø 26''.....	60
V - 9.3 - Données sur puits dans la Phase Ø 17 <sup>1/2</sup> '' .....	60
V - 9.4 - Données sur puits dans la Phase Ø 14 <sup>1/4</sup> '' .....	61
V - 9.5 - Caractéristiques de la pompe à Boue.....	61
V - 10 - Coupe Technique.....	62
- Conclusion et recommandations.....	64
- Références Bibliographiques.....	66

# *Introduction Générale*

### **Introduction Générale**

De nombreuses techniques de forage ont été découvertes et développées pour s'adapter à la diversité des couches géologiques et aux différentes applications du forage traditionnel et non conventionnel pour l'exploitation d'hydrocarbures et l'eau potable et utilisable.

Le choix de la technique de forage est influencé par les principaux facteurs tels que la nature du terrain à traverser, la profondeur atteinte et le mode d'exploitation.

Parmi les éléments pour réaliser un forage, le choix d'une boue est essentiel car elle assure plusieurs fonctions comme nettoyer le puits, maintenir les parois de trou, lubrifier le trépan et équilibrer la pression de la formation traversée. Cette dernière représente un paramètre physique en assurant la stabilité des parois et en empêchant la venue des fluides provenant des nappes souterraines traversées.

La boue de forage, surnommée au niveau de chantier pétrolier « Mud », doit être adéquate, efficace et ses formulations répondent aux caractéristiques exigées dans les cahiers de charge avant de la mettre en service.

La mise en œuvre des boues nécessite un personnel hautement qualifié, ayant l'expérience du chantier et les connaissances technique et scientifique requise pour maîtriser l'ensemble des réactions physico-chimiques des fluides de forage.

Parmi les problèmes qui peuvent surgir au cours du forage, la perte de circulation. C'est l'un des plus gros problèmes récurrents auxquels on est confronté dans ce métier. Ce phénomène peut être à l'origine de plusieurs dommages pouvant aller jusqu'à la perte de l'ouvrage. L'objectif premier de l'ensemble des opérateurs en forage est de faire face à ce problème (afin d'éviter ses retombés) voire le prédire avant qu'il n'ait lieu.

Quelles sont les raisons qui affectent la perte de fluide de forage, les types de pertes qui existent et quelle est la solution pour éviter les pertes, réduire les coûts et réduire les risques ?

*Chapitre I*

*Généralités sur les fluides de forage*

**Introduction**

À l'exemple de plusieurs techniques, le forage au Rotary utilise la circulation de fluides pour maintes raisons. Ces fluides sont classés selon la nature de leurs constituants de base et donc en fonction de la phase continue (la phase dominante c à d la nature du fluide de base) et de la phase qui y est dispersée.

Autrement dit, selon leur composition et selon aussi le type d'additif utilisé.

**1 – Définition d'un fluide de forage**

Un fluide de forage, qui prend aussi l'appellation de boue de forage, est décrit comme un système composé de différents constituants (différentes combinaisons) liquides telle que l'eau, l'huile, et/ou gazeux tel que l'air ou le gaz naturel, contenant (le système), en suspension, d'autres additifs minéraux et organiques (une phase solide) tels que les déblais, les argiles, les polymères, les tensioactifs, les ciments... dont les proportions sont ajustées selon la géologie du sous – sol.

Ce fluide peut être visqueux ou viscoélastique, le plus souvent thixotrope et non newtonien.

En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage.

**2 – Un peu d'histoire**

La boue fut utilisée pour la première fois par le capitaine Lucas (Texas). Son histoire peut être divisée en quatre périodes :

- Avant 1901 «période artisanale» : Les fluides de forage étaient constitués essentiellement d'eau et aucune importance n'était attachée à ces fluides.
- De 1901 à 1928 «période empirique » : dans cette période on n'attache d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire), et à la viscosité (appréciée visuellement).[1]
- De 1928 à 1955 «période expérimentale » : dans cette phase de nombreux chercheurs se penchèrent sur l'étude expérimentale des fluides de forage et les progrès deviennent très vite considérables, cette période fut marquée par :
  - En 1929, la bentonite fut utilisée pour augmenter la viscosité et le phosphate pour la diminuer.
  - En 1930, apparition des viscosimètres Marsh et Stormer.
  - En 1935, la boue à base d'huile a été utilisée pour la première fois.
  - En 1936, l'attapulgite était utilisée pour augmenter la viscosité de la boue salée.

- En 1945, apparitions du viscosimètre Fann qui mesure les caractéristiques rhéologiques des boues de forage.[2]
- À partir de 1955 «période technique »,les progrès sont devenus très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettent de faire face à peu près à tous les problèmes (Garcia, et al., 1968).

### **3 - La différence entre les fluides et les boues de forage**

En fait, contrairement à ce que nous pourrions penser, les fluides de forage sont composés de gaz, alors que tout ce qui est réellement liquide ou fluide (à base d'eau ou d'huile) est appelé boue.

### **4 - Les types de fluides de forage**

Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base et classification des fluides de forage est généralement basée sur la nature du constituant de la phase continue de ces fluides.

On peut ainsi distinguer trois grandes familles de fluides de forage :

- Les fluides à base d'eau (water based mud).
- Les fluides à base d'huile (oil based mud).
- Les fluides de forage gazeux.

#### **4.1 - Les fluides à base d'eau (water based mud) :**

Ils sont souvent désignés par Water-Based Muds, ou (W B M). Ce sont des fluides dont la phase continue est l'eau, (c à d l'eau constitue le milieu de suspension pour les solides). Cette eau est éventuellement chargée (NaCl) et autres additifs (polymères) ou solides inertes( sables , calcaires , dolomies) et qui sont des corps insoluble dans l'eau, ils n'agissent que par l'effet de masse (pour corriger la densité).

Une telle boue, comprend donc de l'eau, de l'argile et bien évidemment divers additifs , et les fluides de forage à base d'eau sont moins couteux et moins polluants aussi, et sont donc parmi les fluides les plus utilisés en forage.[2]

**4.1.1 - Les boues de forage à base d'eau peuvent être subdivisés en trois catégories et ce, selon la concentration en NaCl :**

A - Boues douces :salinité de l'ordre de quelques g/l.

B - Boues salées :présentant une teneur d'environ une dizaine de g/l.

C - Boues salées saturées :la saturation est atteinte pour une concentration de 320g/l environ, en NaCl.



**4.1.2- Avantages**

- Sécurité, santé et environnement.
- Moins chères et moins polluantes aussi.

**4.1.3- Inconvénients**

- Endommagement des formations (colmatage, précipités).
- Hydratation des argiles.
- Filtration dans les formations poreuses perméables (l'eau mouille les roches et pénètre facilement dans les pores).
- Dissolution des sels (chlorures les plus solubles).

**4.2 - Les fluides à base d'huile (oil based mud) :**

L'origine de l'utilisation de l'huile, dans les fluides de forage, remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934 – 1937), au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute.

Les boues à base d'huile sont des émulsions inverses dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse de 50% en volume au maximum qui garde l'avantage d'une phase externe constituée par l'huile.

Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdissant sont alors additionnés.

Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction des frottements de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux.

Actuellement, des fluides à base d'huile non toxique (huiles végétales) sont de plus en plus utilisés ainsi que les fluides à base d'eau.[3]

**4.2.1 - Types de boues à l'huile :**

Il existe deux types de boues à l'huile :

A – Les boues ne contenant qu'une phase liquide, 'huile.

B – Les boues émulsionnées.

**A – Les boues à l'huile ne contenant qu'une phase liquide ; l'huile:**

Une teneur en eau 5 % max, dans laquelle sont dispersés divers produits (asphalte, polymères, argile organophile...) et l'alourdissant, si nécessaire.

**B – Les boues émulsionnées :**

Ce sont des fluides de forage ou de complétion, constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse d'au moins 50% du volume.

Ces boues dites émulsionnées (ou émulsionnées inverses, teneur en eau 50 % max) où des gouttelettes d'eau sont dispersées dans la phase continue huile. La formation et la stabilité de l'émulsion sont assurées par différents agents appropriés.

**4.2.2 – Avantages :**

Les avantages de ce type de boues sont :

- ✓ Le contrôle aisé des caractéristiques en l'absence de venues d'eau ou de brut.
- ✓ L'insensibilité aux contaminations.
- ✓ Cake très mince.
- ✓ La réduction des frottements de la garniture avec les parois.
- ✓ L'augmentation des durées de vie des outils à molettes.
- ✓ La suppression de collage par pression différentielle.
- ✓ La meilleure récupération en carottage.
- ✓ L'augmentation de la productivité.
- ✓ L'endommagement moindre de la formation.

**4.2.3- Inconvénients :**

- ✓ Sensibilité à l'eau et à certains bruts.
- ✓ Les risques de sédimentation des alourdissements.
- ✓ Les risques d'incendie.
- ✓ La détérioration des caoutchoucs non spécifiques aux hydrocarbures.
- ✓ La difficulté pour déceler la présence d'huile dans les déblais.
- ✓ Certaines méthodes de diagraphie instantanées et différées ne sont pas applicables.
- ✓ Le prix de revient élevé.

**4.3 - Les fluides de forage gazeux :**

Pour ce type de fluides, la phase continue est formée de gaz ce peut être soit, du gaz naturel, de l'air, de la mousse, ou encore du brouillard bien sûr, mélangée d'eau à des proportions variables.

Ce type de fluide est peu utilisé dans le monde, et on le trouve surtout aux USA et son manque d'utilisation est dû à son inflammabilité et sa manipulation dangereuse.

Le forage au gaz est particulièrement recommandé pour des roches tel le granite.[1]

**4.3.1 - Les différents fluides de forage gazeux qui sont le plus communément utilisés peuvent être soit :**

A / De L'air.

B / De La mousse.

C / De La boue aérée.

**A – Le forage à l'air :**

La technique de forage à l'air remonte aux années 1950, aux états unis d'Amérique, lors du développement d'un champ gazier dans la région de San Juan et depuis quelques années cette technique s'est développée et a notamment été mise-en œuvre sur certains puits en Algérie, en France, en Espagne et en Iran.

Le forage à l'air apporte sous toutes ses formes une solution à des problèmes compliqués parfois impossible à résoudre avec les méthodes de forage à la boue conventionnelle, Il est recommandé dans le cas des pertes totales répétées de la boue lors de la circulation ainsi que le forage des couches productrices à faible pression.

Cependant, le forage à l'air devient difficile lors des venues d'eau importantes et parfois très difficile de contrôler la pression.[3]

**B - Le forage à la mousse :**

Il s'agit d'un mélange d'air, d'eau et d'un agent moussant.

Les mousses sont des dispersions d'un volume relativement important de gaz dans un volume relativement faible de liquide.

On doit avoir recours à ce procédé doit être utilisé lorsque le forage à l'air devient difficile, voire impossible, soit à cause de fractures, soit à cause de formations croisées de sables peu cohésifs de haute perméabilité car il a ou une faible pression hydrostatique au fond, et réduit le risque de gonflement ou de glissement de terrain, en lavage des formations, ainsi une bonne stabilité de la pression est constatée jusqu'à 200 bar.

Ces fluides se caractérisent par leur excellent pouvoir de faire remonter les cuttings néanmoins, le risque de cassage de la mousse est à redouter.

**C - Le forage boue aérée :**

La méthode consiste à injecter un important volume d'air comprimé, pouvant aller jusqu'à 95 % dans la boue. Le procédé de forage à la boue aérée est préconisé, afin de réduire la pression hydrostatique en cas de rencontre de sérieux problèmes de pertes de circulation, et éventuellement pour avoir un fluide plus léger (densité inférieure à 0,6), soit lorsqu'on désire avoir des vitesses d'avancement satisfaisantes, pour minimiser les frais.

Outre la faible densité obtenue (inférieure à 0.6), elle présente l'avantage d'un cake contrôlé, et donc une bonne tenue des parois ainsi qu'une forte réduction des pertes en circulation.[3]

## **5 - Paramètres des fluides de forage :**

Le contrôle et la caractérisation des propriétés physiques et chimiques de la boue de forage sont effectués selon les normes exactes publiées par l'API.

À partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en "temps réel" en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue.

Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres, à savoir :

Densité, Viscosité, Filtrat et Cake, Yield-Value, Gels, pH, Alcalinité, Teneur en sable.

### **5.1 - Ladensité(Poids volumique) :**

La densité, appelée aussi masse volumétrique, est une caractéristique physique des corps qui exprime la relation entre le volume unitaire et la masse unitaire d'une substance ou d'un corps, Plus la densité est élevée, plus la masse est élevée.

La densité est le rapport de la masse d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps.

Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur la formation empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des couches pour ne pas les fracturer et causer des pertes en cours de circulation.[4]

La densité d'un fluide de forage peut être déduite de la relation suivante :

$$P_h = \frac{\gamma_b \times H}{10} \text{ } \equiv \text{bar ou kgf/ Cm}^2.$$

Avec  $P_c < P_h < P_f$ . Où :  $\gamma_b$  est la densité du fluide de forage.

H : profondeur du forage (m).

$P_f$ : pression de fracturation.

### 5.1.1 - Appareil de mesure de densité :

Cet appareil est connu sous le nom de **densimètre à boue (APIMud Balance)**.

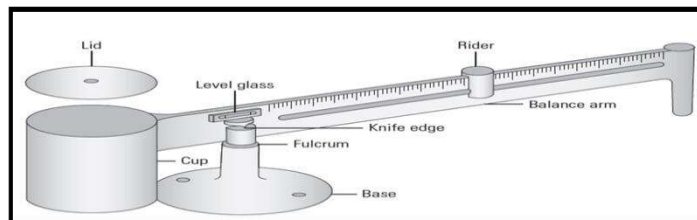
Cet appareil a été fabriqué en France et est utilisé pour mesurer la densité des fluides de forage et est l'un des outils de terrain les plus sensibles et les plus précis disponibles pour déterminer la densité, de sorte que l'avantage exceptionnel de cette balance à boue est que la température de l'échantillon n'affecte pas matériellement la précision des lectures et le boîtier en plastique protège la balance pendant le transport et fournit une base sûre en la position de travail et la construction robuste de l'élément le rend idéal pour une utilisation sur le terrain pendant le transport tout en offrant une base sûre pour l'équilibre pendant l'utilisation.[2]



**Figure I-01 :** Densimètre à boue (API Mud Balance).

### 5.1.2 - Composants de l'appareil :

Il se compose d'un faisceau gradué avec un niveau à bulle et un curseur de poids sur toute sa longueur et d'une tasse avec un couvercle à une extrémité. La tasse est utilisée pour contenir une quantité fixe de liquide afin qu'elle puisse être pesée. Un curseur-poids peut être déplacé le long du faisceau, et une bulle indique quand le faisceau est de niveau. La densité est lue au point où le curseur-poids repose sur la poutre au niveau.



