



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique.

Université Kasdi Merbah – Ouargla.
Faculté des Hydrocarbures et des Énergies Renouvelables et des sciences de la
Terre et d'Univers.
Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers.

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme Master en Forage.

Option : Forage

Thème

**L'EFFET NEGATIF DE LA MOUSSE SUR LA
CIMENTATION DES COLONNES DE TUBAGE
(PUITS PETROLIER MDZ-731).**

Présenté par :

Nassim CHIBANI
Abdenmour MESSAOUI

Soutenu le 15/06/2019 devant :

Mr GHARBI Abderezzak	President	M.A.A	UKMO
Mr Khalil Moulai Brahim.....	Examineur	M.A.B	UKMO
Mr Abass Hadj Abass.....	Encadreur	M.C.B	UKMO

Année universitaire: 2018 /2019

Remerciements

*Nous tenons tout d'abord à remercier **Allah** le tout puissant qui nous a donné la santé, le courage et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

Nous remercions nos très chers parents pour leurs soutiens et leurs patiences.

Nous exprimons toutes nos profondes reconnaissances à notre encadreur Mr. Abbas Hadj Abbas pour son aide, ses conseils et sa disponibilité durant toute la période de notre projet.

Nous remercions aussi vivement tous les membres du jury de l'intérêt manifesté pour notre travail.

Nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude à tous les enseignants qui nous ont formés du primaire à l'université.

En fin nous remercions tous ceux qui ont contribué de loin ou de près à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Pour que ma réussite soit complète je la partage avec tous les personnes que j'aime, je dédie ce modeste travail à :

A mes parents qui voient aujourd'hui leurs efforts et leurs sacrifices couronnés par ce rapport, Ils ont veillés à mon éducation avec un amour infini et affection dont je ne recevrai pas d'égale. Que Dieu me permette de leur rendre au moins une partie.

A mes frères et ma sœur et mes cousins en témoignage des liens fraternels solides qui Nous unissent.

Aucune dédicace ne saurait leur exprimer mes sentiments, Je leurs souhaite beaucoup de bonheur et de réussite.

A mes grands-parents.

A toute la famille MESSAOUI.

A mon binôme Chibani Nassim.

A tous mes amis et collègues sans exception.

A tous les enseignions de département Forage et MCP.

A tous ceux qui me sont chers.

Abdenour

Dédicace

Pour que ma réussite soit complète je la partage avec tous les personnes que j'aime, je dédie ce modeste travail à :

A mes parents qui voient aujourd'hui leurs efforts et leurs sacrifices couronnés par ce rapport, Ils ont veillés à mon éducation avec un amour infini et affection dont je ne recevrai pas d'égale. Que Dieu me permette de leur rendre au moins une partie.

A mon frère et mes sœurs et mes cousins en témoignage des liens fraternels solides qui Nous unissent.

Aucune dédicace ne saurait leur exprimer mes sentiments, Je leurs souhaite beaucoup de bonheur et de réussite.

A mes grands-parents.

A toute la famille CHIBANI.

A mon binôme Messaoui Abdennour.

A tous mes amis et collègues sans exception.

A tous les enseignions de département Forage et MCP.

A tous ceux qui me sont chers.

NASSIM

ملخص:

يعد تحثيث أبار البترول من اهم المراحل الأساسية في انشائها ، وتتألف هذه العملية من خلط مستمر من الماء والإسمنت والمواد المضافة الخاصة من أجل ضخ هذا الخليط في الفاصل الذي شكل بين الأنابيب وجدران البئر. تؤدي عملية المزج والمواد الكيميائية المضافة إلى تكوين الرغوة التي تكون عبارة عن دمج مادي للغاز في سائل. يتم تثبيتها بواسطة المواد الصلبة الهيدروكربونية وغيرها من الملوثات ، ويمكن أن يتسبب تكوين الرغوة في العديد من المشكلات ، مثل التحثيث السيئ للبئر ، لذا يلزم اتخاذ إجراء فوري لمنع الرغوة أو زعزعة استقرارها. ثم يتم إزالتها بمادة مضادة للرغوة وتمنع هذه المادة تكوين الرغوة الجديدة.

Résumé:

En forage, la cimentation des colonnes de tubage est une étape très importante pour la réalisation d'un puits de pétrole, cette opération consiste à mixer en continu de l'eau, ciment et des additifs spéciaux afin de pomper ce mélange dans l'intervalle formé par le tubage et les parois de puits. Le mixage et les additifs chimiques provoquent la formation de la mousse cette mousse est une incorporation physique d'un gaz dans un liquide. Elle est stabilisée par les solides les hydrocarbures et d'autre contaminants. La formation de la mousse peut causer plusieurs problème tel que la mauvaise cimantation d'un puits donc une action immédiate est nécessaire pour prévenir ou déstabiliser la mousse. Alors les anti-mousses cassent la mousse existante et empêchent une nouvelle formation de mousse.

Abstract:

In drilling, the cementing of the casing columns is a very important step for the realization of an oil well; this operation consists in continuous mixing of water, cement and special additives in order to pump this mixture in the interval formed by casing and well walls. Mixing and chemical additives cause the formation of foam that foam is a physical incorporation of a gas into a liquid. It is stabilized by hydrocarbon solids and other contaminants. The formation of foam can cause several problems such as bad cimantation of a well so immediate action is needed to prevent or destabilize the foam. Then the antifoams break the existing foam and prevent new foam formation.

Table des matières

Remerciements.....	i
Dédicaces.....	ii
Plan de travail.....	iii
Liste des figures.....	iv
Liste des tableaux.....	vi
Introduction générale.....	vii

Chapitre I : Présentation de puits MDz-731

I.1. Situation géographique	03
I.2. Situation géologique	03
II. Historique du champ de Hassi Messaoud	04
III. Description du réservoir	05
III.1. Subdivision diagraphique	05
III.2. Subdivision pétro-physique et notion de drain	05
III.2.1. Description de puits	07
III.2.2. Objectifs de puits	08

Chapitre II : Généralités sur le forage Pétrolier

I. Les types de forage	11
II. Principe de forage rotary	11
III. Description d'un appareil de forage	12
IV. Equipement de forage	15
IV.1. Les équipements de surface	15
IV.1.1. Top drive	15
IV.1.2. Pompes à boue (Mud Pumps)	16
IV.1.3. Bacs à Boue (Mud Pits)	16
IV.1.4. La tête d'injection	17
IV.1.5. Treuil de forage	17
IV.2. Les équipements de fond	18
IV.2.1. Garniture de forage	18
IV.2.2. Les outils de forage	20

IV.2.2.1. Différents types d'outils de forage	21
IV.2.2.1. Paramètres d'outils pour chaque phase	22
V. Le fluide de forage	23
V.1. Définition d'un fluide e forage	23
V.2. Rôles des fluides de forage	23
V.3. Les types des fluides de forage	23
V.3.1. Les fluides de forage gazeux.....	24
V.3.2. Les fluides de forage à base d'eau	24
V.3.3 Fluide de forage à base d'huile	24
V.4. Caractéristiques de la boue de forage	25
V.4.1. Caractéristiques physico- chimiques –densité.....	25
V.4.2. Caractéristiques rhéologiques	26

Chapitre III : Généralités sur la cimentation des puits

I. La cimentation des puits pétroliers	28
I.1. Définition	28
I.1. But de la cimentation	28
I.2. Principe de la méthode de cimentation	29
I.3. Différentes types de cimentation	29
I.3.1. Cimentation simple étage	29
I.3.2. Cimentation au Stinger	30
I.3.3. Cimentation à doubles étages	30
I.3.4. Cimentation du liner	30
I.4. Les unités de cimentation	31
I.5. Mise œuvre de l'opération de cimentation	31
II. Laitiers et ciments	32
II.1. Définition	32
II.2. Les différents types de laitiers de ciment	32
II.2.1. Les laities alleges.....	32
II.2.2. Les laitiers denses ou alourdis.....	33
II.2.3. Les laitiers pour températures élevées.....	33
II.2.4. Les laitiers pour régions froides.....	33
II.2.5. Les laitiers thixotropes	34
II.2.6. Les laitiers expanssifs.....	34

II.2.7. Laitiers pour zones à gaz	34
II.2.8. Laitiers pour massifs salifères.....	36
II.3. Les caractéristiques « pétrolières » du ciment	37
II.3.1.La densité	37
II.3.2. Rendement	37
II.3.3. La rheology	37
II.3.4. Le filtrat	38
II.3.5. L'eau libre.....	38
II.3.6. Le temps de pompabilité	39
II.3.7. La résistance à la compression	38
II.3.8. La perméabilité	39
II.4. Les additifs pour ciments.....	39
II.4.1. Accélérateurs.....	39
II.4.2. Retardateurs	40
II.4.3. Dispersants.....	40
II.4.4. Réducteur de filtrat.....	40
II.4.5. Alourdissant.....	41
II.4.6. Allégeant.....	41
II.5. Additifs spéciaux et spécifiques.....	42

Chapitre IV : Méthodes et moyens utilisés

I. Problématique et objectif du travail.....	45
I.1. Caractéristiques générales du puits de pétrole.....	45
I.2. Matériaux utilisés	46
I.3. Méthodes.....	47
I.3.1. Travaux au niveau de chantier.....	48
I.3.2. Travaux au niveau de laboratoire.....	48
I.3.3. Effet de l'anti-mousse sur le laitier de ciment.....	51

Chapitre V : Résultats et discussions

I. Introduction	56
II. Résultats et discussions	56

II.1. Densité	56
II.2. La viscosité plastique	57
II.3. Résistance à la compression	57

Conclusion générale

Bibliographie

Annexe

Liste des figures

Fig.01. La situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD.....	03
Fig.02. Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD.	04
Fig.03. La coupe stratigraphique du champ de HASSI MESSAOUD.	06
Fig.04. Localisation de puits MDz-731.	08
Fig.05. La coupe stratigraphique de puits.....	09
Fig.06. Principe de forage.	12
Fig.07. Description des équipements de surface.	13
Fig.08. Description des Systèmes des équipements de surface.	14
Fig.09. Top drive.....	15
Fig.10. Pompe a boue.....	16
Fig.11. Bac a boue.	16
Fig.12. La tête d'injection.	17
Fig.13. Treuil de forage.....	18
Fig.14. Les stabilisateurs.....	19
Fig.15. Système de forage Rotary.....	20
Fig.16. Différents types d'outils utilisés en forage.....	21
Fig.17. But de la cimentation.	28
Fig.18. Principe de la cimentation.	29
Fig.19. L'unité de cimentation.	31
Fig.20. Risque de venue de gaz avec un laitier ordinaire.	35
Fig.21. Diminution du risque de venue de gaz avec un laitier spécial.	36
Fig.22. Sacs de ciment pétrolier (ciment G)	47
Fig.23. Pesée du ciment G.	50
Fig.24. Densimètre.	52
Fig.25. Rhéomètre de FANN.....	53
Fig.26. Ultrasonic Cement Analyser UCA.....	54
Fig.27. Présentation des densités des différents laitiers de ciments utilisés.	55
Fig.28. Présentation des paramètres rhéologiques « Viscosité plastique (Vp) ».....	56
Fig.29. Présentation des résultats des résistances à la compression des différents laitiers...	57
Fig.30. Présentation des résultats des résistances à la compression sous l'effet de température.....	58

Liste des Tableaux

Tableau.01. Données de puits.....	07
Tableau.02. Les coordonnées des puits voisins. ”.....	08
Tableau.03. paramètre d’outil de forage phase 26”.....	22
Tableau.04. paramètre d’outil de forage phase 16”.”.....	22
Tableau.05. paramètre d’outil de forage phase 12” ¼.”.....	22
Tableau.06. paramètre d’outil de forage phase 8” ½.”.....	21
Tableau.07. paramètre d’outil de forage phase 6”.”.....	21
Tableau.08. Fiche technique résultats des tests sur ciment G selon les normes API.....	46
Tableau.09. Composition chimique du ciment classe G. ”.....	46
Tableau.10. Composition minéralogique du ciment classe G. ”.....	46
Tableau.11. Composants et quantités de l’échantillon avec l’anti-mousse. ”.....	51
Tableau.12. Composants et quantités de l’échantillon sans anti-mousse. ”.....	51
Tableau.13. Résultats des densités des différents laitiers de ciment. ”.....	55
Tableau.14. Variation de viscosité en fonction des additifs”.....	56
Tableau.15. Effet de la mousse sur la résistance à la compression.....	56
Tableau.16. Effet de température sur la résistance à la compression.....	57

Introduction générale

Introduction :

La cimentation des puits pétroliers consiste à mixer en continu du ciment, de l'eau et des produits chimiques à l'aide des appareils spéciaux, puis pomper le mélange dans l'intervalle formé par le tubage et les parois du puits.

Depuis plus de cinquante ans, les ciments sont largement utilisés dans les sondes pétroliers afin de réaliser la séparation des diverses zones productrices ou fissurées mises en communication au cours du forage. Ces ciments doivent posséder certaines propriétés dont les principales sont une facilité de mise en place et une résistance mécanique suffisante.