**Figure I-02 :** Composants d'un densimètre (API Mud Balance).

**5.1.3 - Rôle de la densité :**

La densité est un paramètre important des boues de forage.

Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur la formation empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des couches pour ne pas les fracturer et causer des pertes en cours de circulation.

**A)** L'augmentation de la densité lors du creusement indique :

- Un enrichissement de la boue en particules solides (actives ou inertes) en provenance de la formation.
- Une venue de fluide de densité supérieure à celle de la boue (eau salée saturée en NaCl et / ou autres chlorures).

**B)** La diminution de la densité lors du creusement indique :

- Une venue de fluide de densité inférieure à celle de la boue (eau, gaz).
- Un bullage de la boue causé par une prise d'air accidentelle dans le circuit de surface ou par une action secondaire d'un des additifs en présence dans la boue.[2]

**5.2 - La Viscosité :**

La viscosité est la résistance d'un fluide à l'écoulement et sa résistance à la pression qui l'oblige à se déplacer et à s'écouler. Plus la viscosité d'un fluide est élevée, plus sa fluidité est faible.

Les particules d'un liquide très visqueux sont fortement liées les unes aux autres, et donc elles sont moins capables de se déplacer et leur frottement avec le corps solide en contact avec elles augmente, et la viscosité peut être décrite comme un frottement interne entre les particules liquides.

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenus dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides. Il existe deux types de viscosité qui caractérisent les boues de forage :

**5.2.1 - La viscosité apparente ( $V_a$ ) :**

C'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique. Elle est exprimée en centipoise.

**5.2.2 - La viscosité plastique ( $V_p$ ) :**

Pour qu'un fluide s'écoule, on a tendance essentiellement à appliquer une force sur ce dernier et les frictions internes existantes dans ce fluide sont traduites par une viscosité plastique.

---

### 5.2.3 - Appareil de mesure la viscosité :

Il existe deux types :

#### A -Viscosimètre Marsh (Marsh funnel)

L'appareil de mesure de la viscosité est connu sous l'appellation de Viscosimètre Marsh (Marsh funnel).

Un Marsh funnel est un simple appareil en plastique (résistant aux chocs) qui mesure la viscosité en observant le temps nécessaire à un volume connu de fluide de forage pour s'écouler d'un cône à travers un tube court dans une tasse Marsh.

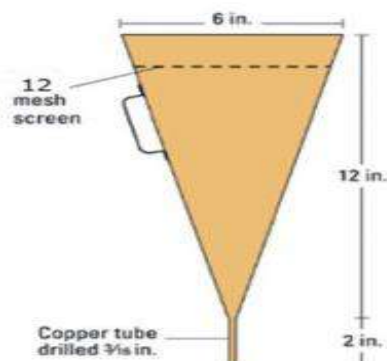


**Figure I-03 :**Viscosimètre Marsh (Marshfunnel).

Composants de l'appareil :

Cet appareil Se compose de:

- Maille de tamis.
- Un entonnoir d'une capacité de  $1500\text{cm}^3/1500\text{ ml}$  et doser comme indiqué sur l'image.
- Un grand volume de  $946\text{ ml} / 946\text{ cm}^3$ .
- Un soutien.



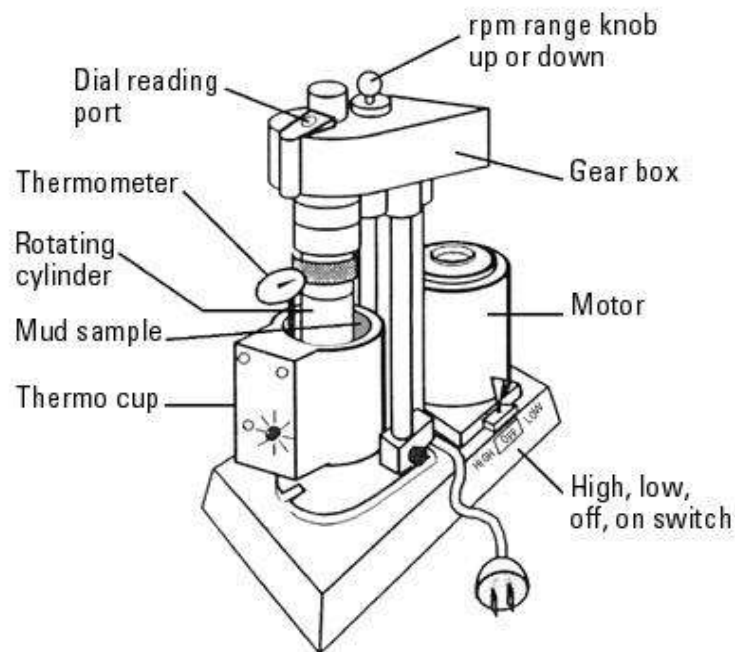
**FigureI-04 :** Composants de l'appareil (Marshfunnel).

## B - Viscosimètre à cylindre Fann



**Figure I-05 :** l'appareil Viscosimètre à cylindre Fann.

Composants de l'appareil :



**Figure I-06 :** Composants de l'appareil cylindre Fann.

#### 5.2.4 - Rôle de la viscosité :

La viscosité du fluide de forage doit être maintenue de manière à empêcher l'expansion du diamètre du puits par érosion causée par le fluide de forage à la suite de son frottement avec les parois du puits dans les limites autorisées, ce qui garantit le processus de transport des miettes (cuttings) à la surface.

Une viscosité trop élevée provoque une augmentation des pertes de charge tandis qu'une viscosité trop faible, ne fait pas remonter les déblais dans l'espace annulaire.[2]



**5.3 –FILTRATETCAKE :****5.3.1 - La filtrat :**

Le filtrat est le terme donné à une substance qui a traversé un filtre.

C'est un liquide plus ou moins purifié recueilli après filtration d'un mélange. C'est la quantité d'eau qui a fui ou filtré à travers les couches pendant le processus de forage, que ce soit pendant la circulation du fluide de forage ou lorsqu'il s'est arrêté.

**5.3.2 - Le cake :**

Le liquide ayant subi la filtration est nommé filtrat ou perméat, tandis que la fraction retenue par le filtre est nommé résidu, rétentat ou cake (gâteau).

C'est la couche générée sur la paroi du puits à la suite de la fuite de matériaux solides présents dans le Filtrat lorsqu'il fuit dans les couches internes.

Cette propriété est très importante et doit être prise en compte, et ne doit pas dépasser les valeurs reconnu sur le terrain. En cas de dépassement de cette valeur, il faut la traiter.

Ce cake doit alors être mince et résistant.

**5.3.3 - Les tests de filtration sont menés dans deux conditions différentes :**

A – Le test de filtration API standard est effectué à température de surface (ou ambiante) et à une pression de 700 kPa (100 psi) pendant 30 minutes. Pour ce test, la perte de fluide est le volume (en ml) de filtrat collecté pendant cette période de temps et l'épaisseur du gâteau de filtre (mm ou 1/32 ") est la grosseur du gâteau qui se dépose sur le papier filtre pendant cette période de temps.

B – Le test API haute température et haute pression (test HTHP) est effectué pendant trente minutes.

Filtration à une température de 149 °C (300 °F) et un différentiel de 3450 kPa (500 psi), pour ce test, le filtrat doit être collecté sous une contre-pression de 700 kPa (100 psi) afin d'empêcher la vaporisation du filtrat.

Pour tous les tests de filtration, les caractéristiques du papier filtre sont Whatmann 50 ou équivalent et la filtration la surface est de 4560 mm<sup>2</sup>. [2]

**5.3.4 - Appareil de mesure du filtrat :**

Il existe deux types :

A- API filtre press / LPLT filter press:

Le nom de l'appareil est API Filter Press. C'est un appareil de laboratoire fabriqué par la société américaine Fann pour analyser le comportement de filtration et les propriétés de

construction des parois du cake des fluides de forage et calculer le pourcentage de perte de fluide de forage.

Il est utilisé dans le cas de fluides de forage à base d'eau dans des puits à basse et moyenne pression et température.

Composants de l'appareil API filter press :

- Joint en caoutchouc.
- Papier filtre Whatman n° 50.
- Cylindre de mesure gradué.
- Cartouche de CO<sub>2</sub>.
- Un support de cellule comprenant un régulateur de pression avec manomètre.
- La coupelle dans laquelle on met la boue de forage.



**Figure I-07:** l'appareil API filter press / LPLT filter press.

B - HPHT filter press :

Dénoté HPHT Filter press, cet appareil de laboratoire est utilisé pour analyser le comportement de filtration et les propriétés de construction des parois du cake des fluides de forage et calculer le pourcentage de perte de fluide de forage.

Cet appareil est utilisé dans le cas de fluides de forage à base d'eau ou à base d'huile, avec des pressions et des températures élevées, dans des puits profonds.

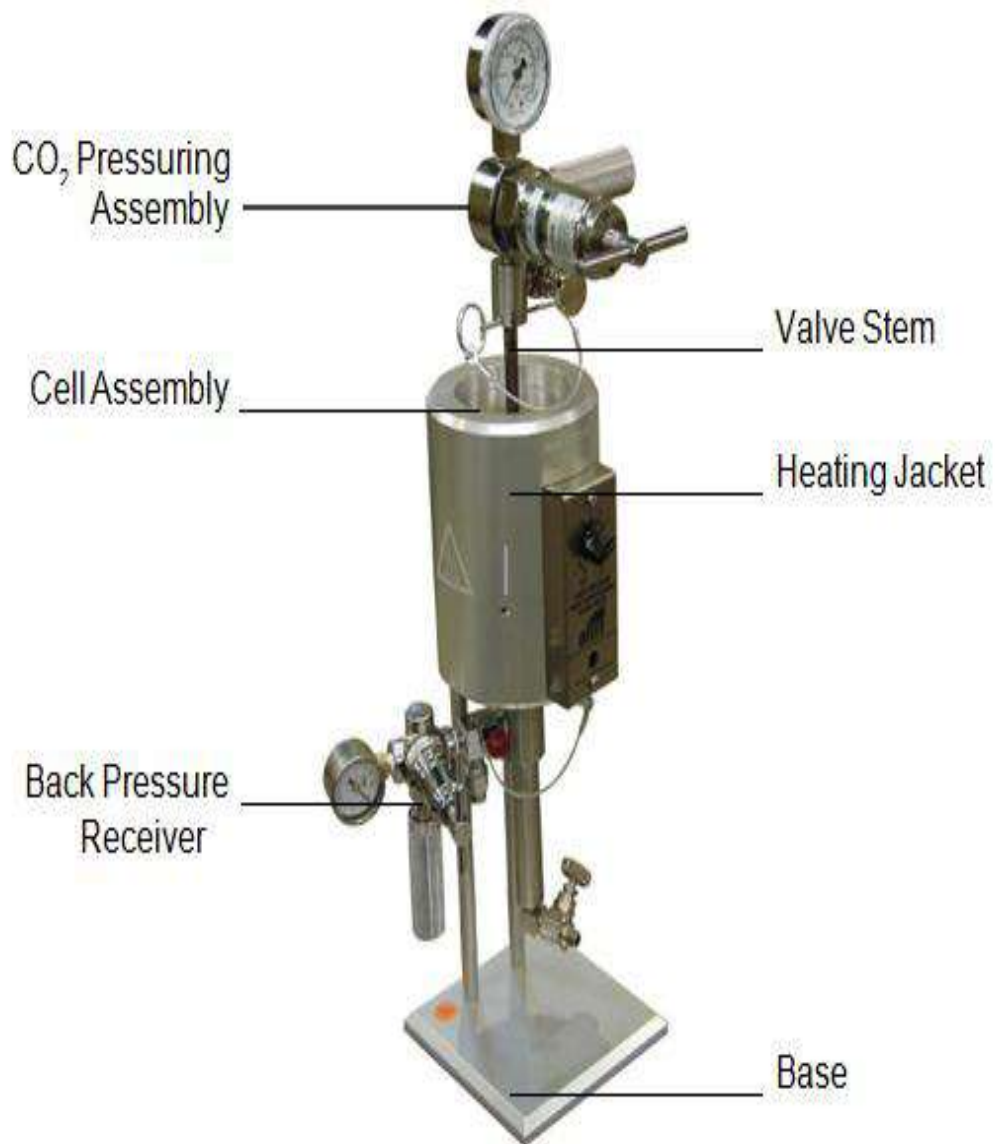


Figure I-08 : l'appareil HPHT filter press.

Composants de l'appareil HPHT filter press :

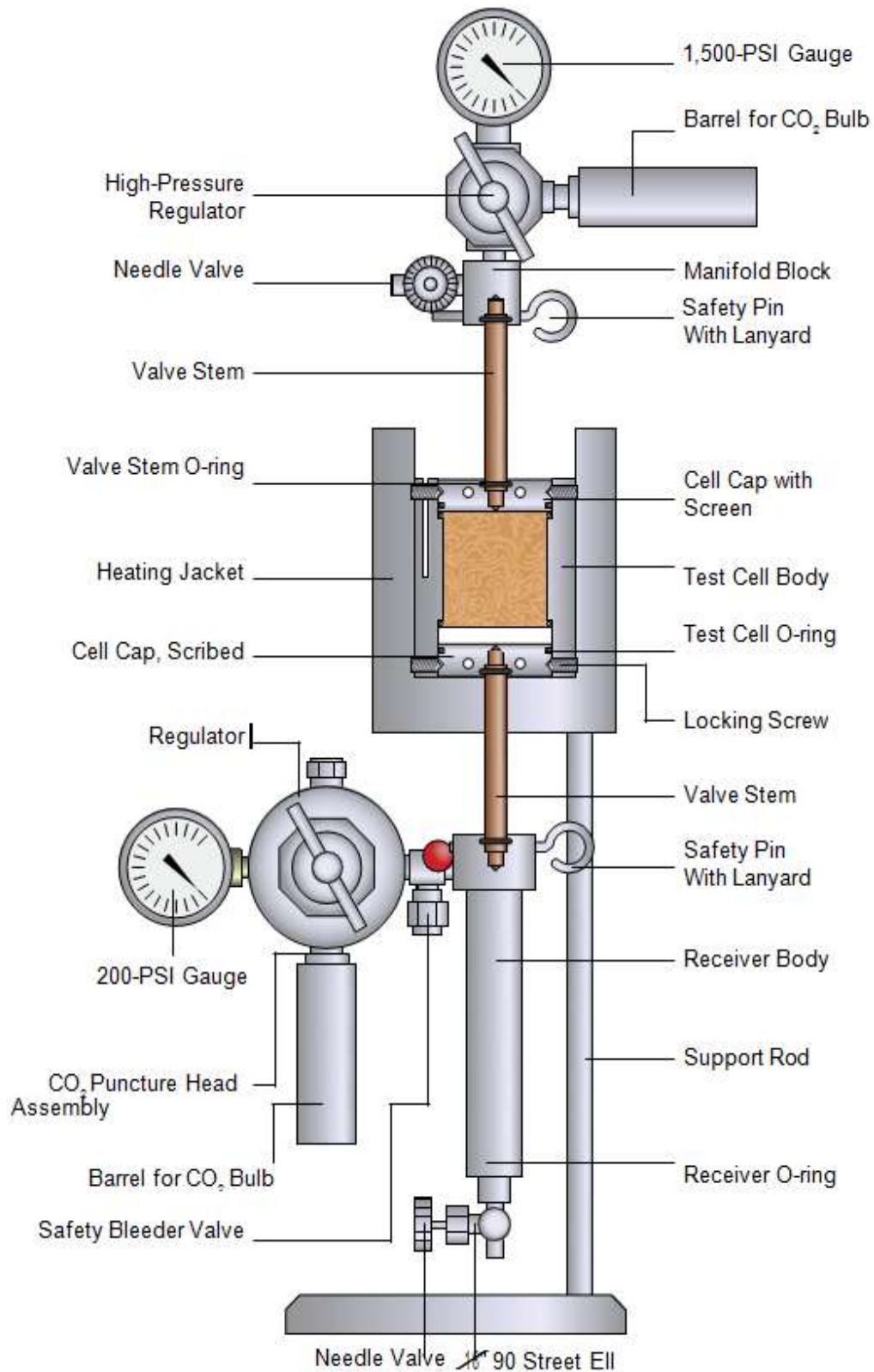


Figure I-09 : Composants de l'appareil HPHT filter press.

### 5.3.5 - Rôle de la filtration :

Les phénomènes de filtration de la boue sont extrêmement importants car ils conditionnent en partie :

- ✓ La vitesse d'avancement du forage.
- ✓ La tenue des terrains forée.
- ✓ L'envahissement des couches perméables.

Le suivi des pertes de fluides est très important pour les sections plus profondes, car il donne une indication du lessivage des boues qui ont envahi la formation.

### 5.4 –Le pH :

Le potentiel hydrogène, noté pH, est une mesure de l'activité chimique des protons ou ions hydrogène en solution.

En solution aqueuse, surtout, ces ions sont présents sous forme d'ions hydronium (ion  $H^+$  hydraté, ou  $H_3O^+$ ).

Le pH sert à mesurer l'acidité ou la basicité d'une solution. Ainsi, dans un milieu aqueux à 25 °C :

- ✚ Une solution de pH = 7 est dite neutre.
- ✚ Une solution de pH < 7 est dite acide ; plus son pH diminue, plus elle est acide.
- ✚ Une solution de pH > 7 est dite basique ; plus son pH augmente, plus elle est basique.

Pratiquement, le pH des boues couramment utilisées varie entre 6 et 13,5 environ. Les boues dont le pH est inférieur à 10,5 sont dites à bas pH, celles dont le pH est supérieur à 10,5 sont dites à pH élevé.

La mesure du pH est également utilisée pour indiquer la présence de contaminants tels que le ciment ou l'anhydrite.[3]

#### 5.4.1 - Appareil de mesure du PH :

A - Soit par une méthode colorimétrie (papier pH ou indicateurs colorés) :



Figure I-10 : Papier pH.

B - Soit par une méthode électrométrie (pH-mètre), au moyen d'électrodes en verre :



Figure I-11 : Le pH-mètre.

#### 5.2.4 - Rôle de pH :

- Solubiliser/activer les composés organiques.
- Stabiliser les systèmes de boue.
- Minimiser les problèmes de schiste.
- Diminuer les taux de corrosion.
- Aide à l'élimination des contaminants : Calcium, Gaz acides, Carbonates, Sulfure d'hydrogène.

#### 5.5 –L'Alcalinité :

L'acidité est une mesure de l'alcalinité indiquée par le pH. Cependant, la nature et la quantité d'autres ions tels que le carbonate ou le bicarbonate peuvent également affecter l'alcalinité des filtrats de boue. Pour les systèmes de boue d'eau douce, ces ions peuvent être indicatifs de la stabilité rhéologique de ces systèmes de boue.

Les concentrations de l'un ou l'autre des ions peuvent entraîner une viscosité à taux de cisaillement élevé et faible (limite d'élasticité) et des résistances de gel élevées et progressives.

Pratiquement, on mesure trois alcalinités : pb, pf, Mf.

b signifie boue ; f = filtrat. p = phénophtaléine. M = méthylorange (on utilise parfois le bleu de bromophénole dont le virage est plus facile à observer que celui du méthylorange), le virage à la phénophtaléine se produit à pH égale à 8,2 et celui du méthylorange est de 4,2.

L'alcalinité pb est définie comme la quantité d'acide  $H_2SO_4$ , N/50 nécessaire pour neutraliser  $1\text{ cm}^3$  de boue prélevée avec une seringue hypodermique, dilué avec de l'eau distillée. Le dosage doit être très rapide, car ce dosage a pour but de déterminer la teneur de la boue en  $Ca(OH)_2$ , en présence souvent de carbonates.

L'alcalinité pf et Mf est déterminé de la même façon que l'alcalinité Pb, sauf qu'on utilise  $1\text{ cm}^3$  de filtrat de la même boue.

Une boue à l'amidon, à pH élevé, doit effectivement contenir des ions  $OH^-$ . C'est une garantie contre la fermentation de l'amidon.

Interprétation des résultats obtenus après le dosage :

- ❖ Si  $pf = 0$ , il n'y a que des ions de  $HCO_3^-$  dans le filtrat.
- ❖ Si  $pf = Mf$ , il n'y a que des ions  $OH^-$  dans le filtrat.
- ❖ Si  $2 \cdot pf = Mf$ , il n'y a que des ions  $CO_3^{--}$  dans le filtrat.
- ❖ Si  $2 \cdot pf > Mf$ , il n'y a présence de  $OH^-$  et  $CO_3^{--}$  dans le filtrat.
- ❖ Si  $2 \cdot pf < Mf$ , il n'y a présence de  $CO_3^{--}$  et  $HCO_3^-$  dans le filtrat.[4]

#### **5.5.1 - Sources d'alcalinité :**

Ces sources sont multiples soit :

- ❖ Hydroxydes : calcium, potassium et sodium.
- ❖ Carbonates : carbonate de soude et bicarbonate.
- ❖ Silicates : Phosphates et Borates.
- ❖ Organiques : Lignites et Lignosulfonates.

#### **5.5.2 - Rôle de l'alcalinité :**

- Contrôle de la chimie de la boue.
- Activation des produits chimiques.
- Déterminer la présence et les quantités de contaminants.

#### **5.6 –La Teneur en sable :**

La teneur en sable API est définie comme étant la partie des solides de boue de forage dont la taille est supérieure à 74 microns ( $\mu\text{m}$ ).

Le test peut être utilisé pour donner une indication qualitative et relative de l'efficacité de l'équipement d'élimination des solides, de la quantité relative de barytine grossière présente et de l'abrasivité de la boue.

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.[4]

**5.6.1 - Appareil de mesure de la teneur en sable :**

**Figure I-12 :** Kit de mesure de la teneur en sable.

**5.6.2 - Indicateurs de sable :**

- ✓ Forte perte de liquide.
- ✓ Gâteau mural excessif / de mauvaise qualité.
- ✓ Augmentation des propriétés d'écoulement (PV & GELS).
- ✓ Abrasion des outils survenant.

**5.7 –La Yield –Value (Yv) :**

Elle est due aux interactions physiques ou chimiques des particules en suspension. Un traitement chimique de ces particules peut faire varier la yield-value d'une manière extrêmement sensible.

La contrainte seuil représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule, cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules. C'est une mesure dynamique.

La contrainte seuil dépend du type de solides présents et de leurs charges de surface respectives, de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels éventuellement présents.



**5.8 –Le Gel :**

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la yield value avec cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique.

- ❖ Le gel (0) : Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré en utilisant le viscosimètre (Fann35) avec une vitesse de 3 tours/min. Il est exprimé en lb / 100 ft<sup>2</sup>.
- ❖ Le gel (10) : Il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes. La mesure est faite de la même manière que le gel 0 après 10 minutes. Il s'exprime en lb/100 ft<sup>2</sup>. [3]

**6 - Rôles des boues de forage :**

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

Afin de réunir ces qualités tout en maintenant des prix de revient en rapport avec les problèmes posés, voyons quelles sont les fonctions principales et secondaires de la boue de forage.

**6.1 - Les fonctions principales ou primaires :****6.1.1 - Dépôt d'un cake imperméable :**

Généralement, les fluides (boues) de forage en circulation exercent une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations géologiques traversées (pression de couche), ce qui permet de maintenir ces couches, et empêcher leur déstabilisation.

Cette différence de pression provoque la filtration d'une partie de la phase liquide de la boue dans les formations perméables et le dépôt, sur les parois, d'une partie qui constitue un film qu'on appelle «le CAKE». [4]

**6.1.2 - Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile :**

La boue (le fluide) de forage doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour contrebalancer et/ou équilibrer les pressions d'aquifères ou de gisement (de gaz ou de pétrole) et ce, pour éviter les venues (le débit dans le puits) des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage.

**6.1.3 - Transport et sédimentation des déblais fins en surface :**

Lorsqu'il y a arrêt de circulation la boue doit permettre le maintien des cuttings en suspension dans le puits.

Cependant, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, pour faciliter leur séparation et leur élimination. [4]

## **6.2 - Les fonctions secondaires :**

### **6.2.1 - Nettoyage du puits :**

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roches appelés plus couramment (cuttings ou déblais).

### **6.2.2 - Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde :**

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil.

### **6.2.3 - Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits :**

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel si la boue n'est pas saturée en chlorures, par la dispersion des argiles si les alcalinités sont exagérément élevées, par une érosion due à la circulation de la boue au droit de formation fragiles.

### **6.2.4 - 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 des caractéristiques de la boue conditionne les vitesses d'avancement instantané, la durée de vie des outils, le temps manœuvre. En un mot les performances de forage.

Nous verrons que dans certains cas particuliers, " forage au jet " par exemple, des caractéristiques de la boue (densité et rhéologie) et de la géométrie du sondage découlent les autres paramètres et les performances.

### **6.2.5 - Diminution du poids apparent du matériel de sondage :**

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

Dans le cas du forage à l'air c'est le poids réel de la garniture que l'installation doit supporter.

### **6.2.6 - Apport de renseignements sur le sondage :**

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés, ces renseignements sont obtenus par :

- ❖ Les déblais remontés par la circulation de la boue.
- ❖ L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue.
- ❖ La détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue.
- ❖ Contamination des formations productrices.

Si on n'accorde pas une attention particulière à ce fluide, il risque d'être à l'origine de certaines complications et peut avoir des inconvénients tels que :

- La contamination des formations productrices.
- La corrosion et l'usure du matériel.
- Toxicité et sécurité.

#### **6.2.7 - La contamination des formations productrices :**

La présence de la boue au droit des formations poreuses et perméables exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production.

#### **6.2.8 - Corrosion et usure du matériel :**

Si le fluide contient des matériaux abrasifs, il peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique. Il peut aussi être corrosif et ce, par une action électrolytique due à un déséquilibre chimique.

#### **6.2.9 - Toxicité et sécurité :**

L'utilisation de certains produits de boue peut présenter un danger pour la santé du personnel, peut aussi créer des risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile.