Notre travail consiste à réaliser des tests sur un laitier de ciment qu'on a préparé en ajoutant l'anti-mousse et un laitier de ciment sans anti-mousse. Pour but de déterminer l'effet de la mousse sur la colonne de tubage cimenté.

Pour la réalisation de ce travail, nous présentons tout d'abord une partie théorique, en mettant l'accent sur les différentes étapes liées à l'opération de cimentation ainsi que les diverses caractéristiques des ciments pétroliers, puis nous aborderons les principaux additifs pour préparer un laitier de ciment.

Ensuite, nous traiterons une partie expérimentale en commençant par la caractérisation des matières premières et ensuite par la réalisation et la discussion des différents résultats des tests rhéologiques et physico-mécaniques des laitiers de ciment.

A la fin de ce travail expérimental, nous donnons nos interprétations des résultats obtenus.

Chapitre I :
Présentation de puits MDz-731

Introduction :

Dans ce chapitre nous allons présenter le champ de Hassi Messaoud tel que la situation géographique, la situation géologique et l'historique de ce champ, ensuite on va présenter le puits MDz-731.

I. Situation du champ de Hassi Messaoud :

I.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi-Messaoud est situé à 850 Km au Sud-Est d'Alger, et à 300 Km de la frontière algéro-tunisienne, il est considéré, comme étant le plus grand gisement de la province triasique. [01]

Sa localisation en coordonnées Lambert (Sud Algérie) :

790.000 @ 840.000 EST

110.000 @ 150.000 NORD



Fig.01. La situation géographique du champ de HASSI MESSAOU. [02]

I.2. Situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, (vaste formation évaporitique du trias) ; il est limité :

- Au Nord par les structures de Djamâa-Touggourt.
- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le fond d'Amguid et d'El-Biod.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourd-El-Baguel et la dépression de Ghadames. [01]

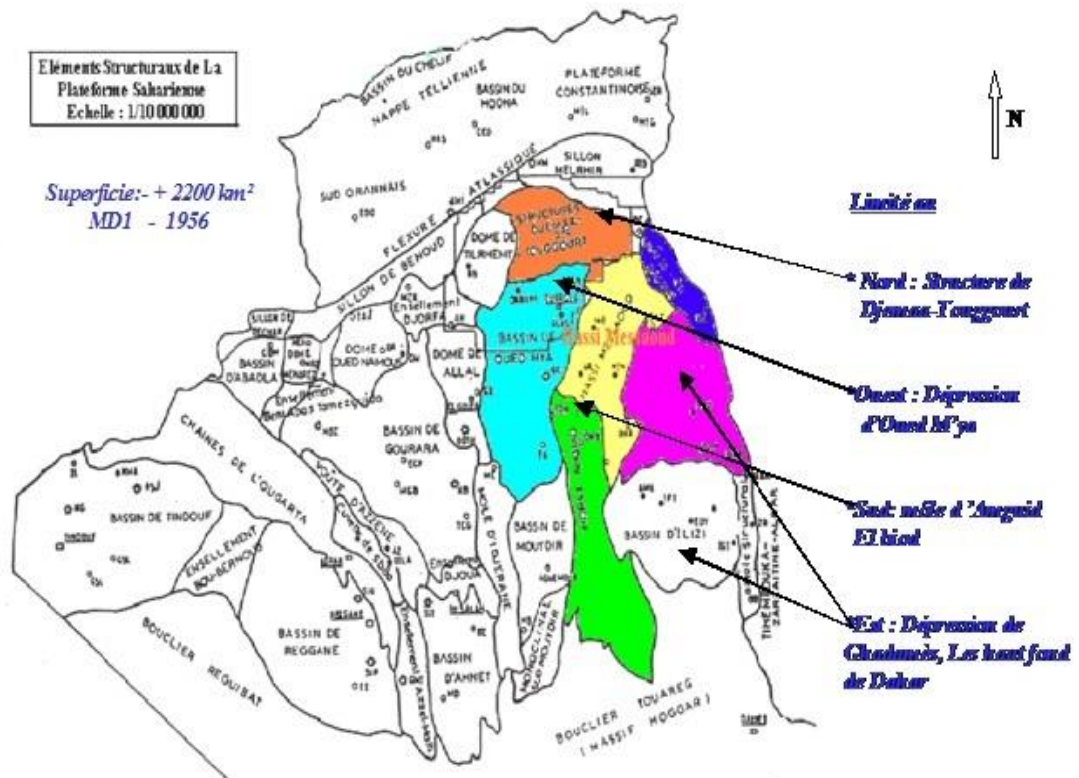


Fig.02. Situation géologique du champ de HASSI MESSAOU. [01]

II. Historique du champ de Hassi Messaoud :

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes, CFP A au niveau de la partie Nord du champ (OM, ON), la SN Répal au niveau de la partie sud du Champ (MD). En 1946, la SN Répal a commencé sa recherche à travers le Sahara algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, premier tir sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à SN Répal et son associé, la CFP A de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16/01/56 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté, à la suite d'une campagne sismique réfraction. Le 15 juin de la même année. Ce forage découvrait à 3338 mètres de profondeur, les grès du Cambrien productifs d'huile. En mai 1957, à 7 km au nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1.

Les forages qui étaient alors de 10 par an, n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures, le 24/02/71. [01]

III. Description du réservoir :





III.1. Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes, RI, RA, R2 et R3 ou :

- Zone Ri ou grès isométriques : zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7,8,9.
- Zone R2: zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 a (R200-R250).
- Zone R3 : zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

III.2. Subdivision pétro-physique et notion de drain :

La notion de drain fait appel aux données sédimentologies, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion est à caractère horizontal et à caractère pétro-physique vertical dans le réservoir. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir. [01]

- Zone grossière supérieure : R 100  4
R 130
- Zone médiane : R 130  (22 m)
- Zone grossière inférieure : R 140  (24 m)
R 150
R 150  (28 m)
R 170

R 170 → D1 (26 m)
R 190

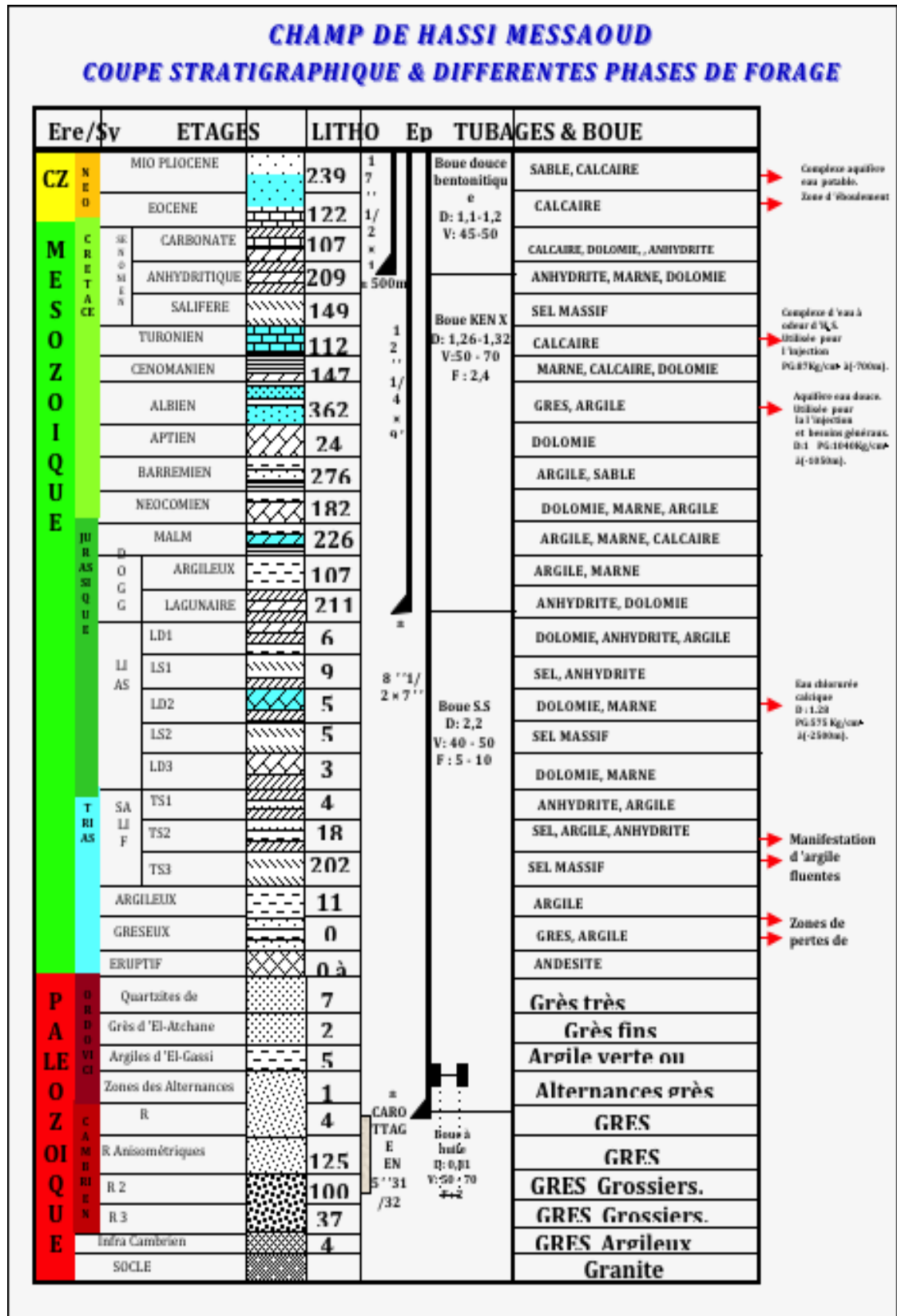


Fig.03. La coupe stratigraphique du champ de HASSI MESSAOUD. [01]

III.2.1. Description de puits :

Le puits horizontal MDz-731 est situé dans la zone DM (Zone 15) de Hassi Messaoud Field. Le puits situé dans une zone où la densité de puits est moyenne, seul le quatrième puits de surveillance MD230, MD487 et ONMZ-303, le puits MD 230 est le puits le plus proche, environ 350 m au SE.

En tant que puits producteur, le puits MDz-731 sera foré à une profondeur totale de \pm 3476 m / 4251 m (TVD) / TMD.

L'objectif principal de ce puits est de forer une section de drainage de 720 m dans le réservoir cambrien Ra (D2 / ID). [03]

Tableau.01. Données de puits.

Puits	MDz-731	
Champ	HMD- MD	
Classification du puits	Développement	
Operateur	SONATRACH	
Société de forage	SINOPEC	
Appareil	SPEC-236 (9m)	
	Latitude	31° 42'49.00227 " N
	longitude	06° 13'21.56233" E
	UTM Zone 31	X = 805 422, 004
		Y = 3 512942,048
Position de puits	UTM Zone 31 au Nord de Sahara, Clarke 80	
Hauteurs	Niveau du sol	157.403 m au-dessus du niveau de la mer
	Hauteur de la table de rotation	9m au-dessus du sol
	Hauteur de la table de rotation	166m au-dessus du niveau moyen de la mer
Profondeur du puits	3476m TVD 4251MD	-3310 m TVDSS
Pression de réservoir	240-260 kg/cm2	

III.2.2. Objectifs de puits :

Objectifs de réservoir du puits:

Cible principale: Ra Cambrien (D2 / ID):

- forer un puits sous horizontal:

- Atteindre TD, dans la couche ID (Ra) attendue à 3476m TVDRT.
- Drainage sub-horizontal à $87,90^\circ$ (réglé dans le D2 avec une longueur de 518 à 699m et mis en DI avec une longueur de 900 m.

- Well Logging pour évaluer l'occurrence complète du réservoir et sa qualité.

- Evaluer le potentiel de production du réservoir de Ra par un DST. [03]

Tableau.02. Les coordonnées des puits voisins.

Puits	X	Y	Distance (m)
MDz-731	833 981,47	129 852,62	-
MD-412bis	833 534,54	129 676,01	480,56
ONMZ-303	834 955,85	130 474,62	1 155,98
ONMZ-303	833 549,54	131 616,16	1 815,66
ONMZ-201	832 555,77	130 593,43	1 606,68

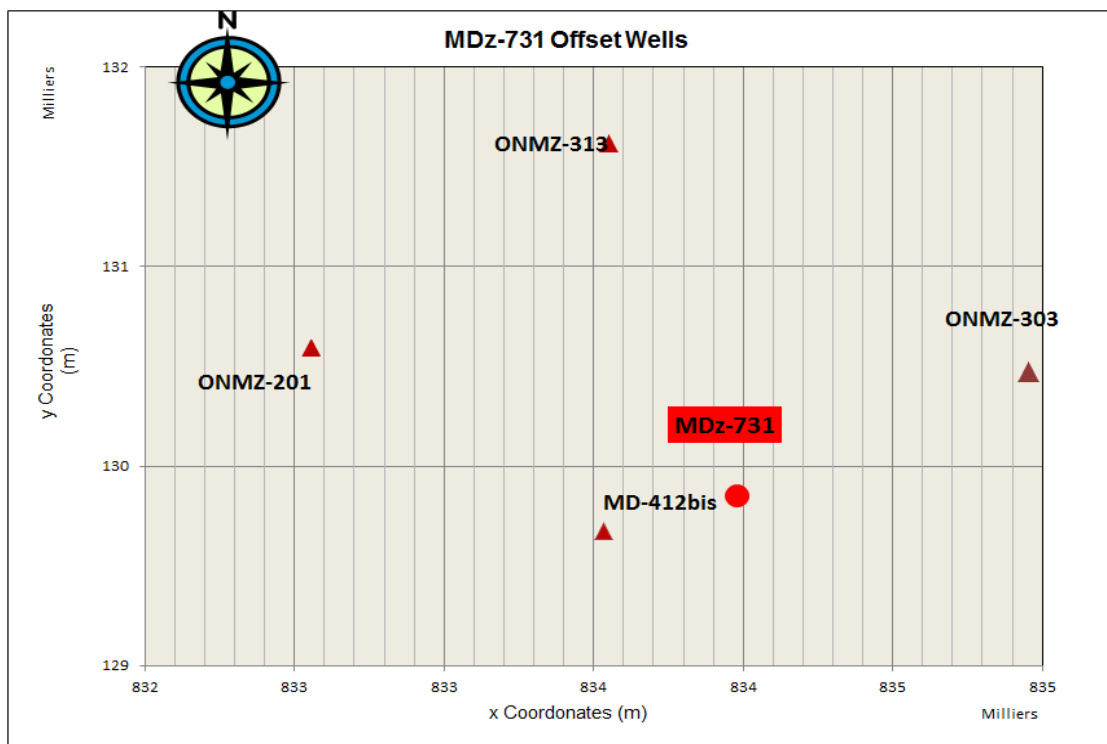


Fig.04. Localisation de puits MDz-731. [03]

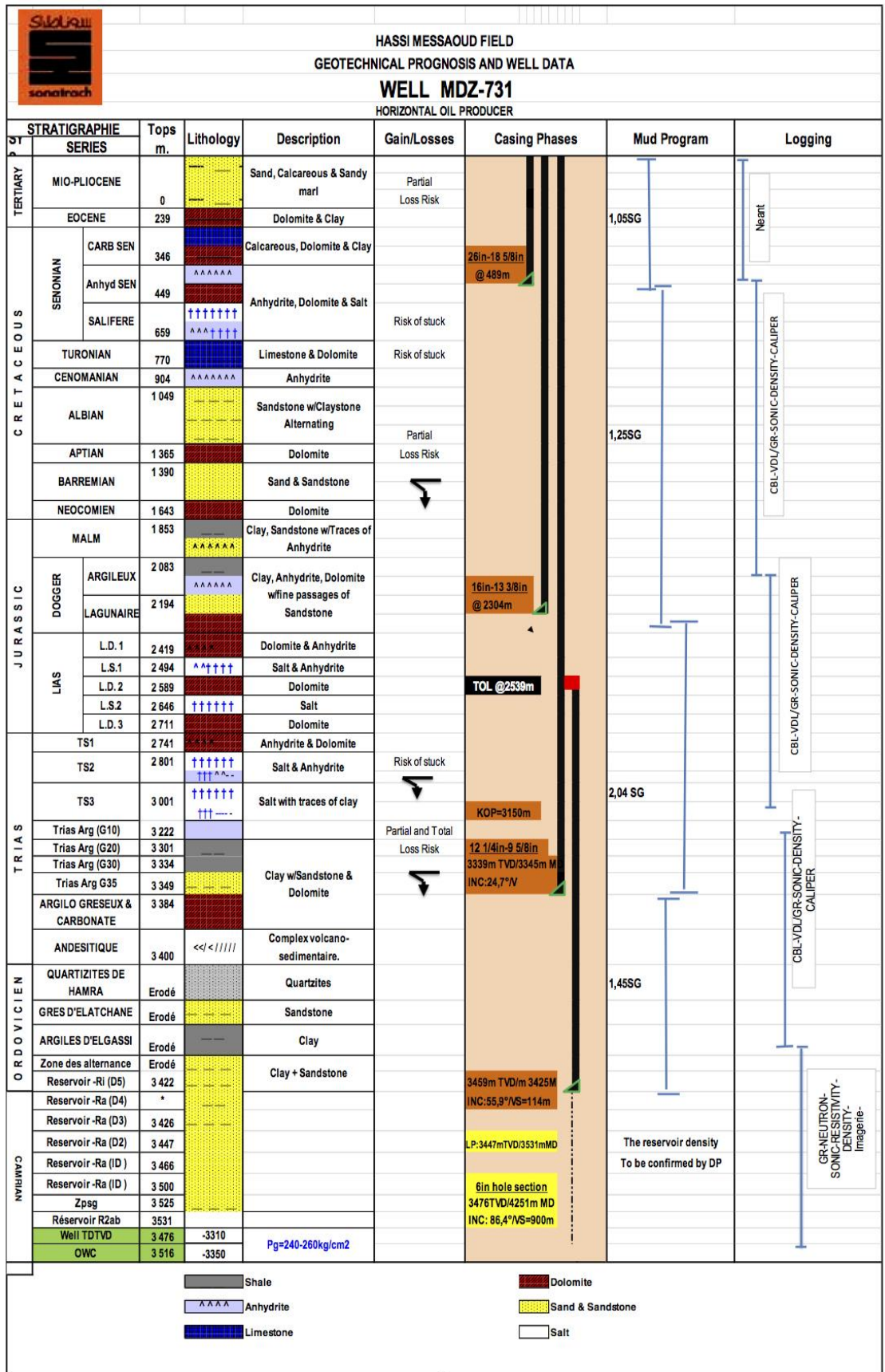


Fig.05. La coupe stratigraphique de puits MDz731. [03]

Chapitre II :

Généralité sur le forage pétrolier

Introduction :

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

L'incertitude quant à la nature des fluides piégés dans le sous-sol et la complexité des dépôts sédimentaires expliquent le nombre encore élevé de forages d'exploration négatifs (un sondage - d'exploration productif pour quatre négatifs) et la part importante du coût des forages dans le coût de la recherche. [04]

I. Les types de forage :

- Forage d'exploration.
- Forage de production ou d'exploitation.
- Forage de développement.

II. Principe de forage rotary :

La méthode rotary consiste à utiliser des trépan à dents tricône ou des trépan monoblocs comme les outils à diamant, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

- Poids sur l'outil.
- Rotation de l'outil.
- Injection d'un fluide. [05]

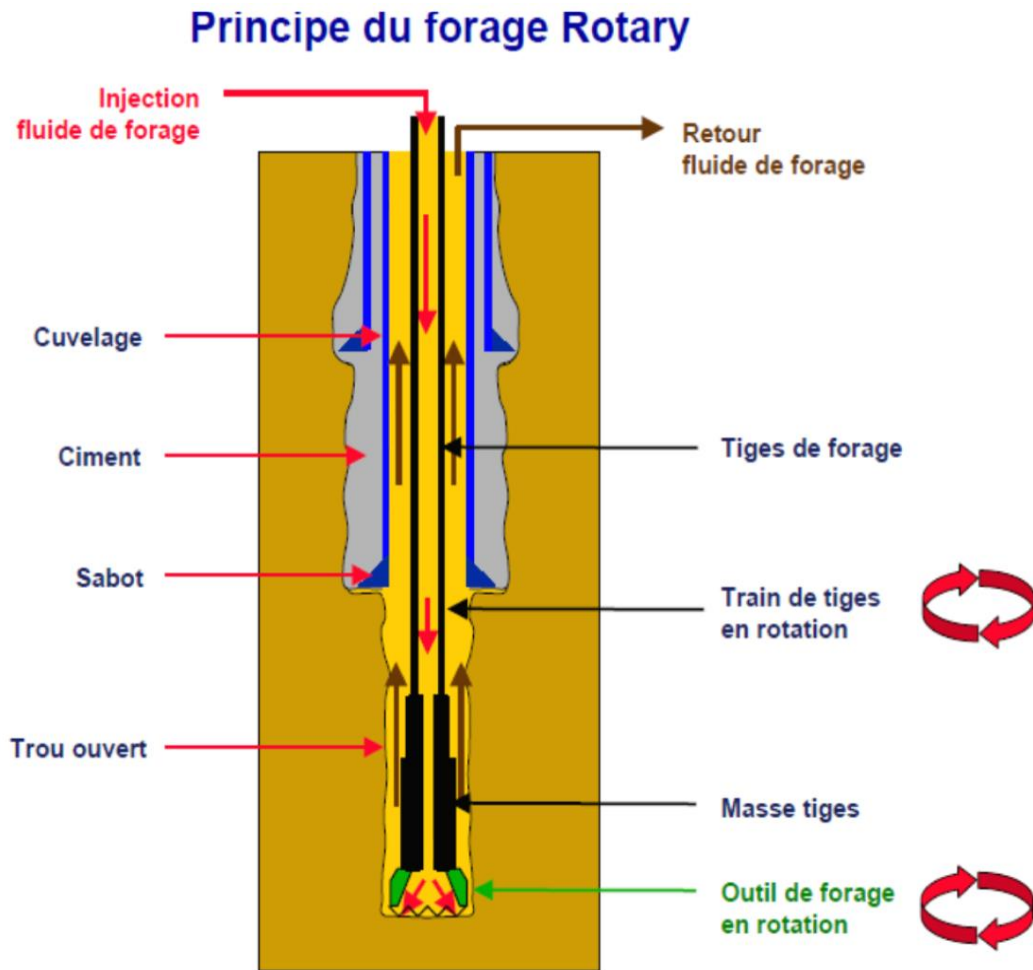


Fig.06. Principe de forage. [05]

III. Description d'un appareil de forage :

L'appareil de forage, ou plus globalement le chantier de forage est constitué d'un ensemble d'équipements de surface et de fond, des techniques opératoires et un personnel très qualifié.

La figure (07) montre les différents organes de surface constituant un appareil de forage standard.

On classe généralement les appareils de forage rotary on quatre catégories qui sont définies par les profondeurs limites qu'ils peuvent atteindre avec des tiges 4 1/2". On distingue :

- a) Les appareils légers : pour les profondeurs inférieures à 1200 m. ces appareils sont le plus souvent portables ou semi-portables.
- b) Les appareils moyens : pour les profondeurs comprises entre 1200 et 2500 m.
- c) Les appareils lourds : pour les profondeurs comprises entre 2500 et 4000 m.

d) Les appareils ultras- lourd : pour les profondeurs supérieures à 4000 m.

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids et une puissance qui caractérisent le critère de choix d'un appareil de forage.

L'installation de l'appareil de forage est formée par un ensemble des équipements complexes composant un system (figure 08) en comprenant des mécanismes liés entre eux pour accomplir une fonction bien déterminée, dite forage d'un puits. Les principaux éléments d'un appareil de forage sont : [06]

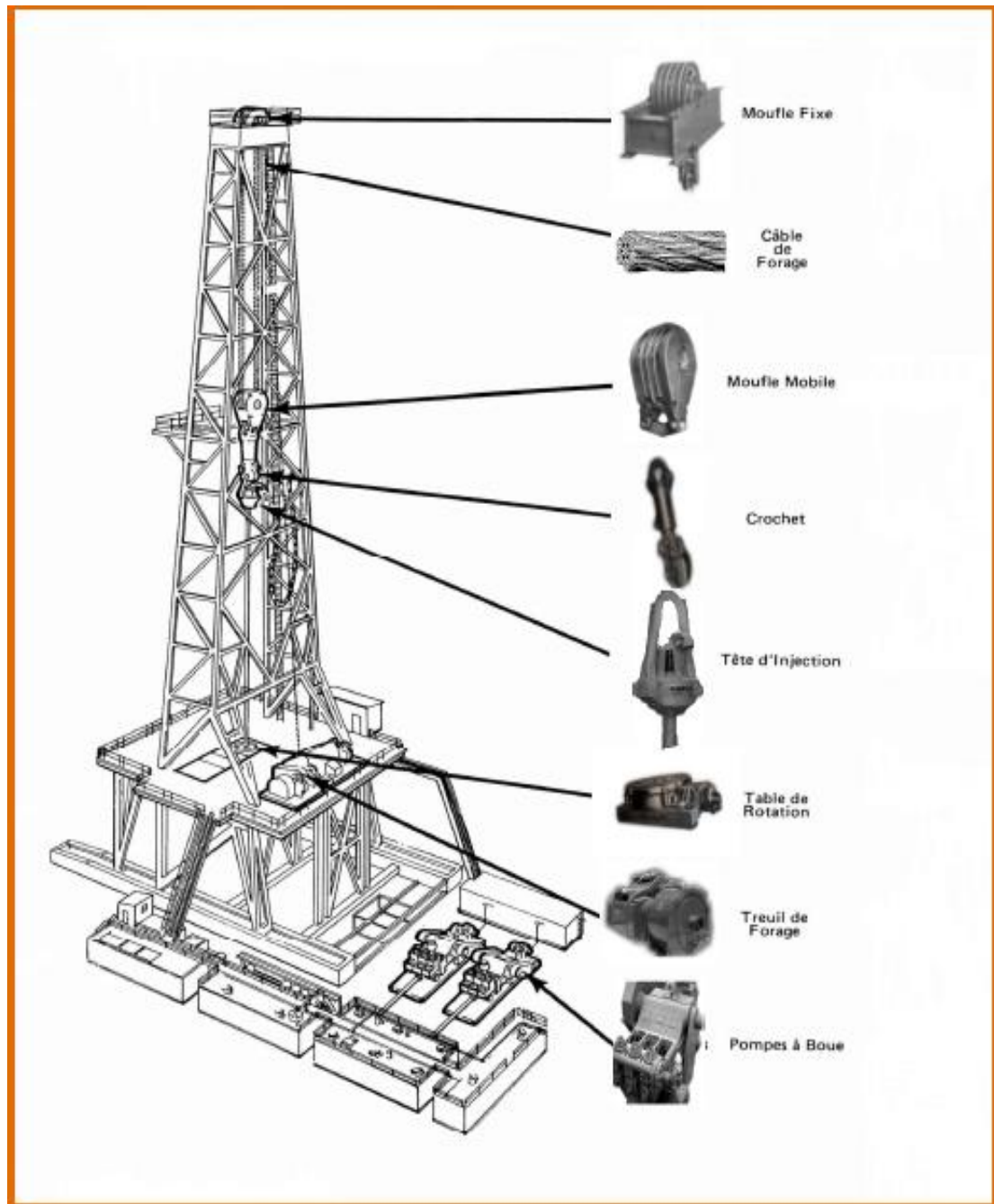


Fig.07. Description des équipements de surface. [06]