Il y a aussi le risque de pollution, soit des couches ou de l'environnement (après son rejet).[5]

### **7 - Le Circuit de boue de forage :**

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

- ✚ La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
- ✚ À la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
- ✚ 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.
- ✚ Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
- ✚ 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.[5]

Ce circuit est illustré sur la figure suivante :

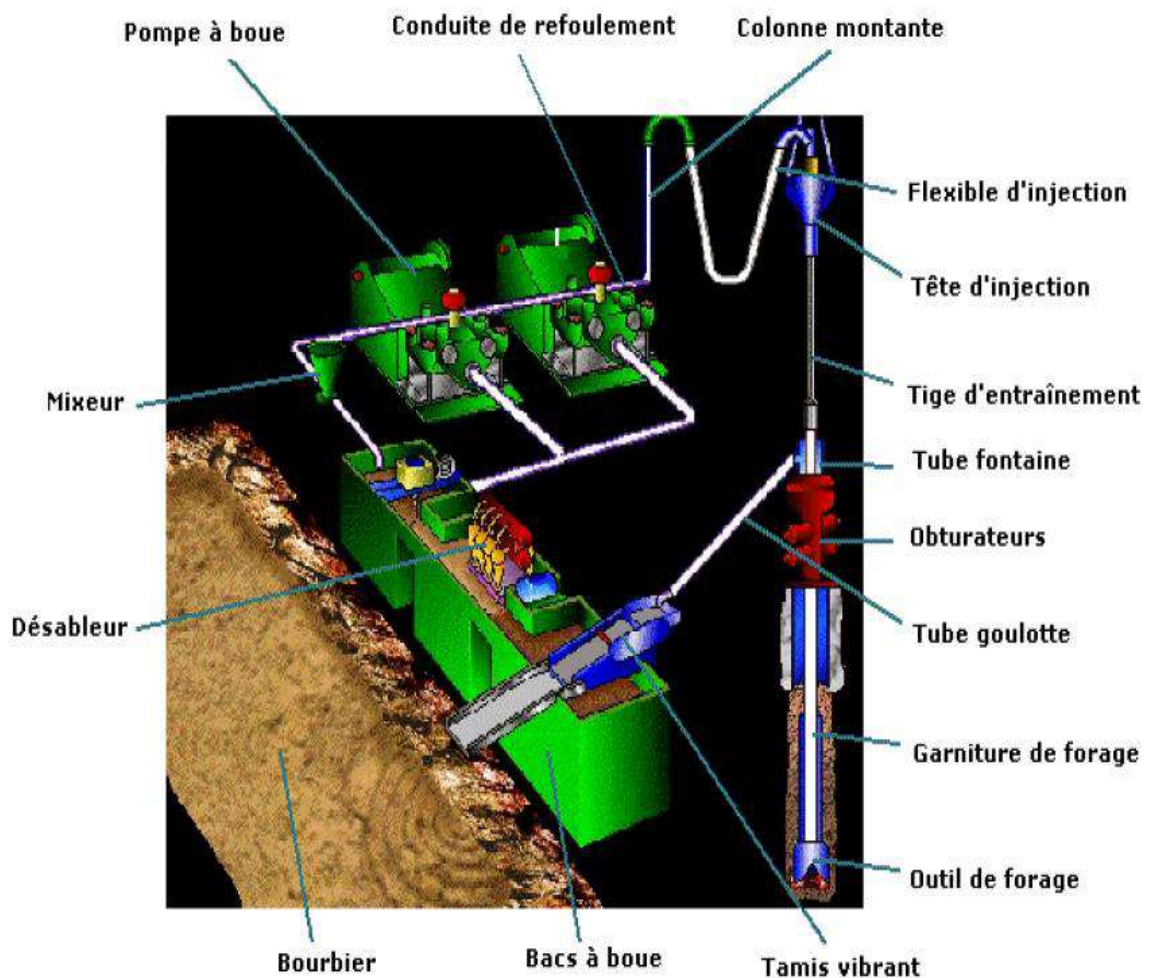


Figure I-13 : Le Circuit de boue.

## **8 –Les Produits de boue :**

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

Ces produits sont classés par familles :

### **8.1-Les Colloïdes argileux :**

#### **8.1.1 - Les bentonites :**

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (plus de 35 g/l de NaCl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.[6]



**Figure I-14 :** Les bentonites.

#### **8.1.2 - Les attapulgites :**

Elles présentent la propriété de gonfler et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de NaCl).

Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.



Figure I-15 :Les Attapulgites.

## 8.2 –Les Colloïdes organiques :

### 8.2.1 - L'amidons :

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat.[11]

Son emploi est exigé une fois l'une de ces trois conditions soit satisfaite :

- PH > 12.
- Présence d'un anti-ferment.
- Salinité supérieure à 200/250 g/l.



Figure I-16 : L'amidon.

### 8.2.2 – Les CMC (Carboxy Méthyle Cellulose) :

Les C.M.C. sont classées en deux catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- Basse viscosité (L.V.).
- Haute viscosité (H.V. ou Regular).



Figure I-17 : CMC (Carboxy Méthyl Cellulose).

### 8.3 - Les fluidifiants et défloculants :

#### 8.3.1 - Les lignosulfonates :

Les lignosulfonates de ferrocrome fonctionnent pratiquement, dans toutes les boues à base d'eau.

Ces produits possèdent la particularité de se comporter, comme un fluidifiant entre 2 et 8 g/l de concentration, et comme un inhibiteur de gonflement et de dispersion des argiles à des doses plus élevées.

D'entre les autres fluidifiants et défloculants on cite :

- ✚ Les poly-phosphates.
- ✚ Les tanins.
- ✚ Les lignines Chromées.[6]

### 8.4 - Les additifs minéraux :

#### 8.4.1 - La soude caustique (Na OH) :

La soude est employée pour :

- Accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 4 kg/m<sup>3</sup> pour les boues à l'eau de mer.
- Augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat).[6]



**Figure I-18 :**La soude caustique (NaOH).

#### **8.4.2 - Le carbonate de soude ( $Na_2 CO_3$ ) :**

Le carbonate de soude est employé pour :

- Accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue.
- Précipiter le calcium.

#### **8.4.3 - Le bicarbonate de soude ( $Na HCO_3$ ) :**

Le bicarbonate de soude est employé lors du reformedes ciments pour précipiter la chaux libérée par le ciment (il faut approximativement ajouter 500 kg de bicarbonate de soude à la boue pour traiter 1 m<sup>3</sup> de ciment à reforger).

#### **8.4.4 - Le gypse ( $Ca SO_4, 2 H_2O$ ) :**

Le gypse est employé pour :

- ❖ Fabriquer les boues au gypse utilisées lors du forage de gypse ou d'anhydrite.
- ❖ La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C.
- ❖ Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.
- ❖ Traiter les contaminations à base de carbonate.[6]





Figure I-19 : Le gypse( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ).

#### 8.4.5 – La chaux éteinte ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) :

La chaux éteinte est employée pour :

- Augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau et ceci entraîne une augmentation de filtrat.
- Fluidifier certains types de boues salées saturées ( $\text{NaCl}$ ).



Figure I-20 : La chaux ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ).

*Chapitre III*

*Généralités sur les pertes de  
circulation*

**Introduction :**

La perte du fluide de forage au cours de la foration est un problème qui peut surgir notamment, lors de la traversée des formations fracturées ou à grande perméabilité, ce qui peut être à l'origine de la perte du fluide (partiellement ou en totalité) et par conséquent, menacer la sécurité du puits.

**1 - Définition d'une perte de circulation :**

Une perte de circulation est la conséquence logique des déséquilibres de pression, existants ou créés, entre le milieu traversé et le fluide utilisé en forage.

C'est un problème fréquent qui se manifeste lors du forage des puits. On la définit comme la perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, cavernueuses ou fissurées soit naturellement soit durant le forage.

**2 - Types de pertes de circulation :**

Les pertes circulatoires peuvent être classées en deux catégories :

**2.1 – Les 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.

Cette situation indique que le débit provoqué par la différence de pression au niveau de la formation avec le puits rempli dans sa totalité est inférieur au débit d'injection des pompes. À titre indicatif une perte partielle est dite importante si son débit est supérieur à  $5\text{m}^3/\text{h}$ . [7]

**2.2 – Les pertes totales :**

Une perte est dite totale, si la circulation ne se maintient plus et aucun retour n'est enregistré, le puits se vide alors jusqu'à une cote telle que la pression hydrostatique exercée par la colonne restante dans le puits induit un débit dans la formation qui soit égal au débit d'injection des pompes. [8]

3 - Les formations susceptibles des pertes :[5]

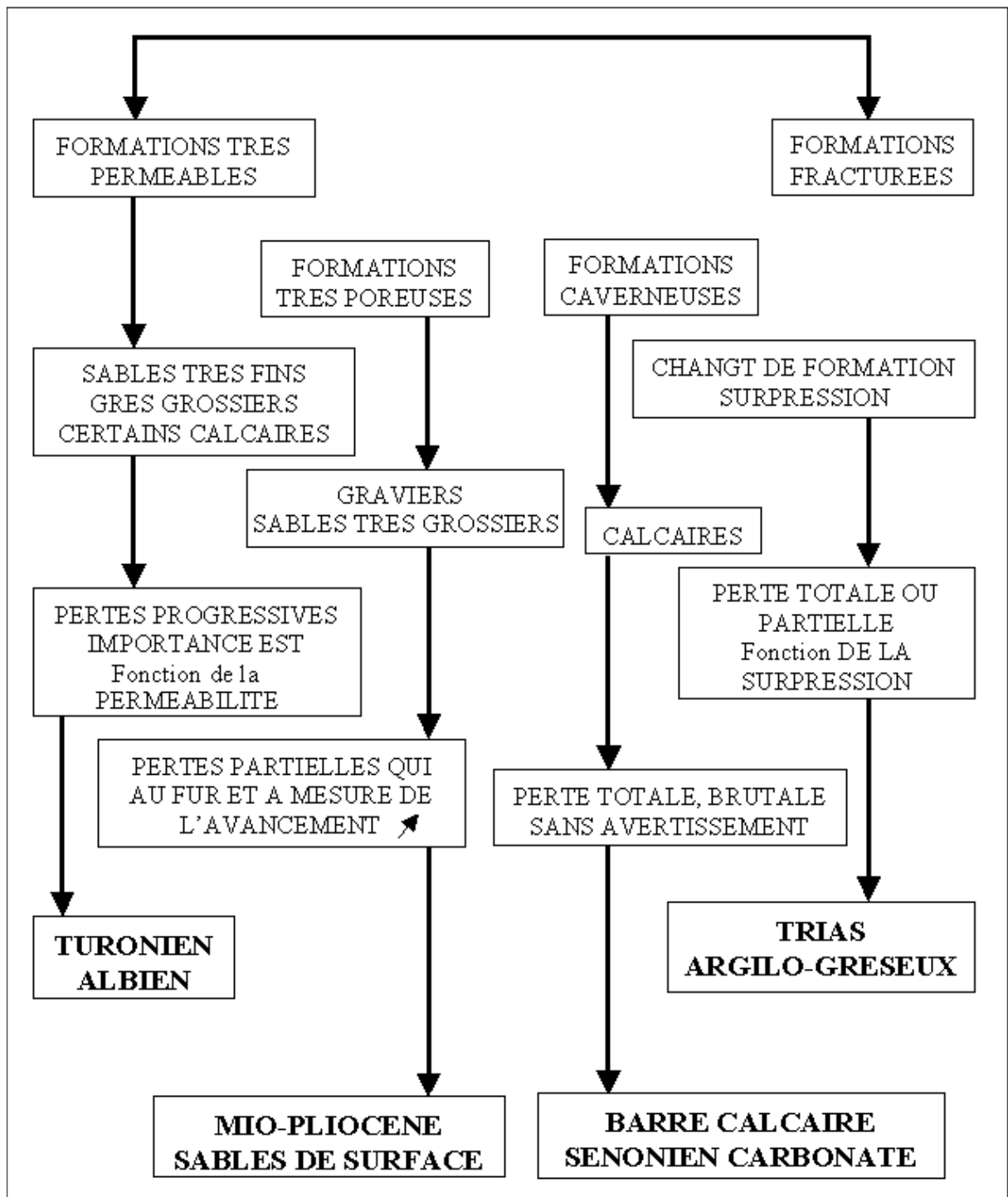


Schéma II-01 : Formations susceptibles de perte.

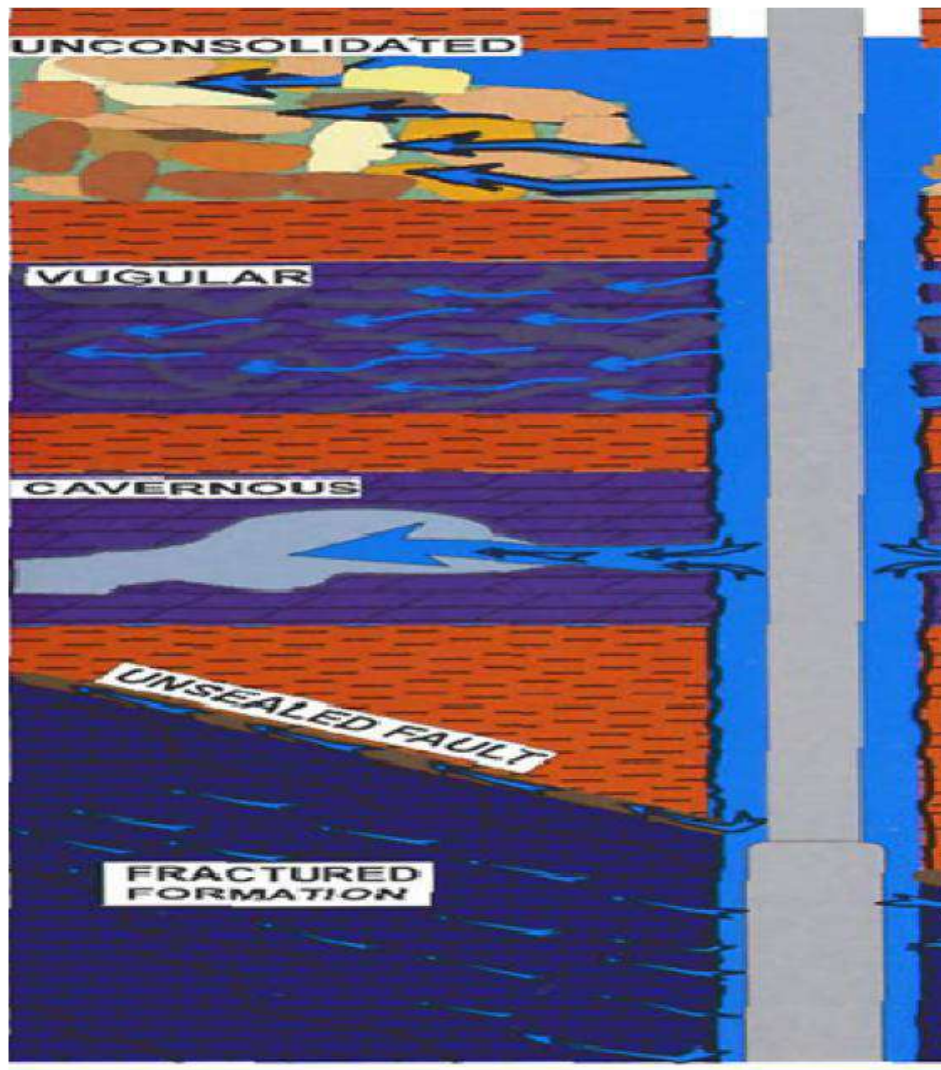


Figure II-01 : Les formations susceptibles de perte.