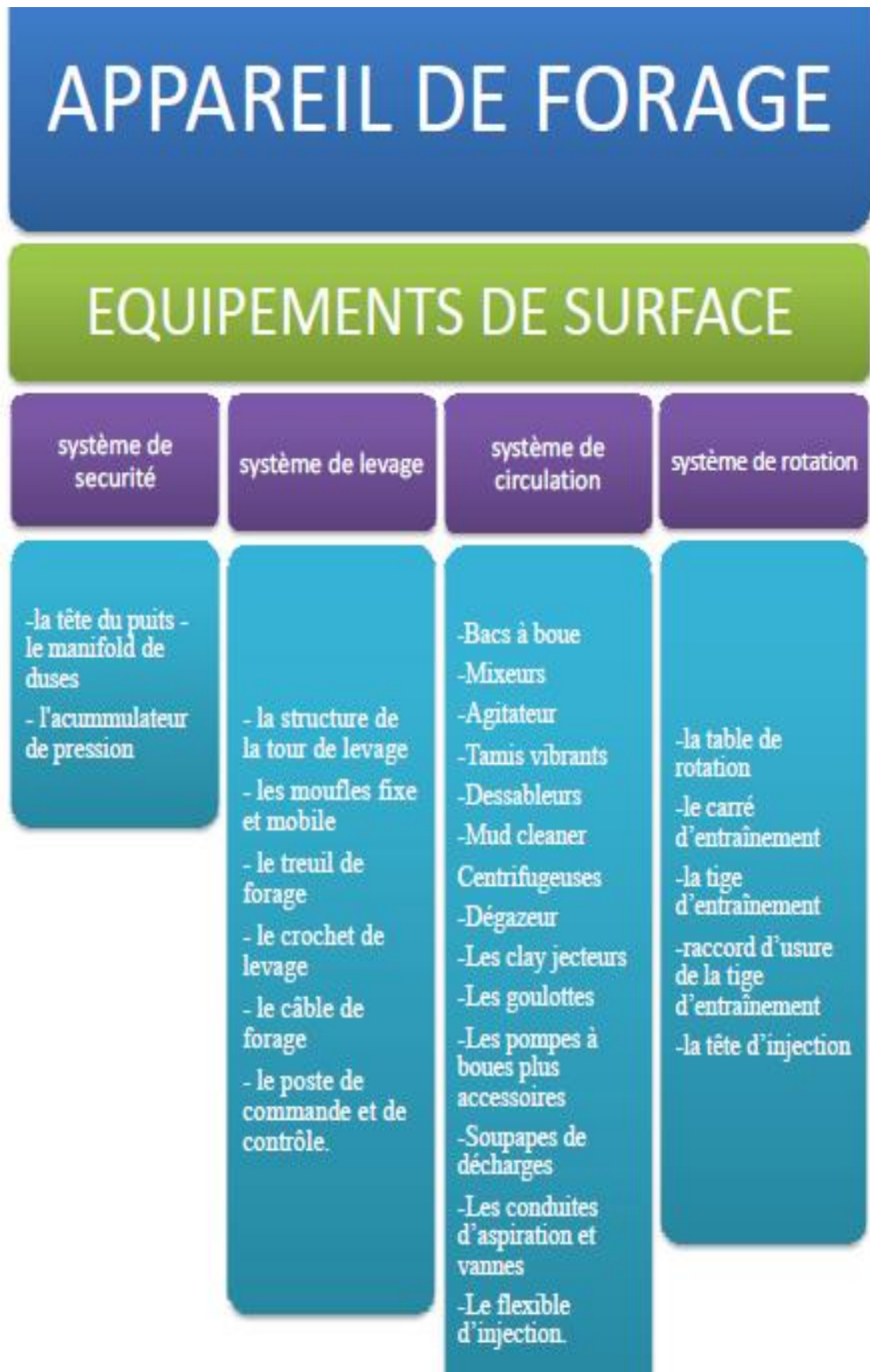


Fig.08. Description des Systèmes des équipements de surface. [06]

. IV. Equipement de forage :

Le matériel de forage est conçu pour permettre la manœuvre de la garniture de forage pour le changement des trépan, la rotation de la garniture, l'injection du fluide de forage et pour mettre du poids sur l'outil au cours du forage.

IV.1. Les équipements de surface :

IV.1.1. Top drive :

Le top drive est un system suspendu dans le mat, il fonctionne comme un genre de cerveau de pi votation, une unité moderne qui combine l'élévateur, les clés de forage, tête d'injection, et le crochet. Le top drive exécute plusieurs fonctions de forage simultanément

- Fait tourner les tiges de forage.
- Sert de passage pour la boue de forage.
- Elle supporte le poids des tiges de forage dans le hole.

Le RIG utilise le top drive à la place de la tête d'injection, la tige carrée, le carré d'entraînement, il remplace les fonctions de la table de rotation. [07]



Fig.09. Top drive. [07]

IV.1.2. Pompes à boue (Mud Pumps) :

Elles aspirent les fluides de forage à partir des bacs à boue à travers la conduite d'aspiration avant de le faire circuler, sous pression, à travers la garniture et l'outil de forage.

Le fluide de forage retourne ensuite par l'espace annulaire pour atterrir une autre fois dans les bacs à boue. [04]

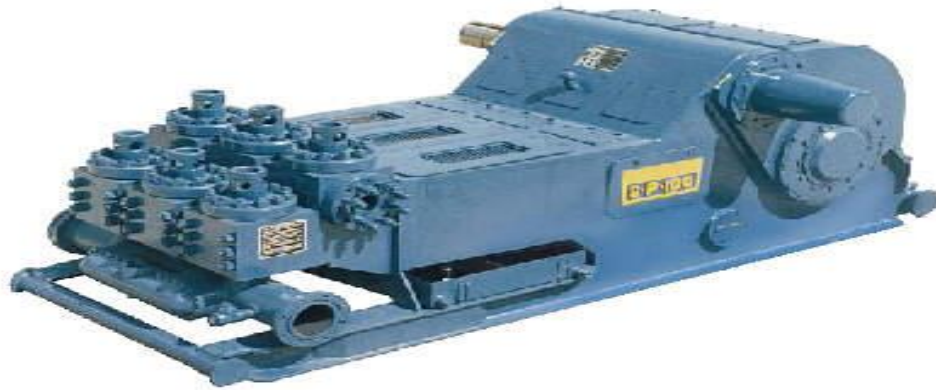


Fig.10. Pompe à boue. [04]

IV.1.3. Bacs à Boue (Mud Pits) :

Ce sont des bassins, souvent en acier, à travers lesquels la boue de forage est circulée.

Avant d'être circulée, la boue de forage est mélangée à des additifs dans le bac, où elle est temporairement stockée.

Selon leurs rôles, on distingue les bacs sous vibrateurs (shaker pits), les bacs de décantation (settling pits), et les bacs à boue (suction pits). [04]



Fig.11. Bac a boue. [04]

IV.1.4. La tête d'injection :

La tête d'injection représente un mécanisme qui relie le moufle non tournant à la partie qui tourne au cours de forage ; donc elle appartient autant l'outillage de circulation de boue qu'à l'outillage de rotation, en effet la tête d'injection joue un double rôle :

- Permet la circulation de la boue jusqu'au trépan, animé d'un mouvement de rotation.
- Supporte le poids de la garniture pendant le forage. [08]

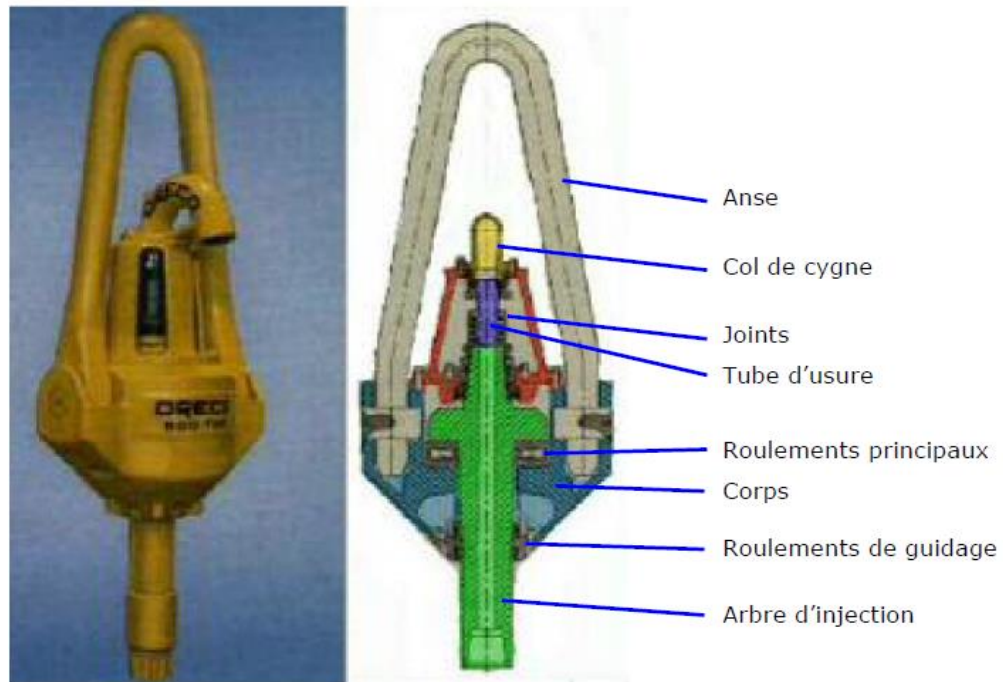


Fig.12. La tête d'injection. [08]

IV.1.5. Treuil de forage :

C'est le corps d'un appareil de forage .sa capacité caractérise un appareil de forage et indique la classe de profondeur des forages que l'on pourra effectuer. il doit assurer :

- Le levage de la garniture de forage et du tubage.
- Sur certains appareils, il assure l'entraînement de la table de rotation par l'intermédiaire de cardons ou de chaînes de pignons.
- L'entraînement d'un arbre secondaire permettant de dévisser et visser les tiges et les tubages (cabestan).
- Le déplacement de lourdes charges a grandes vitesses.

Un treuil de forage est caractérisé par sa puissance maximale de levage.



Fig.13. Treuil de forage. [08]

IV.2. Les équipements de fond :

IV.2.1. Garniture de forage :

C'est cet élément qui nous intéresse le plus dans notre étude et nous tenterons de modéliser son comportement statique à l'intérieur du puits de forage. La connaissance des différents constituants de la garniture s'avère donc nécessaire pour la modélisation.

De manière générale, une garniture se compose, de bas en haut, des éléments suivants :

- **Un outil de forage** : extrémité basse de la garniture, l'outil est entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front de taille. On distingue deux types d'outils, à molettes (tricônes) et monoblocs (diamant, PDC).
- **Des masses-tiges (*Drill Collars, DC*)** : il s'agit d'une série de tubes massifs en acier dont le rôle est d'assurer une poussée suffisante sur l'outil. Par conséquent, pendant la phase de forage, le train de masses-tiges est en partie, voire en totalité, en état de compression.
- **Un train de tiges (*Drill Pipes, DP*)** : c'est la partie la plus longue de la garniture ; elle est constituée d'une série importante de tubes minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface et dont le rôle est de transmettre le couple vers l'outil et de soutenir plus ou moins le train de masses tiges. Chaque tige est munie à ses extrémités de renflements appelés *tool-joint* (TJ) servant pour le vissage des tiges entre elles et comme points d'appui du train de tiges sur la paroi de puits. En conditions normales, on s'arrange pour que le train de tiges soit en traction afin d'éviter son flambement car celui-ci favorise l'apparition de forces de contacts très élevées entre tiges et parois de puits. Ce train de tiges comporte parfois (cas du forage dirigé ou du forage horizontal) une série supplémentaire de tiges lourdes (*Heavy weight Drill Pipe*,

HWDP) plus épaisses placées souvent juste après les masses tiges. Ces tiges lourdes ont pour but de réduire les risques de flambement des tiges.