### 3.1 - Formations mal consolidées à forte perméabilité :

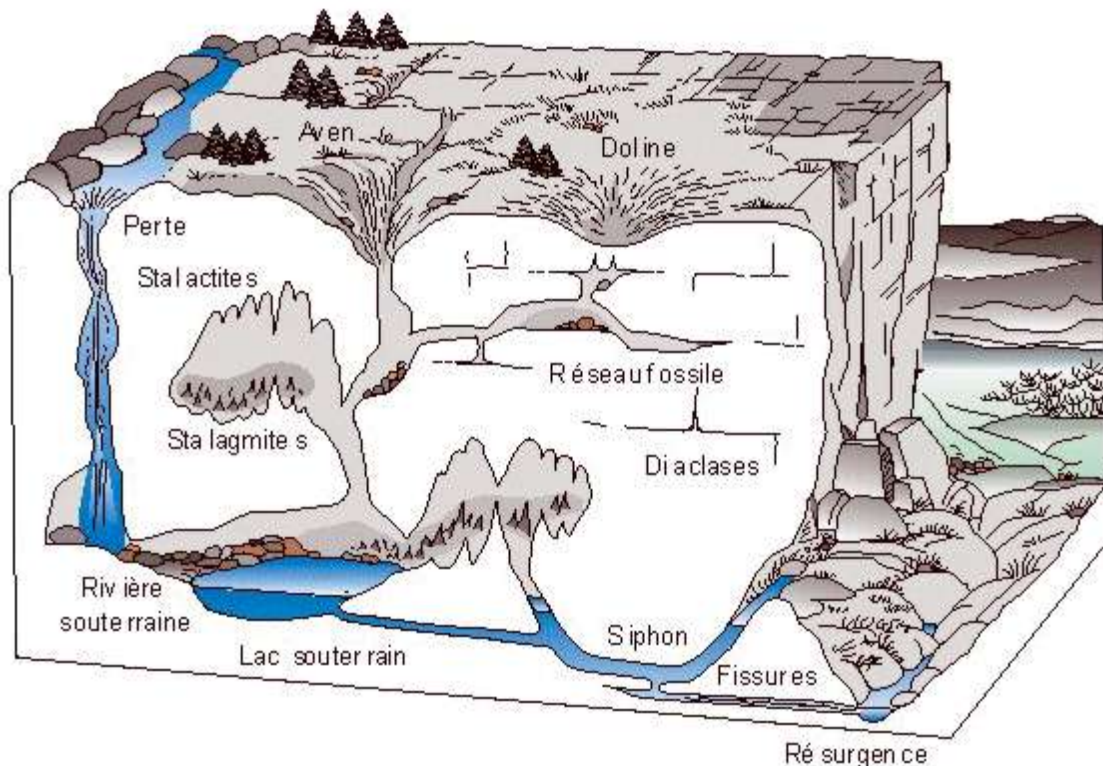
Des formations mal consolidées peuvent avoir une porosité et une perméabilité suffisamment élevées pour que tous les constituants de la boue envahissent la formation entraînant ainsi une perte de circulation.

Ce type de formation est généralement présent en surface, là où la compaction n'a pas eu le temps de faire effet. Le principal danger de ce genre de perte réside dans la dissolution des minéraux de la roche par la boue conduisant à la formation de cavités qui risquent de s'effondrer sous le poids du terrain et des installations de surface.[5]

### 3.2 - Formations cavernueuses :

De larges vides cavernueux peuvent être rencontrés durant le forage à travers certaines formations de calcaire et de dolomie, sur les sommets des dômes de sel et dans les coulées de

magma volcanique. Les pertes dans ce genre de terrains sont soudaines et souvent totales et leur importance dépend de l'inter connectivité des caves.



**Figure II-02 : Formations cavernesuses.**

### 3.3 –Les formations fracturées et fissurées :

La perte de boue se produit également dans les fissures et les fractures dans les puits où les formations à forte perméabilité ou cavernesuses n'existent pas.

Ces fissures ou ruptures peuvent être naturelles, ou provoquées par des pressions imposées excessives.

Les fractures naturelles peuvent exister dans beaucoup de formations, qui restent imperméables dans des conditions équilibrées de pression.

### 3.4 - 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 et qui provoque des pertes partielles et même parfois totales.[8]

## **4 - Les causes des pertes de circulation :**

### **4.1 - Causes liées aux caractéristiques de la boue :**

#### ***4.1.1 - Pression au sein de la boue trop élevée:***

Les pertes de circulation sont la conséquence logique et directe d'un déséquilibre de pression existant ou créé, momentané ou permanent, entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage.

Ce ci peut être soit d'une densité trop élevée, soit d'une pression de refoulement trop élevée. Donc la raison principale des pertes de circulation est que la pression dans le puits dépasse la pression de couche, compte tenu de la résistance de milieu poreux au mouvement du fluide de circulation dans la couche.

#### ***4.1.2 - Causes liées aux caractéristiques rhéologiques :***

Une viscosité plastique et une yield-value trop fortes entraînant à grande profondeur des pertes de charge élevées dans l'annulaire, ce qui augmente la pression de fond et crée un déséquilibre de pression et provoque les pertes par fracturation ou par filtration.

#### ***4.1.3 - Causes liées à la thixotropie :***

Une reprise de circulation ou une manœuvre trop rapide avec une boue à gel élevé 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 thixotropie élevée permet souvent l'arrêt des pertes.

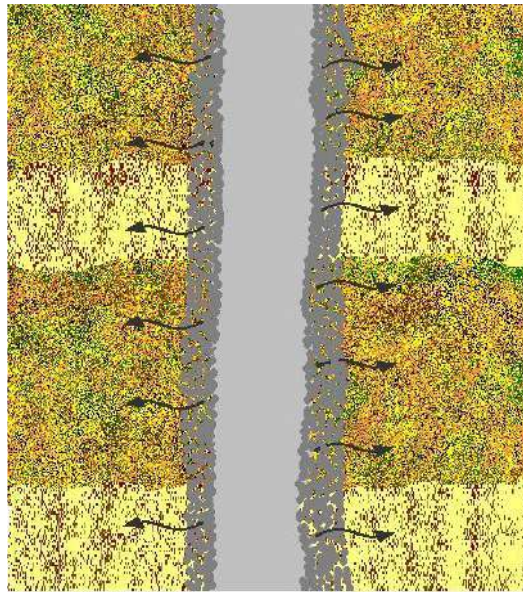
En effet, d'une part, il y a colmatage des terrains en profondeur par la gelée et d'autre part, les pertes de charge dans l'annulaire sont négligeables pendant les premiers centaines de mètres forés en gros diamètre.[8]

### **4.2 - Causes liées aux caractéristiques de la formation:**

#### ***4.2.1 - Formations perméables :***

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 à-coups de pression au fond du puits par la boue provoquent l'élargissement des fissures.

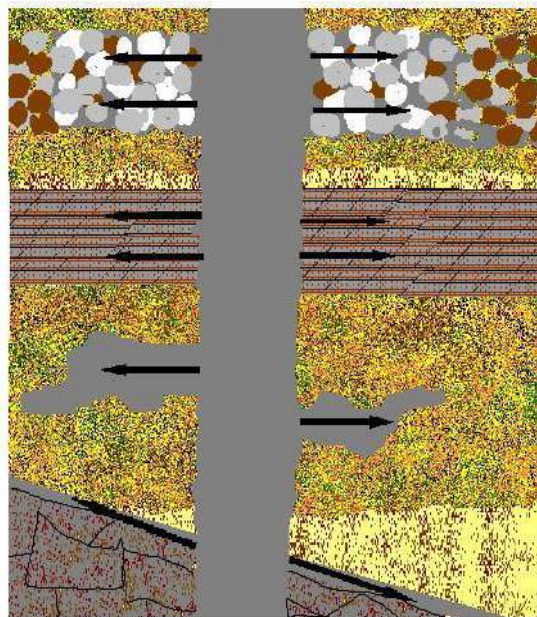


**Figure II-03 :** Perte en formations perméables.

#### 4.2.2 –Les formations naturellement fissurées :

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.



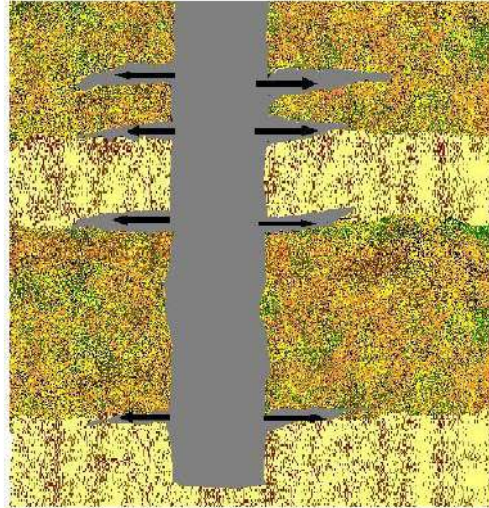
**Figure II-04 :** Perte en formations naturellement.



---

**4.2.3 –Les formations fracturées par la boue:**

En 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 charge dans l'espace annulaire ce qui augmente la pression qui s'exerce au fond du puits.



**Figure II-05 :** Perte formations fracturées.

**4.2.4 –Les formations cavernueuses :**

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

**Remarque :**

Pour conclure, nous disons que les pertes sont au moins pour la moitié les conséquences de surpression brutales qui peuvent être évitées ou pour la moins minimisées.[8]

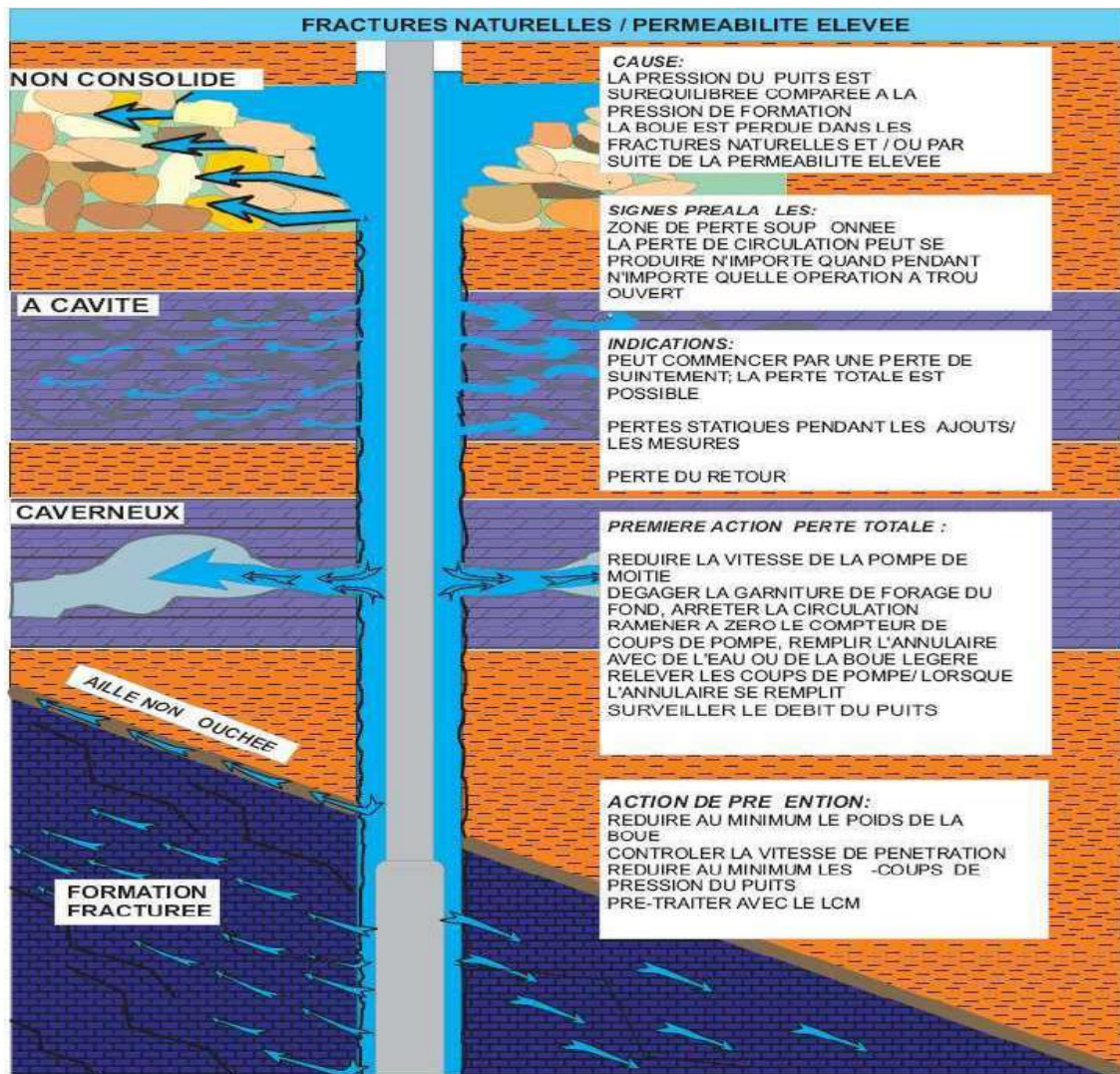


Figure II-06 : Perte en formations fractures naturelles.

## 5 - Effets nuisibles des pertes sur les opérations de forage:

Les pertes de boue peuvent avoir des conséquences économiques environnementales et opérationnelles graves.

C'est pourquoi il est important de traiter les pertes dès qu'elles sont constatées, afin de limiter les temps d'arrêt, le volume de boue perdu et la zone endommagée et les quantités de boues perdues peuvent être considérables malgré tous les remèdes utilisés (le colmatage étant par fois impossible) et 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 d'un niveau éruptif à cause de la baisse du niveau dans le puits.
- Risque de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais.