Parmi les éléments complémentaires, on trouve :

✓ **Le système de déviation** : Ce système comporte le plus souvent des stabilisateurs et/ou des moteurs fonds du trou (PDM). Les stabilisateurs sont des tubes d'une longueur souvent de 2m et dotés sur leur pourtour de lames droites ou spiralées (figure 14).

Leur rôle essentiel est de contrôler la direction de forage en jouant sur leur nombre et leurs positions. On distingue deux types de stabilisateurs : ceux à diamètre fixe et ceux à diamètre variable pouvant être actionnés hydrauliquement ou mécaniquement à partir de la surface. Les moteurs fond du trou (PDM) sont incorporés dans la partie inférieure de certaines garnitures afin de permettre la rotation de l'outil de forage indépendamment de la rotation du train de tiges. Ce procédé est généralement utilisé pour amorcer des déviations ou pour faire des corrections de trajectoire (mode *sliding*).

✓ **Les appareils de mesures (MWD)** : Ce sont des appareils embarqués avec la garniture afin de mesurer l'évolution des certains paramètres comme l'inclinaison et l'azimut en fonction de la profondeur forée.

✓ **Les raccords** : Ce sont des pièces mécaniques servant à raccorder les différents composants de la garniture (PDM/DC, DC/HWDP, HWDP/DP ,etc...). Elles sont généralement de petite taille afin de ne pas encombrer la garniture.

La partie inférieure de la garniture de forage est communément appelée la BHA (abréviation du mot anglais : *Bottom Hole Assembly*). Elle est principalement constituée de l'outil de forage, des masses tiges et des stabilisateurs. La BHA a un effet prépondérant sur le comportement directionnel du système de forage. [09]

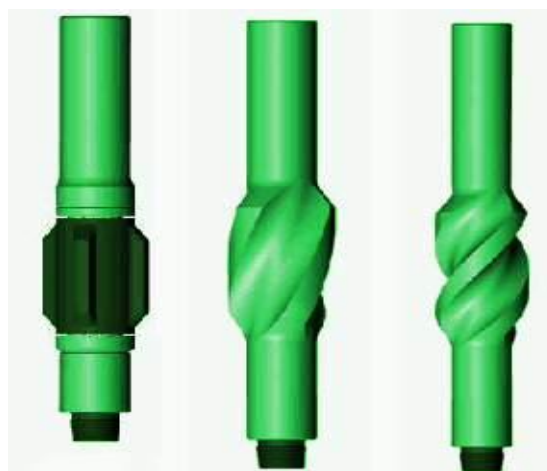


Fig.14. Les stabilisateurs.

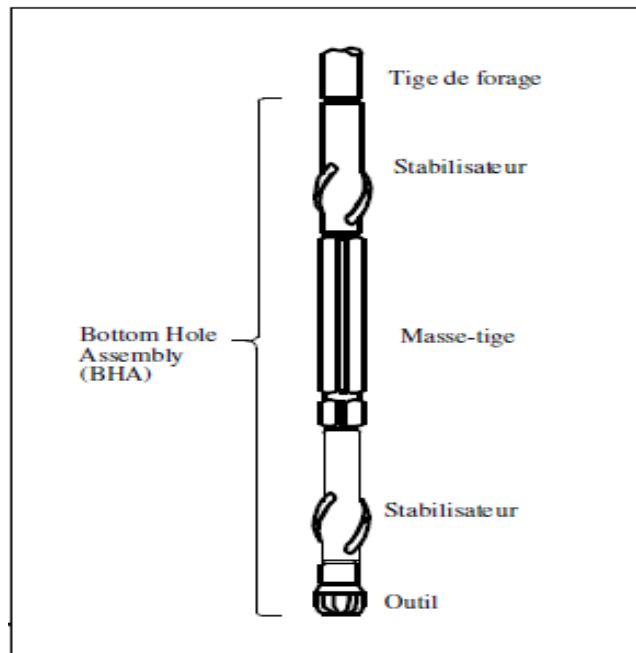


Fig.15. Système de forage Rotary.

IV.2.2. Les outils de forage :

Le but d'un forage est de parvenir à l'objectif final de la manière la plus économique possible.

Le coût du forage proprement dit (coût environné), c'est-à-dire le coût total de l'opération lorsque l'outil au fond est en train de détruire la roche, représente environ 30 % du coût global du puits. Il est donc important d'optimiser le moyen utilisé pour détruire la roche afin de réduire les coûts du puits.

La facilité avec laquelle une roche est détruite dépend des nombreux paramètres, qui sont:

- La nature de la roche (dureté et abrasivité du minéral la constituant, etc.).
- Les caractéristiques du milieu environnant (contraintes en place, diagenèse du sédiment, pression de formation, pendage de la couche, etc.).
- La trajectoire du puits qui agit sur la répartition des contraintes dans la roche.
- Les moyens utilisés pour réaliser le puits (type d'outil, d'usage de l'outil, type de boue, etc.).
- Les paramètres appliqués pour détruire la roche (poids sur l'outil, vitesse de rotation, débit de la boue de forage). **[06]**

IV.2.2.1. Différents types d'outils de forage :

Ces outils se classent en deux catégories:

- ✓ **Les outils à molettes:** sont constitués de trois cônes tournant de façon indépendante et montés sur trois bras réunis entre eux par soudure constituant le corps de l'outil. Plusieurs types de roulements sont utilisés (rouleaux avec ou sans étanchéité, paliers de friction, système de lubrification, etc.).
- ✓ **Les outils diamant:** ne possèdent pas de pièces tournantes; ces sont des outils monobloc. Les diamants naturels et synthétiques sont utilisés pour leur fabrication. Les outils aux diamants naturels travaillent à la façon d'une lime, tandis que les outils aux diamants synthétiques travaillent à la façon d'un rabot. [06]



Outil à dents



Outil à picots



TSP & Diamant



Imprégné



Couronnes
< PDC & TSP >



PDC Corps Acier



PDC corps Matrice

Fig.16. Différents types d'outils utilisés en forage. [06]

IV.2.2.2. Paramètres d'outils pour chaque phase :

Voici les tableaux ci-dessous qui représentent les paramètres de l'outil de forage dans les différentes phases forées: [06]

❖ **Tableau.03.** Paramètre d'outil de forage phase 26".

N°	Marques	type	Diam (")	Duses (/32")	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	WOB (t)
01	EMS11P	tricône	26	3x20	10-377	4.52	300-2750	30-110	1-14

❖ **Tableau.04.** Paramètre d'outil de forage phase 16".

N°	marque	type	Diam (")	Duses (/32")	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	WOB (t)
04	MA616PX	PDC	8½	06x13	2485-3417	26.56	1700-1800	90-180	8-20

❖ **Tableau.05.** Paramètre d'outil de forage phase 12" ¼.

N°	marque	type	Diam (")	Duses (/32")	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	WOB (t)
02	MKS69SG	PDC	16	9x12	377- 855	5.55	1850- 3000	80 - 140	2-23

❖ **Tableau.06.** Paramètre d'outil de forage phase 8" ½.

N°	marque	Type	Diam (")	Duses (/32")	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	WOB (t)
03	MKS58DG	PDC	12¼	8x13	855-2485	33.5	2500-2650	80-160	8-20

❖ **Tableau.07.** Paramètre d'outil de forage phase 6".

N°	marque	Type	Diam (")	Duses (/32")	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	WOB (t)
05	DSX713	PDC	6	3x12	3417-	8.66	750-800	80-120	5-8
C1	CHR100	Couronne	6	-	-	2.41	620-650	90-100	4-5
06R R	DSX713	PDC	6	3x12	-4228	10.97	800-900	90-110	5-11

V. Le fluide de forage :

V.1. Définition d'un fluide e forage :

Un fluide de forage ou boue de forage est un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile.....), gazeuses (air ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, déblais, ciments,....) c'est un fluide non newtonien visqueux ou viscoélastiques, le plus souvent thixotrope. [10]

V.2. Rôles des fluides de forage :

Les principaux rôles de fluides de forage sont :

- La consolidation et le soutènement des parois de forage par le dépôt de cake sur les parois.
- La remontée au jour des sédiments broyés (cuttings).
- Le maintien des cuttings en suspension (très important dans le cas où il se produit un arrêt de circulation).
- Le refroidissement des outils de forage et de carottage, ainsi que leur lubrification (graissage) et leur nettoyage pour éviter leur usure.
- l'augmentation (par le jet) de l'action abrasive de l'outil de forage sur le terrain ((car Le fluide sorte des trous du trépan à forte pression).
- La facilité et le contrôle des opérations de mise en place du gravie et de cimentation.
- Le renseignement sur la nature du terrain de couvert et sur son potentiel aquifère.
- L'équilibrage des pressions hydrostatiques des couches aquifères afin de juguler (égorger) les jaillissements des forages artésiens, car un brusque jaillissement d'eau peut détériorer le forage.
- La protection contre le gonflement ou l'affouillement (creusage) de certaines couches traversées. [11]

V.3. Les types des fluides de forage :

Les fluides de forage peuvent être subdivisés en trois groupes :

- Fluide de forage gazéifié.
- Fluide de forage à base d'eau.
- Fluide de forage à base d'huile.

V.3.1. Les fluides de forage gazeux :

La phase continue de ces fluides est constituée par du gaz qui peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse, ou du brouillard. Notamment, mélangée avec des proportions d'eau provenant des formations, ou ajoutées intentionnellement.

Différents fluides gazeux sont communément utilisés, de sorte qu'on distingue :

- ✓ Le forage à l'air.
- ✓ Le forage à la mousse.
- ✓ Le forage à la boue aérée.

V.3.2. Les fluides de forage à base d'eau :

Ils constituent le type de boues les plus utilisées dans le domaine du forage. Ce sont des fluides dont la phase continue est l'eau, notamment chargée en électrolytes et autres additifs, dont les polymères.

En fonction de la teneur en **NaCl**, la boue à base d'eau se subdivise en :

- ✓ **Boues douces** : salinité de l'ordre de quelques **g/l**.
- ✓ **Boues salées** : présentant une teneur d'environ une dizaine de **g/l**.
- ✓ **Boues salées saturées** : la saturation est atteinte pour une concentration de **320 g/l** environ, en **NaCl**.

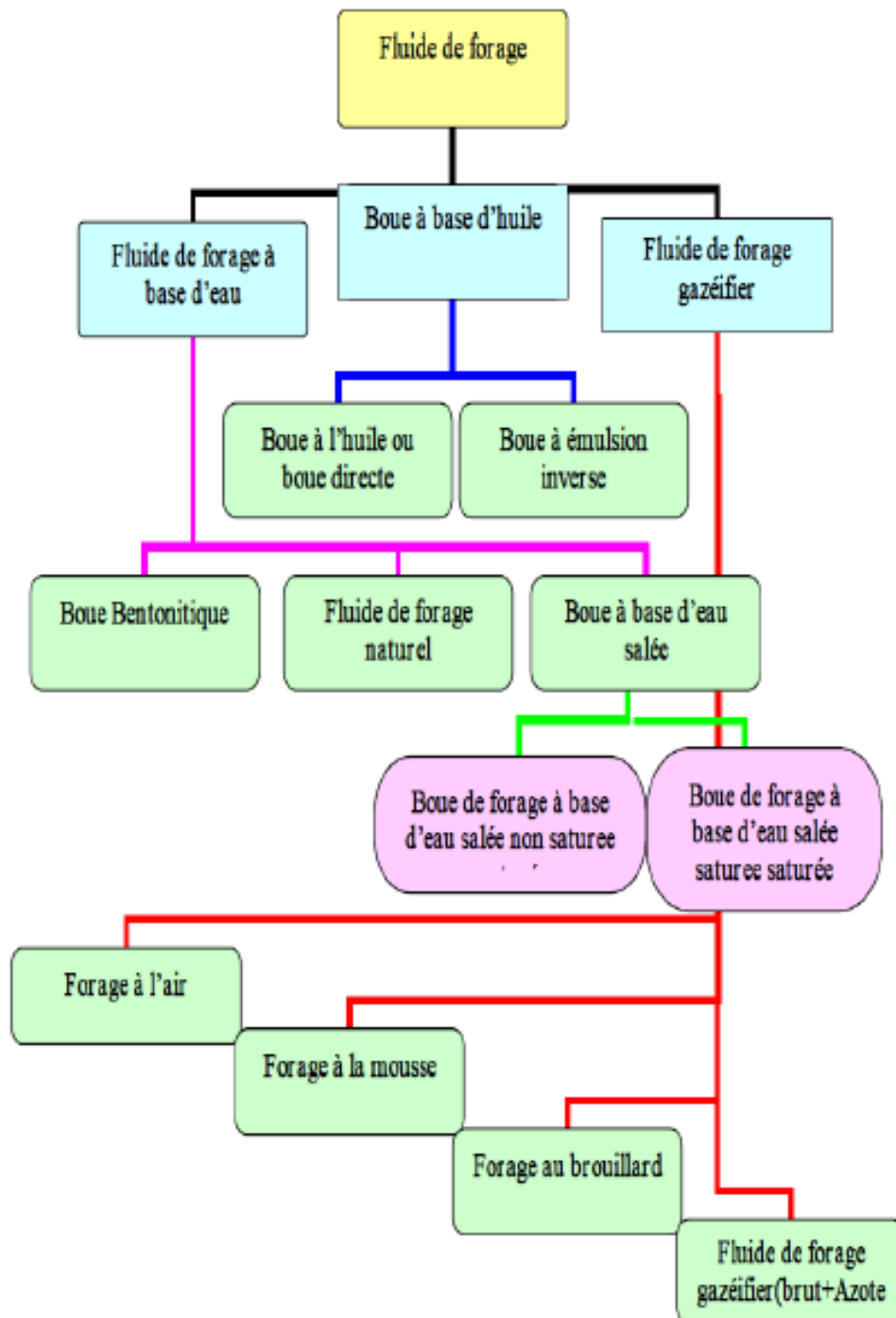
V.3.3. Fluide de forage à base d'huile :