- Risque d'éboulement à cause de la diminution de la pression hydrostatique appliquée sur les parois.
- Mauvaise cimentation en cas de perte du laitier de ciment.
- Risque de fragiliser la plateforme supportant les installations de surface pouvant aller jusqu'à son affaissement lors de pertes en surfaces.
- Endommagements de la formation en raison de l'invasion par le fluide de forage.
- Augmentation du coût de forage en raison du prix des fluides perdus dans le puits des matériaux et des opérations mises en place pour le colmatage de la perte et du temps d'arrêt nécessaire au traitement de la perte.
- Diminution de la production et du taux de récupération en raison de l'endommagement du réservoir ou de l'aquifère pouvant aller jusqu'à la perte du puits.
- Pollution des nappes phréatiques par les produits de boue.
- Risque de créer des communications et des fractures vers des couches de surface sensible pour l'environnement.[8]

## 6 - Recommandations préventives pour combattre les pertes de circulation :

Deux causes fréquentes de perte de circulation sont :

- ✚ Les pressions excessives sur le fond du trou.
- ✚ La pose au dernier tubage trop haut.

Il faudra donc :

### 6.1 - Réduire les pressions :

- En se limitant à un temps raisonnable pour descendre ou monter une longueur.
- Forer en évitant les battements du train de sonde.
- Briser d'abord le gel de la boue en mettant les tiges en rotation avant le rétablissement de la circulation.
- Démarrer les pompes au ralenti.
- Veiller à avoir une bonne remontée des déblais afin de ne pas avoir d'agglomérats dans les zones cavées (risques de bouchages des annulaires).

### 6.2 - Surveiller les caractéristiques de la boue :

- ✓ En évitant une viscosité trop élevée.
- ✓ En éliminant ses gels.
- ✓ En conservant une densité la plus faible possible tout en restant dans les limites de sécurité.

**Remarque :**

Le traitement de la boue à l'avance, au moyen de colmatants lorsque la traversée d'une zone à pertes est prévue n'est pas à conseiller (sauf en cas de forage en circulation perdue).

En effet, outre les inconvénients de l'alourdissement de la boue de circulation (by-pass obligatoire des tamis vibrants) cette sorte de colmatage en continu peut être très gênante dans le cas où une venue survient, la localisation de celle-ci étant rendue difficile.

**6.3 - Poser correctement les tubages :**

Si un tubage est posé trop haut dans une formation de faible pression, la partie de celle-ci située au-dessous de la dernière longueur pourra être fracturée (ces fractures provoquées sont les plus graves) par un alourdissement de la boue nécessaire au moment du forage des zones plus profondes et de pressions plus élevées.

Par définition l'intervalle où il existe un changement de gradient depuis cette zone de pression faible vers celles de pression plus élevée est appelée zone de transition, et c'est dans cette dernière que le sabot du tubage devra préférentiellement être positionné.[9]

*Chapitre III*

*Procédures de colmatage des  
pertes*

**1 - Récolte d'informations :**

Lorsque la perte de circulation est constatée, les conditions doivent être enregistrées et étudiées avec précision.

L'opération en cours, au moment de la perte (en cours de forage, de circulation ou lors de manœuvres), le type de la perte (partielle ou totale) et la gravité de la perte par rapport aux formations exposées doivent être considérés.

Ces informations, nous aideront à déterminer la raison pour laquelle la perte a eu lieu et son emplacement exact, ce qui est essentiel au choix d'un traitement efficace.

**1.1 - Informations opérationnelles :**

Ces informations comprennent tous les enregistrements des opérations et des différents paramètres de forage avant et pendant la perte. Leur analyse permet de définir les causes possibles et le type de la perte.

L'enregistrement d'une modification des caractéristiques de la boue ou des paramètres hydrauliques susceptibles de modifier la pression de fond avant la survenue de la perte est un indicateur de perte induite qui se produit généralement au point le plus faible de la formation.

Ces pertes peuvent se seller spontanément par fois grâce au cake de filtration ou nécessiter un traitement.

L'observation de mouvement rapide du train de tiges provoque des coups de pression qui peuvent induire des fractures ou la réouverture des zones à perte précédemment fermées.

Les zones à pertes précédemment colmatées restent une source potentielle de pertes.

La vitesse de manœuvre doit être ajustée pour compenser cette faiblesse.

L'enregistrement d'une modification de la vitesse d'avancement ou du comportement de l'outil indique un changement du type de formation.

Il est probable qu'une perte qui survient juste après de tels changements soit localisée au niveau de l'outil, mais cela ne donne pas d'indication sur le type de perte.

La survenue d'une perte au cours d'une opération de contrôle du puits est probablement due au craquage de la formation la plus faible en raison de la pression excessive exercée lors du contrôle du puits.[8]

**1.2 - Informations relatives à la formation et aux caractéristiques de la perte :**

Une fois la perte constatée, il est important d'enregistrer toutes ses caractéristiques telles que le volume de boue perdu, le débit de la perte, ou le niveau de boue dans le puits.

Selon les formations en présence, les enregistrements de la vitesse et de la sévérité de la perte permettent de se faire une idée du type de formation responsable de la perte et de son emplacement.

## **2 - Localisation de la zone à perte :**

L'emplacement de la zone de perte peut être déduit à partir des connaissances de la région et des opérations précédant la perte.

Si la perte se produit à la suite d'un changement de densité ou d'un mouvement rapide de la garniture, il est plus probable que la perte se situe au niveau de la formation la plus fragile.

Si par contre, la perte est remarquée juste après un changement de formation ou une chute brusque de la garniture, la perte est généralement située au niveau de l'outil. Il existe aussi des techniques spéciales pour localiser avec exactitude la zone à perte [9]

## **3 - Les principales techniques utilisées pour le traitement des pertes :**

### **3.1 - Méthode de retrait et attendez :**

Généralement le forage et la circulation devraient être arrêtés à la première indication de perte de circulation, sauf pour les pertes soudaines et totales dans les calcaires où de grandes fractures, des vacuoles ou des cavernes peuvent exister.

Cette technique doit être utilisée contre les pertes par filtration, partielles, et les pertes dans les fractures induites.

L'outil doit être remonté à un point de sécurité, à l'intérieur du dernier tubage en général, et le puits laissé statique pendant une période de 4 à 8 heures.

Pendant ce temps d'arrêt, le puits doit être surveillé attentivement à l'affut de signes d'intrusion de fluides de formation et après la période d'attente, le retour au fond doit se faire avec prudence pour éviter les surpressions sur la zone à perte qui reste une zone fragile malgré l'arrêt des pertes.

Dans le doute du succès de cette méthode, le temps d'arrêt peut être exploité à la préparation de la mise en place d'une autre méthode comme la fabrication d'un bouchon LCM ou d'une boue à haut filtrat. Des produits conservateurs devraient être ajoutés au LCM pour éviter leur dégradation, si la méthode réussit et leur utilisation n'est plus nécessaire.

Cette méthode est particulièrement efficace dans les formations argileuses et les schistes forés avec des boues à base d'eau, d'autant plus si les pressions peuvent être réduites par la diminution de la densité ou l'amélioration des pratiques de forage.

Les fluides à base d'huile ne présentent pas ce comportement d'auto-guérison dans la même proportion.

La moitié des pertes dans la région de la côte du Golfe ont été corrigées en utilisant cette technique.[10]

### **3.2 - Utilisation des bouchons de colmatants :**

Cette technique est surtout utilisée contre les pertes par filtration partielles et les pertes totales les moins graves.

Elle consiste à placer un bouchon d'agents colmatants au niveau de la zone à perte identifiée au préalable et les laisser s'infiltrer pour colmater les fractures ou les pores responsables de la perte.

Une fois le puits plein, une légère pression peut être appliquée sur l'annulaire pour renforcer l'obturation des passages de boue.

Le pompage du bouchon se fait de préférence à travers des tiges de forage nues ou un outil à duses ouvertes.

Si les matériaux doivent être pompés à travers un moteur de fond ou des outils MWD/LWD, ou d'autres équipements avec un passage de boue restreint leurs caractéristiques devraient être prise en considération dans le choix de la taille et du type de colmatant à utiliser pour éviter un bouchage de ces équipements.

Le choix du mélange de colmatant à utiliser se fait sur la base des informations récoltées au préalable en fonction du type de formations mises en cause et de la sévérité de la perte.

Leur taille est choisie en partant du principe que les pertes à faibles débits se produisent à travers de petites ouvertures et les pertes au débit plus élevés se produisent à travers des ouvertures plus grandes.

La figure suivante (fig. IV – 01) illustre comment les matériaux qui sont trop grands formeront un bouchon à la face de l'ouverture, tandis que les matériaux de dimensions appropriées formeront le bouchon dans l'ouverture où il n'est pas susceptible d'être érodée lorsque la circulation est reprise.



Les autres caractéristiques du mélange dépendent du type de formation pour des pertes vers des réservoirs exploitables utilisant des matériaux solubles dans l'acide.[5]

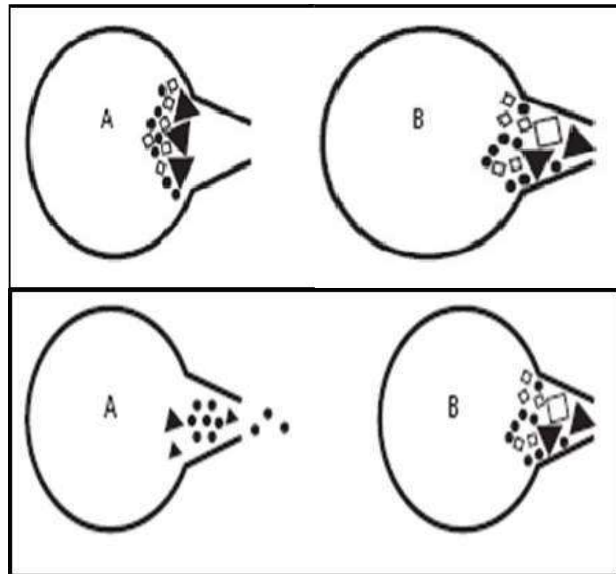


Figure III-01 : Choix de la taille des colmatant.

### 3.3 - Les bouchons de ciment « hard plugs » :

Les bouchons de ciments durs ou de ciment plus de la bentonite, sont un remède important des pertes de circulation parce que ces bouchons scelleront souvent des zones de perte cavernueuses naturellement fracturées ou mal consolidées. Ce sont les plus efficaces contre les pertes totales particulièrement les pertes totales graves.

Différents mélanges de laitier de ciment peuvent être utilisés, certains sont préparés en surface alors que d'autres sont mélangés dans le puits au plus près de la zone à perte.

La composition et la technique d'application du bouchon de ciment à employer pour combattre la perte de circulation doivent être proportionnées et adaptées à la formation visée.

Trois mélanges de ciment de Portland sont recommandés: pure, bentonite et gilsonite.

Ceux-ci ont été choisis parce qu'une grande variété de propriétés peut être obtenue et ils sont habituellement disponibles.

Le laitier de ciment pur est très efficace pour résoudre le problème de perte par filtration ou de faible débit 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 colmatants).

La taille des produits colmatants 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.

Il présente l'avantage de réduire la pression hydrostatique et de contenir des argiles qui jouent le rôle de colmatants. Ces deux caractéristiques aident à maintenir le bouchon à proximité des parois du puits jusqu'à sa solidification.

En terme pratique, les systèmes thixotropiques, durant le mixage et le déplacement, sont fluides, mais forment rapidement une texture rigide (gel) quand les pompes s'arrêtent.

Quand un laitier thixotropique entre dans une zone à perte, la vitesse des particules diminue et une texture de gel commence à se former.

Aussitôt que les contraintes de gel se développent, la résistance à l'écoulement augmente jusqu'à ce que la totalité de la zone soit bouchée. [10].

Ces systèmes sont très efficaces pour résoudre de sévères pertes de circulation pour une formation naturellement fracturée.



**Figure III-02** : Les équipements de fabrication et stockage le ciment.

**3.4 - Bouchons tendres « soft plug » :**

Ce sont des mélanges de différents composants qui, dans les conditions du fond de puits, forment des structures à gèle très élevée ou des masses tendres.

Ces bouchons sont utilisés contre des fractures induites ou des formations mal consolidées ayant entraîné des pertes totales et pour retenir des bouchons de ciment le plus près des parois du puits jusqu'à ce qu'ils aient durcis.

La majorité de ces mélanges sont des systèmes à mélanger au fond du puits, ils se constituent de deux fluides ou plus qui, en entrant en contact, forment un bouchon tendre qui obstrue la zone.

C'est pourquoi il est 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.

Le succès des mélanges de fond dépend de la qualité du mélange et des quantités de fluides qui entrent en contact près de la zone à perte, c'est pourquoi une attention particulière devrait être prêtée à ceci et comme la vitesse de déplacement du fluide dans l'annulaire dépend du débit de perte, ce dernier doit être déterminé avec précision.

L'un des bouchons tendres à mélanger au fond les plus utilisés sont les bouchons M-DOB qui sont une combinaison d'huile et de bentonite.

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 plus ou moins tendres peuvent être formés en contrôlant les propriétés des composants.

**4 - Les types produits des colmatants :****4.1 - Les Colmatants granulaires :**

De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures ils ont une grande résistance mécanique aux Pressions différentielles.

On emploie des produits durs et calibrés :

- les coquilles de noix.
- les noyaux d'abricots, cerise, olive, etc....

Les granulométries utilisées sont les suivantes :

- Super  $\Phi$  : produit brut tout venant.

- Gros  $\Phi$  : de 1,6 à 5 mm.
- Moyen  $\Phi$  : de 0,5 à 1,6 mm.
- Fin  $\Phi$  : 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.[10]

#### **4.2 - 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 des ports.

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 la 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 cellulosiques.

#### **4.3 - Les Colmatants lamellaires :**

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

Exemple :

- Les déchets de cellophane ou de mica.

**4.4 - Les Colmatants gonflants :**

Ils permettent d'obtenir un fluide à très haute viscosité.

On peut citer les gommes qui, à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelé extrêmement visqueuse.

Une étude comparant l'efficacité des colmatants fibreux, lamellaires, granuleux et gonflants dans un simulateur pour contrôler les pertes de boue dans une formation fracturée à fractures de faille moyenne (0.13 ou 3.3mm). Ils ont démontré que le mélange de particules gonflantes de taille moyenne et fine est plus performant que les colmatants conventionnels.

**Remarque :**

Une observation intéressante a montré que des fois avec les colmatants granulaires on obtient un phénomène de "channeling " quand une haute pression différentielle est appliquée sur une boue de faible concentration en solides, alors un colmatage sur la surface ou à l'intérieur de la formation ne peut se développer.