Tous comme les fluides à base d'eau les fluides à bases d'huile sont constitués de trois phases :

- ✓ **Phase liquide** : l'huile peut être un huile raffiné ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée.
- ✓ **Phase colloïdale** : les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat.
- ✓ **Phase solide** : on ajoute le Barite, carbonate de calcium, dolomie et les sables.....etc.

[12]

La classification des fluides est représentée dans l'organigramme suivant :



V.4. Caractéristiques de la boue de forage :

V.4.1. Caractéristiques physico- chimiques « densité »:

Une boue dense favorise l'ascension des cuttings et permet l'équilibre des pressions hydrostatiques. Pour une boue à densité élevée, il y a risque de détachement des parois (de la boue), et de retombée dans le trou de forage provoquant le coincement de l'outil. [11]

V.4.2. Caractéristiques rhéologiques :

- A) Viscosité :** Une viscosité élevée provoque des difficultés pour le pompage de la boue, alors qu'une boue à viscosité moins élevée perd sa propriété pour consolider les parois. Une boue possédant une viscosité correcte permet : d'avoir un outil bien dégagé, une bonne remontée des cuttings, réduire les pertes de charge dans le train de sonde et le dépôt plus rapide des cuttings dans les fosses de décantation.
- B) Filtrat :** C'est la propriété de laisser filtrer de l'eau à travers les parois.
- C) Cake :** C'est la propriété de laisser déposer une couche d'argile sur la paroi. Il joue le rôle inverse de filtrat. Le cake ne se forme pas sur une paroi non perméable. La pénétration importante de filtrat, dans certains terrains, peut accélérer un phénomène de délitage entraînant des éboulements ou des gonflements.
- D) Thixotropie :** c'est la propriété d'une boue de passer d'une consistance rigide à un aspect fluide sous l'effet de brassage (agitation).
- E) Yield value :** c'est la tension limite de cisaillement au-dessus de laquelle le fluide ne s'écoule pas.
- F) Teneur en sable :** provenant du terrain de forage, le sable est dangereux par son action abrasive dans tout le circuit où il circule (spécialement pour les pompes à boue), et il alourdit la densité de la boue. On recommande de ne pas dépasser une teneur maximale de 5%.
- G) PH :** le pH permet d'indiquer l'acidité ou l'alcalinité de la boue. Une boue dont le $\text{pH} < 7$ provoque un risque de floculation, alors qu'une boue dont le $\text{pH} > 10$ indique sa contamination par le ciment ou par l'eau de l'aquifère. [11]

Chapitre III :
Généralité sur la cimentation des
puits

I. La cimentation des puits pétroliers :

I.1. Définition :

La cimentation des puits pétroliers consiste à mixer en continu du ciment, de l'eau et des produits chimiques à l'aide des appareils spéciaux, puis pomper le mélange dans l'intervalle formé par le tubage et les parois du puits.

I.2. But de la cimentation :

La cimentation consiste à la mise en place d'un laitier de ciment approprié à une cote donnée du puits ou dans l'espace annulaire entre le trou foré et le cuvelage en place.

L'utilisation du laitier de ciment dans un puits pétrolier se subdivise en trois principales raisons :

- Le remplissage de l'espace annulaire entre la colonne de tubage et la formation.
- Squeeze ou l'injection sous-pression en trou tubé perforé pour consolider ou réparer la cimentation primaire de ces tubages ; obturer une couche productrice épuisée, ou isoler une couche des zones adjacentes dont le but de limiter la production d'eau ou du gaz accompagnant la production d'huile.
- Pose de bouchon de ciment en trou ouvert pour plusieurs raisons (colmatage des venues d'eau, obturation des zones à perte, side-track, abondant du puits). [13]

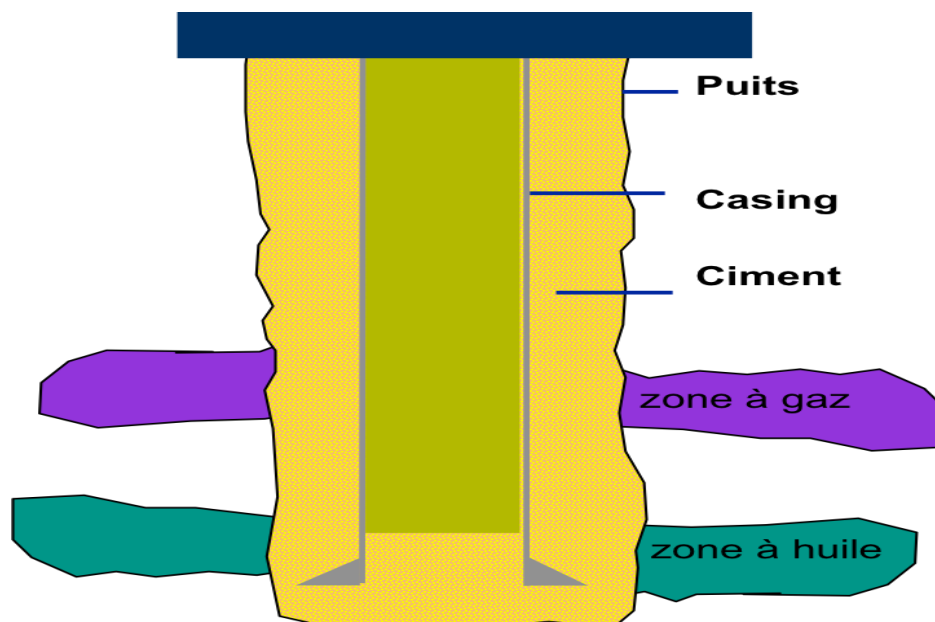


Fig.17. But de la cimentation. [13]

I.3. Principe de la méthode de cimentation :

Pour cimenter une colonne, il suffit de pomper une quantité de laitier de ciment qui correspond au volume de l'espace annulaire à cimenté plus un certain volume qui restera au-dessus du sabot jusqu'à l'anneau de retenue dans la colonne même, refoule en suite le laitier, on chasse avec quantité de boue nécessaire.

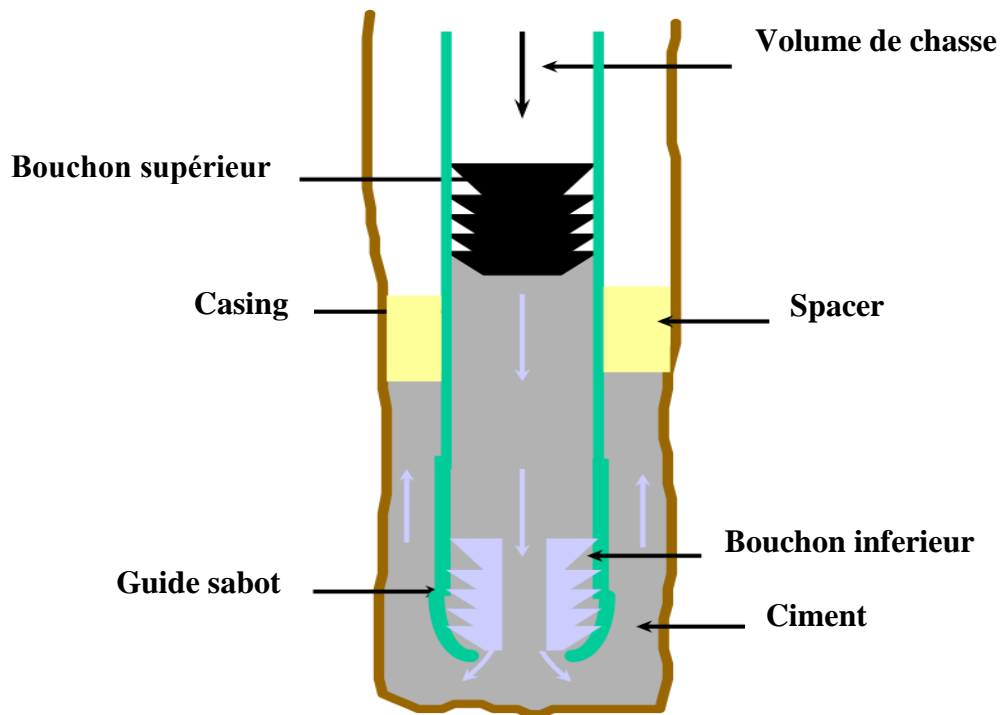


Fig.18. Principe de la cimentation.

I.4. Différentes types de cimentation :

I.4.1. Cimentation simple étage :

Une fois le casing préparé, habillé est descendu dans le trou, les opérations suivantes doivent être faites :

- Circuler pendant un cycle au minimum.
- Injecter un bouchon laveur.
- Lancer le bouchon inférieur.
- Pomper le volume nécessaire de laitier.
- Lancer le bouchon supérieur (bouchon de queue).

- Chasser avec la boue jusqu'au avoir un à-coup de pression final ; le laitier est mis en place c'est la fin de l'opération. [13]

I.4.2. Cimentation au Stinger :

Ce genre de cimentation est fait pour les trous peu profonds qui ont un diamètre assez large, afin de minimiser le temps de l'opération et minimiser le volume chasse. Dans ce cas la cimentation est faite par l'intermédiaire des tiges de forage descendues dans le tubage équipées d'un outil spécial dit stinger posé dans le sabot juste au-dessus du clapet anti-retour, d'où l'injection du laitier directement dans l'espace annulaire.

I.4.3. Cimentation à doubles étages :

L'astuce de ce genre de cimentation est l'intercalation d'une différentielle valve (DV) qui joue le rôle d'un by-pass entre l'intérieur et l'extérieur casing afin de cimenter un deuxième étage débute à un niveau donné cette deuxième est faite après une cimentation primaire de la phase sous-jacente. Après la cimentation de la partie inférieure et le largage d'une bombe obturant la chemise inférieure ; une augmentation de pression aura lieu résultant l'ouverture du by-pass, un bouchon de chasse est libéré afin de déplacer le laitier et de fermer le by-pass par la même manière.

➤ Une cimentation étagée est programmée pour les raisons suivantes :

- réduction de la pression finale de refoulement.
- possibilité de cimenter deux zones distinctes très éloignées l'une de l'autre permettant ainsi d'éviter un passage caverneux ou fissuré, sans la cimenter, une couche productrice à faible pression.
- soustraction d'une partie du laitier à l'influence de la pression et de la température plus élevées régnant au fond du trou.