L'utilisation du mélange de colmatant granulaires, lamellaires et fibreux est efficace pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte. [5]

**5 - Traitement en fonction des caractéristiques de la perte :**

Pour le traitement des pertes de circulation, il est important d'exploiter les informations précédemment récoltées pour le choix des techniques et du type et de la taille des matériaux qui conviennent le mieux au type et à la sévérité de la situation en cours.

**5.1 - Les pertes partielles :**

Elles peuvent se produire dans les terrains mal consolidés tel que les graviers, les petites fractures naturelles ou les fractures induites.

Les mêmes techniques utilisées dans des pertes d'infiltration devraient être employées dans ces pertes partielles avec quelque changement dans le choix des agents LCM qui devrait être moyen à grand dans le cas des pertes dans les fractures induites, la première mesure est de réduire la pression exercée sur les formations si ces fractures se sont élargies le squeeze d'un soft plug peut être utilisé en plus des techniques habituelles.

**5.2 - Les pertes totales :**

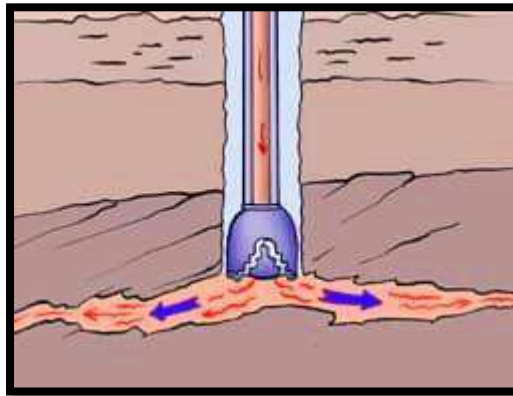
Ici, on parle des pertes totales qui se produisent dans les longues sections de terrain mal consolidé, les longs intervalles de petites fractures naturelles, ou les grandes fractures naturelles ou induites.

La technique pull-up-and-wait peut donner des résultats avec des délais d'attente de 4 à 8heurs.

La technique du squeeze de boue à haut filtrat peut être efficace dans certains cas.

Si le retour n'est pas rétabli avec cette technique, un bouchon dur telle qu'un ciment, un ciment-bentonite, un ciment gilsonite ou une huilebentonite ciment est recommandée.

Réduire la densité de boue si possible permet de limité la perte.[8]



**Figure III-03 : pertes totale .**

## **6 - Causes de l'échec du traitement de la perte :**

Pour être efficaces, les techniques de traitement et les matériaux doivent être fonctionnellement liés aux pertes qu'elles traitent.

La première méthode choisie pour traiter une perte n'est pas toujours efficace, parfois plusieurs tentatives sont nécessaires. Il est important de déterminer les causes de ces échecs pour modifier le traitement et choisir la méthode la plus efficace.

Parmi les causes d'échec les plus fréquentes, on peut citer :

- Une erreur de localisation de la zone à perte conduit à un mauvais placement des matériaux de traitement de la perte.
- Les zones à perte ne sont habituellement pas sur le fond mais au niveau des formations les plus fragiles qui sont près du dernier tubage.
- Les matériaux choisis pour le traitement de la perte de circulation ne sont pas toujours adaptés au type et à la sévérité de la zone de perte.
- Souvent un mélange de particules de différentes dimensions doit être utilisé pour obturer les pores et former un joint efficace.

- Il y a parfois une hésitation à procéder à la technique la plus adaptée à la sévérité et au type de la perte (forage en perte ou la pose d'un tubage supplémentaire).
- Un manque d'informations sur la lithologie de la région et l'historique qui décrivent les pertes, les matériaux et les techniques utilisées contre eux, complique la prise de décision.
- Lors de la pose de bouchon de ciment la colonne de boue n'est pas équilibrée et il arrive que la boue passe à travers le ciment avant qu'il ait eu le temps de prendre.
- En outre, quand le train de tiges est retiré après placement du bouchon de ciment, le niveau de boue dans le puits baisse et la boue qui s'est infiltrée dans la formation peut repousser le ciment fraîchement placé.
- L'existence de formation trop faible pour soutenir la pression hydrostatique de la colonne de fluide requise pour contrôler la pression dans d'autres zones exposées.[10]

*Chapitre IV*

*Étude de cas : perte de  
circulation dans la phase 36"*



**Introduction :**

Lors du forage des puits, les temps et les budgets prévus sont souvent dépassés en raison des complications et imprévus qui surviennent au cours des opérations qui doivent être arrêtées pour remédier à ces différents problèmes.

L'un des problèmes les plus fréquents est la perte de circulation.

Dans ce travail, nous avons étudié le problème de perte de circulation dans la phase 36" cas du forage profond (Albo-Barrémien) au niveau de la station de pompage SP1 Bis Sontrach – Djamaa, wilaya d'El M'Ghair.

Les coordonnées du point d'eau :

(Fuseau 31 S) X : 05° 46' 39.46'' E Y : 33° 34' 5.8'' N Z : 85m (GPS)

(UTM) X : 0757832 E Y : 3717747

Ceprojet est confié à l'entreprise TASSILI SPA company.[1]

**1 - Le but de l'opération de forage :**

Le but du processus de forage est d'atteindre le réservoir d'eau situé dans la couche del'Albien-Barremien et de construire un puits d'eau (artésien) et de l'exploiter par la société Sontrach.

**2 - Nom de l'appareil : RIG T 131 :**



**Figure IV-01 :** l'appareil de forage RIG T 131.

**3 - Description de l'appareil de forage :**

Le RIG T 131 : est un appareil de forage désigné pour forer ce puits, de type : Idico.

N°	Désignation	Nombre
1	Appareil de Forage <b>Idico</b> Puissance 1500 Hp, Capacité 500 Tonne Profondeur de forage nominale 3000 m	1
<b>MAT</b>		
2	Type : Pyramide, Hauteur : 149 ft - Capacité : 500 t	1
<b>SUBSTRUCTURE</b>		
3	Type : Pyramide Hauteur : 7 m	1
<b>TREUIL</b>		
4	Marque : <b>Gardner Denver</b> Puissance : 1500 Hp Groved : 17" ¼	1
<b>TABLE DE ROTATION</b>		
5	Marque : <b>National</b> Capacité : 650 Tonnes Ouverture : 37" ½	1
<b>TOP DRIVE</b>		
6	Marque : <b>CANRIG</b> Capacité : 500 Tonnes Puissance : 800 Hp	1
<b>GROUPE DE FORCE</b>		
7	Marque : <b>CATERPILLAR</b> Type : D 398 RPM : 1200 t/min Puissance : 910 Hp	5
<b>SCR</b>		
8	Marque : <b>Hill Graham</b> Type : 165 D Capacité : 750 Volts DC	1
<b>SYSTEME BOUE</b>		
9	Bac à Boue : 348 m <sup>3</sup> Citerne pour Gaz-oil : 60 m <sup>3</sup> Stockage d'eau : 150 m <sup>3</sup>	1
<b>POMPE A BOUE</b>		
10	Marque : <b>Gardner Denver</b>	1
11	Type : <b>PZ 11</b> Puissance : 1600 Hp	
12	Outil de forage à molette 12" ¼	5
13	Outil de forage à pastille 12" ¼	4
14	Outil de forage à molette 17" ½	4
15	Outil de forage à pastille 17" ½	3
16	Outil de forage à molette 26"	2
17	Outil de forage à pastille 26"	2
18	Outil de forage à molette 36"	2
19	Outil de forage à pastille 36"	2
20	Outil de forage PDC 12" ¼	3
21	Outil de forage PDC 17" ½	3
22	Masse Tige 8"	2
23	Tige Lourde 5"	30
24	Tige forage 5"	220
25	Aléseurs : 17" ½, 26"	2

**Tableau IV-01 : Composants de l'appareil de forage T 131.**

#### **4 - Architecture du puits :**

- Profondeur totale de la phase 36" : HMDT=99m.
- Diamètre de forage :36" =914.4mm.
- Type de boue de forage WBM.

#### **5 - Perte totale dans le forage Albien-Barrémien station de pompage SP1 Bis Sonatrach Djamaa :**

À la cote 99m, on a remarqué une chute du niveau des bacs de circulation de 1500 litres avec sans retour de boue.D'où le problème de la perte totale de circulation de la boue à la fin dela phase 36" et au début dela phase 26".

Dans ce cas, en observant la perte d'une grande quantité de fluide de forage et son incapacité à remonter à la surface, nous avons appris que pendant le processus de forage, nous étions en face d'une zone caverneuse.

Nous avons descendu la garniture de forage dans la zone caverneuse pour connaître sa profondeur.Cette dernière était de 4 mètres (de 99 m à 103 m).

Et très rapidement, nous avons formé un mélange dans le réservoir (formé d'eau et de sable) et l'avons pompé à travers la garniture de forage pour remplir la zone à perte au lieu de la boue de forage, car cette dernière coûte très cher, mais l'espace manquant n'a pas été rempli, et nous n'avons pas remarqué le retour de ce mélange à la surface.

Les responsables de l'entreprise ont utilisé une sorte d'argile ordinaire pour la mélanger avec de l'eau afin de maintenir par pompage dans la zone caverneuse.

Après avoir effectué cette opération, nous avons remarqué que la boue de forage est revenue à la surface après avoir pompé une quantité (estimée à 10 m<sup>3</sup>), et cela signifie que la zone à perte a été colmatée et nous pouvons continuer le processus de mise en place d'un bouchon de ciment.

Ensuite, on a remplis le puits avec de la boue de forage et on la laissé pendant un certain temps pour nous assurer que la perte s'est arrêtée.

6 - Coupe lithologique du forage :

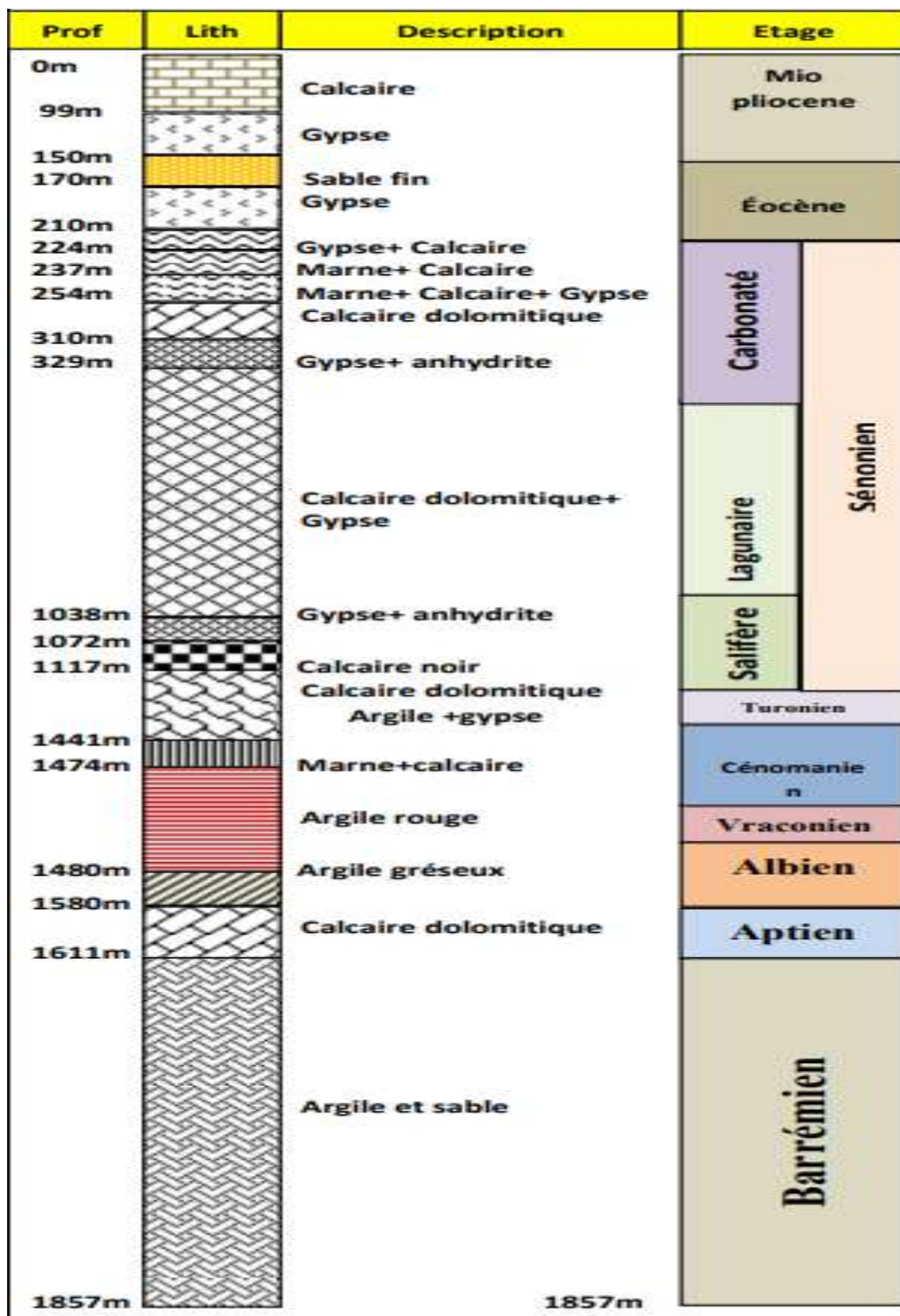


Figure IV-02 : Coupe lithologique du forage SP1 Bis Sonatrach.

## **7. Les procédures de TSSILI pour remédier aux problèmes de pertes totales :**

### **7.1 - Les procédures utilisées comme remède pour ces problèmes sont :**

Mise en place d'un bouchon de ciment :

Pour poser un bouchon de ciment, dans notre cas, on doit suivre les étapes suivantes :

- Remonter la garniture de forage.
- Descendre les tiges nues DP 5".
- Pompage spacer  $v = 5\text{m}^3$ ,  $d = 1.70 \text{ sg.}$  .
- Mixage et pompage du laitier de ciment  $v = 10 \text{ m}^3$ ,  $d = 1.80\text{sg.}$
- Pompage de  $01 \text{ m}^3$  de spacer.
- Remonter les tiges nues DP 5".
- Attente prise de ciment 48 heures.
- Cimentation de la phase.