I.4.4. Cimentation du liner :

Le liner est descendu dans le puits par un outil de pose (setting tool) ce dernier est intercalé entre les tiges de forage et la colonne des tubes (liner). Une circulation inter- tiges est pour la mise en place du laitier après ancrage du hanger, le dévissage de l'outil de pose se fait par rotation et une circulation inverse est faite pour évacuer l'excès de laitier. [13]

I.5. Les unités de cimentation :

Une unité de cimentation est un véhicule équipé de :

- Deux (02) pompes Triplex pour le pompage du laitier.
- Deux(02) pompes centrifuges pour le pompage de l'eau de gâchage.
- Un mélangeur.
- Des conduites articulées.
- Une tête de cimentation. [14]

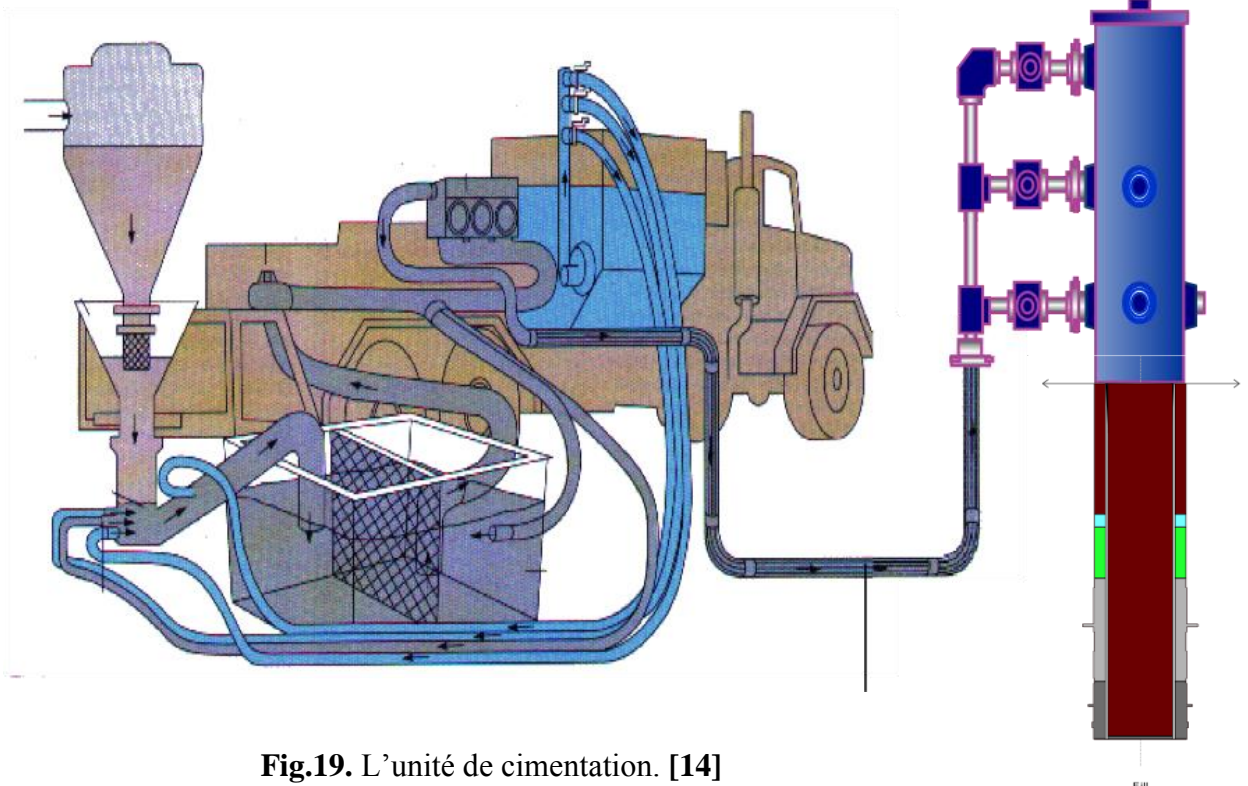


Fig.19. L'unité de cimentation. [14]

I.6. Mise œuvre de l'opération de cimentation :

Une fois la colonne de tubage descendue dans le puits, on procède chronologiquement aux opérations suivantes :

- Visser la tête de cimentation avec ses 2 bouchons.
- Circuler pendant 1 ou 2 cycles pour remonter tous les cuttings en suspension, nettoyer le puits, homogénéiser la boue.
- Injecter un bouchon laveur. Ce bouchon laveur de 1 à 3 m³ est un produit chimique liquide permettant de laver les parois du puits pendant la remontée dans l'annulaire et de séparer le laitier de la boue.

- Lancer le bouchon de cimentation inférieur.
- Pomper le volume de laitier. Lorsque le bouchon inférieur arrive sur l'anneau de retenue, on doit remarquer une légère augmentation suivie d'une chute de pression. Cela indique que le laitier a transpercé la membrane du bouchon.
- Lancer le bouchon de cimentation supérieur.
- Chasser avec de la boue. Lorsque le bouchon supérieur arrive sur l'anneau de retenue, on enregistre une augmentation de pression (ou à-coup de pression ou Bump plug) qui indique le contact des 2 bouchons.
- Arrêter les pompes.

II. Laitiers et ciments :

II.1. Définition :

Le ciment est un liant hydraulique, c'est-à-dire qu'au contact de l'eau, leurs constitutions minéralogiques s'hydratent en formant une pâte ou 'laitier' qui durci et devient un matériau doué de propriétés mécaniques capables de lier d'autres matériaux.

Les propriétés du laitier et du matériau dur dépendent de la nature des hydrates formés, elles sont également influencées par la pression et température, ce qui est le cas dans les puits de forage. Il est donc indispensable de tenir compte de ce phénomène. [15]

II.2. Les différents types des laitiers de ciment :

II.2.1. Les laitiers allégés:

Nous pouvons les classer en quatre (04) grandes catégories:

- Les gels ciments.
- Les laitiers ultra-fins.
- Les laitiers à la mousse.
- Les laitiers allégés au billes de verre.

II.2.1. Les laitiers denses ou alourdis:

Gâché suivant la norme API RP 10 B, un laitier de ciment présente une densité comprise entre 1.78 et 1.98. Cette limite peut être repoussée jusqu'à 2.15 par l'emploi de dispersants, mais pour obtenir des densités de laitier supérieures, il faut leur incorporer des produits alourdissants.

Les densités élevées sont utilisées lorsqu'une pression hydrostatique importante est nécessaire au contrôle du puits. Dans ce cas, la densité de la boue peut être supérieure à 2; Celle du laitier devra être légèrement supérieure pour avoir un bon déplacement de la boue. [16]

II.2.3. Les laitiers pour températures élevées:

Les ciments Portland peuvent être utilisés jusqu'aux environs de 80°C; au-delà de cette température, on utilise des ciments dits retardés, afin d'avoir un temps de pompabilité suffisant pour mettre en place les laitiers dans les puits.

II.2.4. Les laitiers pour les régions froides:

Lorsque la température des forages à cimenter s'abaisse au-dessous de + 10°C, les ciments classiques ne donnent pas de résultats satisfaisants. Toutefois si la température reste supérieure au point de congélation de la phase aqueuse, on constate un retard dans la prise de plus en plus prononcé avec une résistance à la compression très lente à se développer.

Pour les températures plus basses, la phase aqueuse gèle, le ciment ne s'hydrate plus et la prise n'intervient pas. Deux remèdes peuvent être appliqués: soit élever la température pour accélérer la prise, soit utiliser des systèmes de ciment pouvant faire prise à basse température.

Plusieurs méthodes ont été utilisées pour tenter de maintenir le ciment à une température convenable sans pour autant donner des résultats satisfaisants: que ce soit la circulation de boue réchauffée ou même des procédés électriques utilisant la conduction du sol.

Pour le moment, le choix limité à deux types de matériaux: les ciments fondus et les ciments au gypse.

- **Les ciments fondus:** Les ciments fondus ou ciments alumineux sont obtenus par fusion à 1600°C d'un mélange de bauxite et de calcaire ou de chaux.
- **Les Ciments au gypse:** L'ingrédient de base est un ciment pétrolier non retardé, la classe G est souvent utilisée, mélangé avec une forte proportion de plâtre spécialement étudié pour cet usage.

II.2.5. Les laitiers thixotropes:

Les ciments thixotropes sont des laitiers de ciment qui possèdent des propriétés rhéologiques particulières et auxquelles sont associées des propriétés mécaniques intéressantes.

- Ces ciments sont hautement thixotropes c'est-à-dire qu'un gel se forme rapidement en

l'absence d'agitation ou d'écoulement, ce gel étant toutefois détruit si l'agitation est reprise.

- Ces ciments sont expansifs, ce qui assure une meilleure liaison entre casing et formations consolidées.
- La résistance mécanique de ces ciments est convenable bien qu'elle se développe plus lentement que pour un laitier classique. [16]

II.2.6. Les laitiers expansifs:

La contraction du tubage conduisant à la formation d'un micro-annulaire, peut être due à plusieurs causes:

- changement d'une boue lourde utilisée pour la chasse du laitier par une boue légère nécessaire à la reprise du forage.
- fermeture du puits sous pression pendant la cimentation et ensuite ouverture du puits.
- chaleur d'hydratation du ciment : lorsque le ciment fait prise, la chaleur dégagée par le laitier fait dilater le tubage ; ce dernier se contracte par la suite, il se crée alors un micro-annulaire non étanche.

L'utilisation d'un ciment expansif permettrait d'éviter le retrait du ciment et la formation d'un micro-annulaire.

II.2.7. Laitiers pour zones à gaz :

Dans les puits à gaz, le laitier est appelé à couvrir les réservoirs, il a été souvent observé des venues de gaz dans l'annulaire quelques heures ou quelques jours après une telle cimentation ; venues dont l'importance peut être telle qu'il faut entreprendre des cimentations complémentaires, difficiles, coûteuses et parfois dangereuses.

Si la mauvaise adhérence du ciment à la formation et au casing peut parfois être mise en cause, particulièrement lorsqu'on a employé une boue à base d'huile, les diverses études consultées et les travaux ont montré qu'il s'agit le plus souvent d'un problème directement lié au phénomène de prise de ciment.

Pour résoudre ce problème, dans l'état actuel des connaissances sur ce sujet, plusieurs solutions sont possibles et complémentaires :

- Contrôler la perte en eau du laitier de ciment en réduisant la vitesse de filtration par l'ajout d'un réducteur de filtrat
- On limite ainsi la perte de volume, donc la perte de pression ainsi que le risque de déshydratation, tout en réduisant la mobilité de l'eau inter-granulaire et rendant ainsi difficile le déplacement de celle-ci par le gaz.
- Opposer une barrière au gaz soit en le confinant dans la formation, soit en le piégeant dans le ciment (tensio-actifs piégeant le gaz sous forme de bulles), soit encore en rendant impossible le déplacement de l'eau du ciment par le gaz (résine, latex,...).
- Avoir un très bon déplacement de la boue, surtout à la paroi (régime turbulent conseillé).
- Réduire le gel à une valeur très faible (maintien de la pression) ou à une valeur très élevée supérieure à 300 lb/100 ft² (blocage du gaz).
- Avoir une prise franche : bonne connaissance de la température BHCT ou BHST, utilisation de la micro-silice et des ciments "fins".
- Ajuster le temps de pompabilité en ne prenant pas de sécurité trop forte pour que le ciment débute sa prise juste après la fin de la mise en place. [16]

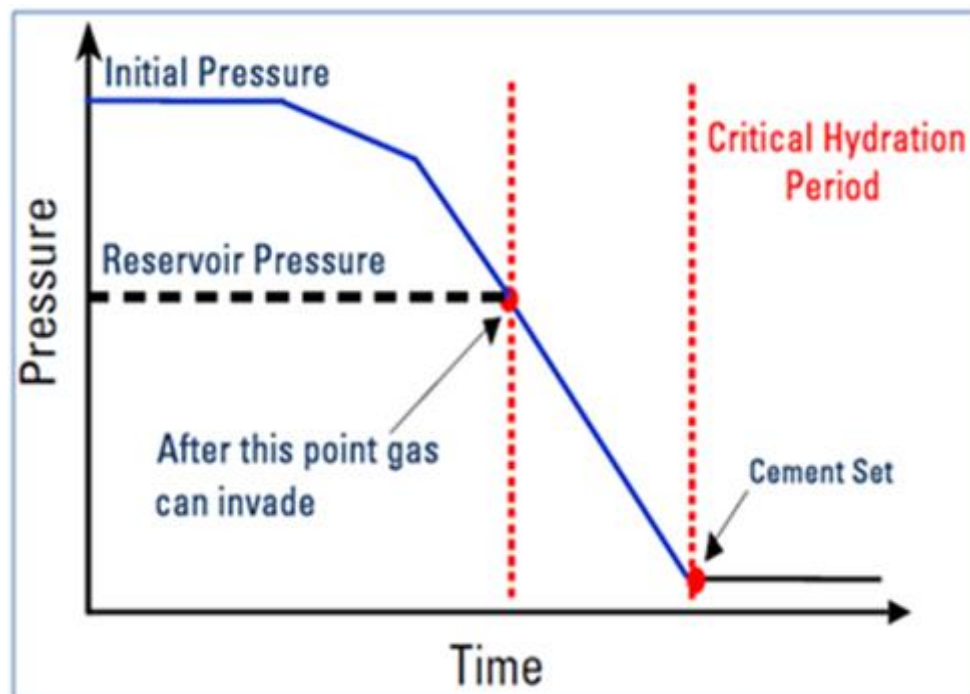


Fig.20. Risque de venue de gaz avec un laitier ordinaire.