### **7.2 - Caractéristiques du spacer :**

- Densité = 1.70
- Volume de spacer =  $5\text{m}^3$ .

### **7.3 - Caractéristiques du bouchon de ciment :**

- Ciment classe HTS, CRS.
- Densité :  $d_{Lc} = 1.80$

### **7.4 - Calculs du bouchon de ciment :**

#### **7.4.1 - Calcul de la masse de ciment :**

On a la relation :  $d_c = M_c / V_c$  .

Alors :  $M_c = d_c \times V_c$

Mais  $V_c = 10\text{m}^3 = 10000 \text{ L.}$

Donc :  $M_c = 1.80 \times 10000 = 18000\text{kg.}$

$M_c = 18\text{Tonnes.}$

Tel que :

$d_c$  : densité de bouchon de ciment.

$V_c$  : volume de bouchon de ciment.

$M_c$  : la masse de ciment.

**7.5 - Calcul du volume d'eau de gâchage :**

Le volume d'eau de gâchage = 44.2L pour 100 kg du masse de ciment.

$$V_{eg} = \frac{44.2 \times 18000}{1000} = 7956 \text{ litre} = 7.956 \text{ m}^3.$$

Veg : volume d'eau de gâchage.

**7.6 - Calcul du temps d'injection du bouchon de ciment :**

$$T_{inj} = \frac{V_{sp} + V_L}{Q_{inj}} = \frac{5000 + 10000}{500} = 30 \text{ minutes.}$$

Avec :

T<sub>inj</sub> temps d'injection.

Q<sub>inj</sub> débit d'injection = 500 (L/min).

V<sub>sp</sub> : volume de spacer 5000 L = 5m<sup>3</sup>.

V<sub>c</sub> = volume de ciment 10000 L.

Donc:

**T<sub>inj</sub> = 30min.**

**7.7 - Calcul du temps de manœuvre :**

C'est le temps nécessaire pour remonter la garniture au-dessus du top ciment en fin de chasse.

T<sub>MAN</sub> = nombre des longueurs × 2

T<sub>MAN</sub> = 5 × 2 = 10min.

**7.8 - Temps de sécurité :**

C'est une réserve de temps pour des éventuels arrêts suites à des incidents (panne mécanique, fuite, etc..) qui peuvent arriver durant l'opération de pose de bouchon.

Cette réserve de temps est nécessaire pour ne pas atteindre le temps de pompabilité (le temps ou le ciment devient impompable) avant la fin de l'opération pour éviter la prise de ciment en cours d'opération. Dans notre cas ce temps est égal à :

$$T_{sécurité} = 1.5 \text{ heures.}$$

**8 - Les équipements de fabrication et stockage le ciment**



**Figure IV-03 : Unite de pompag la laite ciment.**



**Figure IV-04 :** Unite de mixage la laite ciment.





**Figure IV-05 :** Pompage ciment dans le puits.

## **9 - Informations générales sur le puits :**

### **9.1 - Données sur le puits dans la Phase 36" :**

Dans cette phase, nous avons foré avec un outil de 12<sup>1/4</sup>", jusqu'à 99 m pour explorer la phase, puis nous avons élargi le trou avec un outil de 36".

Trou de forage Ø = 36".

H (Profondeur) = 99 m.

Débit de la pompe à boue de la 1ère phase :

$$Q_1 = 85 \text{ litres / minute.}$$

Paramètres de la boue :

$$V_1(\text{viscosité}) = (35 \text{ ----- } 40) \text{ seconds.}$$

$$d_1 (\text{densité de la boue}) = (1.05 \text{ ---- } 1.10).$$

### **9.2 - Données sur le puits dans la Phase 26" :**

Dans cette phase, le même outil 12<sup>1/4</sup>", fut redescendu pour continuer le forage dans la formation de 99m à 303m pour explorer la phase, puis nous avons élargi le trou avec un outil de 26".

Trou de forage Ø = 26" = 342,4 l/m.

H (Profondeur) = (de 99 à 303) m = 204 m.

H (Profondeur) = 204 m

Débit de la pompe à boue de la 2ème phase :

$$Q_2 = 1200 \text{ litres / minute.}$$

Paramètres de la boue :

$$V_2(\text{viscosité}) = (45 \text{ ----- } 50) \text{ seconds.}$$

$$d_2 (\text{densité de la boue}) = (1.15 \text{ ---- } 1.16).$$

### **9.3 - Données sur le puits dans la Phase 17<sup>1/2</sup>" :**

Dans cette phase, le même outil 12<sup>1/4</sup>", fut redescendu pour continuer le forage dans la formation de 303m à 1464m pour explorer la phase, puis nous avons élargi le trou avec un outil de 17<sup>1/2</sup>".

La Phase 17<sup>1/2</sup>" :

Trou de forage Ø = 17<sup>1/2</sup>" = 155,2 l/m.

H (Profondeur) = (de 303 à 1464) m = 1161 m.

H (Profondeur) = 1161 m.

Q<sub>3</sub> (débit de la pompe à boue de la 3ème phase) :

$$Q_3 = 1800 \text{ litres / minute.}$$

Paramètres de la boue :

$$V_3(\text{Viscosité}) = (55 \text{ ----- } 60) \text{ seconds..}$$

$$d_3 (\text{densité de la boue}) = (1.18 \text{ ---- } 1.20).$$

### **9.4 - Données sur le puits dans la Phase 12<sup>1/4</sup>" :**

Dans cette phase, le même outil 12<sup>1/4</sup>", fut redescendu pour continuer le forage dans la formation de 1464m à 1873m.

$$\text{Trou de forage } \varnothing = 12^{1/4} = 76.04 \text{ l/m.}$$

$$H (\text{Profondeur}) = (\text{de } 1464 \text{ m à } 1873) \text{ m} = 409 \text{ m.}$$

$$H (\text{Profondeur}) = 409 \text{ m.}$$

Q<sub>4</sub> (débit de la pompe à boue de la 4<sup>ème</sup> phase) :

$$Q_4 = 2000 \text{ litres / minute.}$$

Paramètres de la boue :

$$V_4(\text{viscosité}) = (55 \text{ ----- } 60) \text{ seconds.}$$

$$d_4 (\text{densité de la boue}) = (1.22 \text{ ---- } 1.25).$$

### **9.5 - Caractéristiques de la pompe à Boue :**

Pompe à Boue Triplex simple effet.

Type : BOMCO.

Référence : F 1000.

Q max (débit max de la pompe à boue) : 2500 litres/minute.

Puissance = 1000 chevaux (chaque pompe à boue).

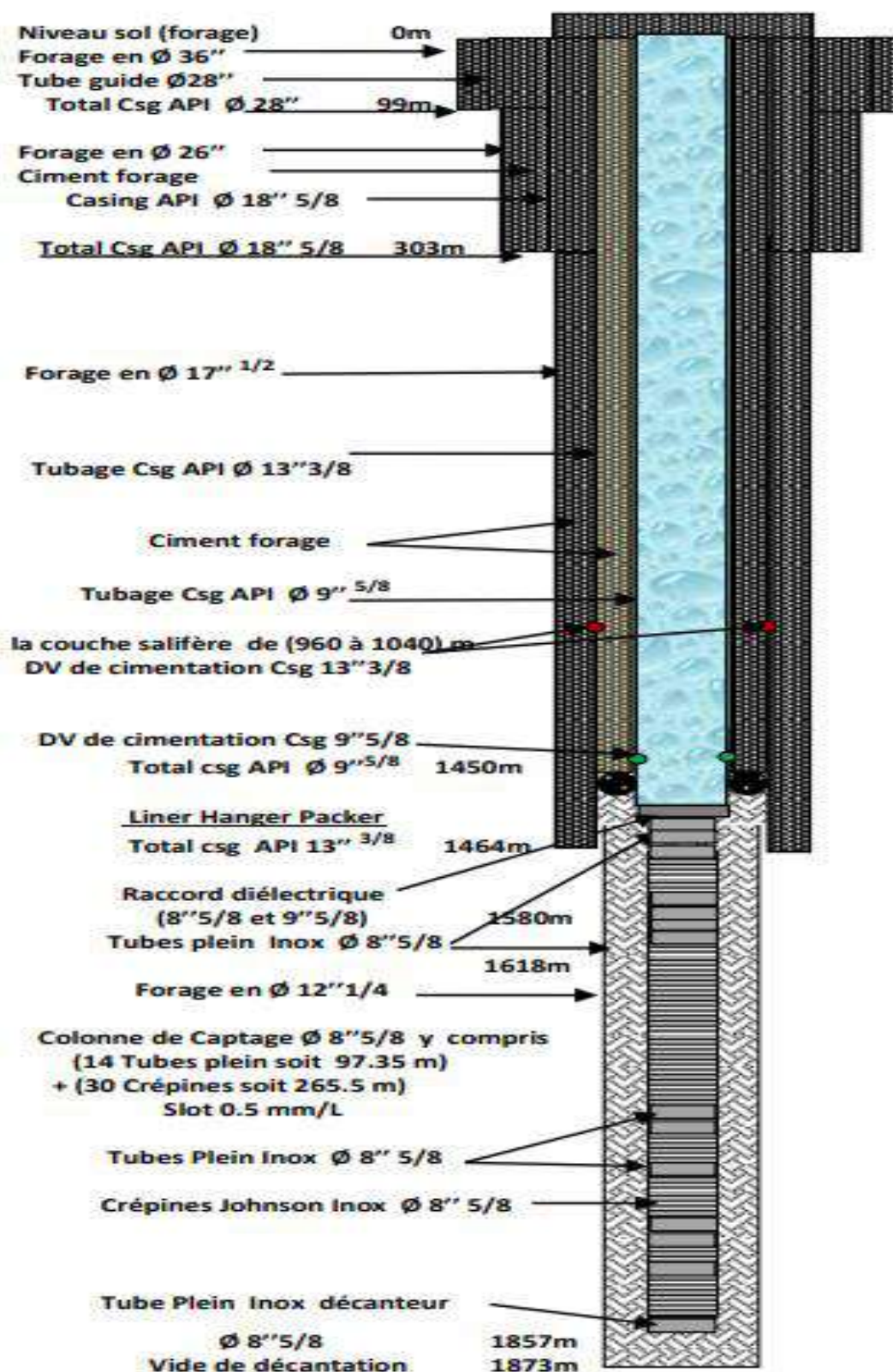
P1 (Puissance) = 1000 chevaux.

P2 (Puissance) = 1000 chevaux.

Donc la Puissance Total (P1 + P2) = 2000 chevaux.

La pression maximale de la pompe à boue BOMCO, F1000 est de 34,5 MPA(5000 psi). Cette pompe est petite, légère et fiable, c'est le meilleur choix pour la plate-forme de forage des puits peu profonds et mi-profonds.

**10 - Coupe Technique du forage :**



**Figure IV-06 : Coupe technique du forage SP1 Bis.**

*Conclusion générale &  
recommandations*

### **Conclusion générale & recommandations**

Au terme de cette étude, on a conclu que les pertes de circulation représentent l'un des problèmes majeurs liés au forage des puits (hydrauliques ou pétroliers) qui causent nombreuses complications techniques.

Ces préoccupations sont largement prises en compte par l'industrie pétrolière et des efforts multidisciplinaires intégrés ont été fait pour faire face à ce genre de problèmes.

Ces efforts ont abouti à une importante réduction du problème.

À partir de ce mémoire, nous pouvons tirer les conclusions et les recommandations suivantes :

- Lorsqu'une perte totale survient, des mesures doivent être prises pour la traiter rapidement.
- Il est utile de rappeler qu'un grand nombre de pertes pourrait être évité en suivant les règles appropriées de forage.
- Les problèmes de perte de circulation en forage peuvent être résolus si une technique correcte est respectée.
- Les produits colmatant et les techniques devraient être systématiquement appliqués.

## *Références bibliographiques*

## Références Bibliographiques

- [1]-MEBAREK ABDELHAKIM, KEBAHA ISMAIL FEDL EL HAK, Caractéristique physico-chimique et rhéologique de boues de forage , mémoire master 2016,département de génie de l'eau et de l'environnement, Centre Universitaire Belhadj Bouchaib - Ain Temouchent.
- [2]-ARBAOUI Adil, ZAITOUT Lazhar, TOUATI Ali, Étude des Pertes de Circulation Partielles dans la phase 8<sup>8/8</sup>" dans le Champ de Hassi Messaoud,mémoire de Master 2014 Département de Forage et Mécanique de Chantier Pétrolier,Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [3]- Division forage département formation SONATRASH pertes en cours de forage M.DADDOU,Avril 2005.
- [4]-Formation AVA Algérie 2022, Guide de terrain d'ingénierie, Fluides et services de forage.
- [5]-SELMA SOLTANI, Analyse du comportement des fluides de forage à travers les formations géologiques de Gassi Touil, mémoire master 2017, Département de Géologie, Université Larbi Ben M'hidi - Oum El Bouaghi.
- [6] - Ben Friha sadek/Mekhloufi khireddin, Étude comparative sur les fluides de forage à base d'eau et base d'huile et leurs traitements, mémoire de Master,Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [7]-MELHOUT AMINE,Ecole Nationale Polytechnique Département Génie minier, Étude comparative des fluides de forage, Juin 2015.
- [8]-ARIF Amer, MESSAOUDI Ali, Étude des pertes de circulation dans un appareil de forage, Département de Forage et Mécanique de Chantier Pétrolier, master 2014,Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [9] - Rapport quotidien sur la boue TASSILI historique du puits SP O1 BIS DJAMAA.
- [10] - CHERIFI Billal, Étude du phénomène de colmatage des pertes de circulation dans les forages pétroliers sur le champ de Hassi Messaoud, mémoire de Master 2015, Département de Génie Mécanique, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [11]-BAA OMAR-MAKHLOUF ISSAM-HACHOUF MOSTEFA, Étude de pertes de circulation dans la phase 8<sup>1/2</sup>" dans la région de Rhourd elhamra,mémoire de Master 2014,Université Kasdi Merbah Ouargla.