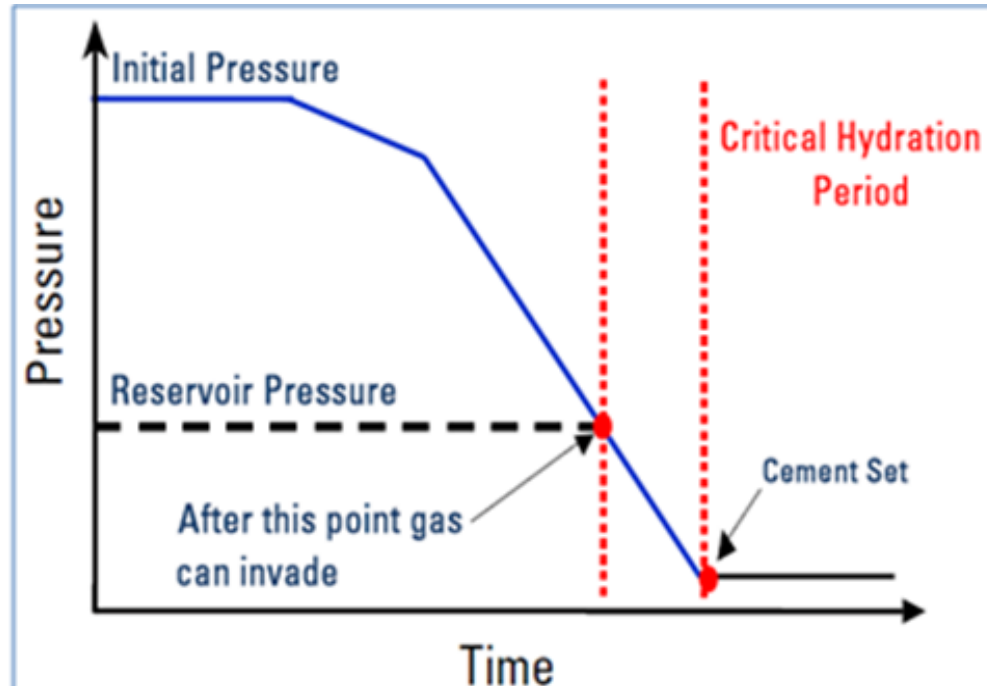


Fig.21. Diminution du risque de venue de gaz avec un laitier spécial. [16]

II.2.8. Laitiers pour massifs salifères:

Avant toute chose il est bon de rappeler brièvement l'influence du NaCl sur le ciment, le NaCl accélère le ciment aux faibles concentrations (180 g/l) et le retarde aux fortes.

La résistance à la compression des ciments gâchés à la saumure saturée est plus faible que celle des ciments gâchés à l'eau douce (environ 20 % à 60 %).

Le contrôle du filtrat est pratiquement impossible sur les laitiers gâchés à la saumure saturée, et difficile sur ceux gâchés à la saumure demi-salée (180 g/l).

Le contrôle du temps de pompabilité est plus délicat sur les ciments salés, mais non impossible.

Ceci étant rappelé, on peut établir une liste des avantages et inconvénients des trois solutions habituellement retenues pour cimenter dans du sel.

- Ciment gâché à l'eau.
- Ciment gâché à la saumure saturée.
- Ciment gâché à la saumure demi-salée. [16]

II.3. Les caractéristiques « pétrolières » du ciment:

Dans les premiers instants qui suivent le gâchage de l'eau et du ciment, très peu de composés sont passés en solution, ou ont réagi avec l'eau. Le laitier de ciment peut donc être assimilé à une suspension aqueuse de fines particules solides.

II.3.1. La densité :

La densité du laitier peut être calculée très simplement à partir de la densité de poudre de ciment, de celle de l'eau de gâchage, et de celles de différents additifs entrant dans la composition du laitier. [17]

$$d = \frac{M_c + V_e \cdot d_e + \sum M_{ad}}{\frac{M_c}{d_c} + V + \sum V_{ad}} \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

M: masse (Kg)

V: Volume (L)

d: Densité

E: Eau

ad: Additifs

II.3.2. Rendement:

C'est le volume de laitier obtenu par tonne de ciment. On ne le mesure pas, il se calcule simplement par la formule:

$$R = 1000 \times \frac{\frac{M_c}{d_c} + V_e + \sum V_{ad}}{M_c} \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

Précisons que tous produits, autres que le ciment, est considéré comme un additif même s'il apparaît en grande quantité (farine de silice, allégeant, ...).

II.3.3. La rhéology:

Lorsqu'on parle de rhéologie d'un laitier de ciment, il faut toujours se rappeler que l'on a affaire à un ciment fortement chargé en solides. Par exemples, si on considère le cas classique d'un ciment G, mixé à une densité de 1.90, on a 42% de solides en volume.

Il est indispensable de connaître le comportement des laitiers de ciment comme il s'agit de déterminer les propriétés on peut citer:

- La force de cisaillement.

- La viscosité plastique.
- Connaître les paramètres rhéologiques nous permet de déterminer le débit de pompage optimal pour placer le laitier de ciment, et pour travailler à la limite de la pression de fracturation.

II.3.4. Le filtrat:

Le laitier de ciment est une suspension de solides dans l'eau. De ce fait, placé devant une formation perméable, et soumis à une pression, il va perdre une quantité plus au moins d'eau. Le phénomène de filtration va entraîner déshydratation prématurée du laitier qui pourra devenir impompable et fera prise dans des mauvaises conditions. La filtration de laitier de ciment est mesurée comme celle de la boue par l'intermédiaire d'un filtre-presse API à température ambiante et sous 7 bars ou d'un filtre –presse H.P – H.T. Lorsqu'on veut simuler les conditions de fond.

Le laitier déshydratant souvent complètement avant le temps normalisé de 30 minutes, on exprime alors le résultat en valeur extrapolée à 30 minutes, par la formule approchée:

$$F_{30} + F_t (30/t)^{1/2} \dots\dots\dots (3.3)$$

Avec:

F30: filtrat 30 min.

FT: filtrat obtenu au temps **t**.

T: temps de l'essai.

II.3.5. L'eau libre:

C'est le volume d'eau surnageant au-dessus du laitier après un certain temps de repos. La mesure se fait dans une éprouvette de 250 ml de laitier, après 2 heures de repos. Le résultat est exprimé soit en cc, soit en pourcentage (1cc correspondant à 0.4 c/o).

Cette mesure va caractériser le phénomène de sédimentation de la suspension de particules de ciment dans l'eau .nous l'avons volontairement associée à la mesure de filtrat pour pouvoir préciser clairement que, contrairement à ce que l'on pourrait penser, ces deux mesures sont totalement indépendantes.

Un même laitier peut avoir un filtrat réduit et une eau libre importante et vice versa.

Le moteur de la filtration étant une différence de pression, celui de l'eau libre une différence de densité. En effet « l'eau libre » ne correspond pas à une libration d'eau, mais à une

sédimentation de particules solides dans l'eau.

II.3.6. Le temps de pompabilité:

C'est le temps mis par le laitier, maintenu en agitation sous condition de pression et de température, pour atteindre une consistance de 100 Uc. Pratiquement, il correspond à la durée pendant laquelle le laitier reste pompable dans les conditions de température et de pression normalisés en fonction du type de cimentation envisagée.

La prise du ciment étant influencée par l'agitation, la température et la pression et en température qu'il subira lors de son refoulement dans le puits.

Ces tests sont effectués par des consistomètre qui sont des appareils normalisés par l'API.

II.3.7. La résistance à la compression:

On mesure la résistance mécanique à l'écrasement du ciment conservé en température sous une pression maximal de 207 bar, pendant une durée variable (8 heures, 24 heures ...7 jours..., 6 mois....).

La mesure se fait à l'aide d'une presse, sur des cubes de 5 cm de côté. Le résultat, exprimé en bar correspond à la contrainte maximum supportée par le cube avant destruction.

Le laitier de ciment est conservé le temps voulu en pression et température mais la mesure, elle se fait à pression atmosphérique et à température ambiante.

II.3.8. La perméabilité:

La mesure de la perméabilité se fait exactement de la même manière que pour les roches, à l'air ou à l'eau. Les plus de 23mm de diamètre servant à la mesure sont prélevés par carottage sur les mêmes cubes, de 5 cm de côté, servant aux mesure de résistance.

La perméabilité du ciment sera très variable suivant les formulations et les conditions de conservation, pouvant aller de quelques centièmes de millidarcy à quelques millidarcy.

On observe une évaluation similaire de la résistance à la compression et de la perméabilité du ciment. [17]

II.4. Les additifs pour ciments:

II.4.1. Accélérateurs:

Les accélérateurs sont des produits utilisés afin d'accélérer la prise du ciment et le

développement des résistances mécaniques initial à basse température, et permettent de réduire le temps de pompabilité, des laitier ainsi que le temps d'attente avant reprise des opérations de forage.

Le mécanisme d'action des accélérateurs sur le ciment se traduit par l'augmentation de (Cl^{2+} , Cl^{-2}) du laitier de ciment en utilisant (CaCl_2). La présence du Cl, caractère ionique (Ca renforce la formation de l'étringite. Le gypse est rapidement consommé. Parmi les accélérateurs, on peut citer: le chlorure de sodium (NaCl), le chlorure de calcium (CaCl).

II.4.2. Retardateurs:

Ils ont pour but de retarder la prise de ciment et accroissent par la même le temps de pompabilité, au cas où, soit une haute température de fond de puits, soit un effet accélérateur dû à un additifs risquerait de réduire dangereusement le temps disponible à la mise en place. La majorité des retardateurs agissant en enveloppant les particules de ciment et ralentissent la réaction d'hydratation.

Le lignosulfonate de calcium, mélangé à sec au ciment, et un retardateur le plus courant il est compatible avec toutes les classes de ciment et la plus part des additifs. La concentration normale se situe entre 0.2 et 0.4 %. en générale, l'ajout de 0.1% de lignosulfonate de calcium, augmente 30 min le temps de pompabilité.

II.4.3. Dispersants:

La fonction principale de ces additifs dans les laitiers de ciment, est la séparation des particules de ciments et leur suspension dans l'eau de mixage.

Les dispersants sont par conséquent utilisés pour réduire la viscosité d'un laitier dans le but d'obtenir un profil d'écoulement turbulent facilitant un déplacement du fluide de forage par le laitier. Les dispersants ont une autres fonction tel que :

- Réduction des pertes de charge, ce qui permet dans certaine mesure de réduire les pertes de circulation.
- Permettent une plus grande pompabilité aux laitier lourd dans la teneur en eau est faible.

II.4.4. Réducteur de filtrat:

Le phénomène de filtration se produit, quand un laitier de ciment est placé sous pression le long d'une formation perméable. La phase aqueuse de laitier s'infiltré dans la formation, en

quittant les particules de ciment. Ce phénomène s'appelle perte de filtrat, le réducteur de filtrat affecte toutes les propriétés du laitier de ciment, c'est principalement dû à la réduction d'eau contenue dans le laitier comme filtrat à travers les zones perméables, on aura alors :

- Le volume du laitier se réduit et la densité augmente avec l'élévation des pressions de fracturation.
- La prise et la résistance à la compression améliorée.

Certains réducteurs de filtrat ont un effet retardateur, suite à l'absorption du filtrat par les grains de ciment, par conséquent, l'hydratation se réduit. Le mécanisme d'action de réducteurs de filtrat n'est pas encore maîtrisé, mais plusieurs processus qui se produisent sont connus :

- Augmente la viscosité de la phase aqueuse qui réduit la filtration.
- Le réducteur de filtrat construit une molécule qui permet de créer une enveloppe de chaîne d'interaction par conséquent la fermeture des pores et leur imperméabilité.

II.4.5. Alourdissant:

On alourdit le ciment soit par "Densification" (réduire le rapport E/C) et emplois de dispersants, soit par ajouts de produit à densité élevée. Les alourdissant sont des produits de poids spécifique généralement élevé qui ne nécessite pas l'addition supplémentaire d'eau de mixage pour maintenir la pompabilité du laitier. Ils ont mélangé avec le ciment à sec afin de:

- Augmenter la densité de laitier.
- Améliorer le déplacement de boue par les laitiers.

L'hématite est un oxyde de fer, minérale inerte sous forme de granulés rouge dont la densité est égale à **4.95**. Il est mélangé à sec avec les ciments, néanmoins, il faut assurer que la viscosité du laitier soit suffisante pour empêcher les particules de se déposer pendant le mixage.

II.4.6. Allégeant:

Les allégeant sont des matières inerte légers, mélangé au ciment dont l'effet est d'une part de réduire la densité du laitier et d'autre part de réduire le coût. Pour la plupart des allégeants ont un effet sur le temps de prise et la résistance à la compression du laitier de ciment. Il sera souvent de compenser par des additifs appropriés.

Les principaux allégeant utilisés sont :

- L'eau qui est le principal produit utilisé.

- Les produits solides à faible densité à titre d'exemple les billes de verre creuses densité de 0.3 et 0.7, la chaux.
- L'inclusion d'agents moussants au laitier comme de l'azote ou de l'air par l'intermédiaire d'un compresseur ou d'une unité d'azote. [17]

II.5. Additifs spéciaux et spécifiques:

A) Silice:

La silice est utilisée pour protéger le ciment contre les fortes températures (plus de 110 °C statique). On l'utilise à un pourcentage fixé de 30 à 40 %.

Elle est impérativement mélangée à sec au ciment.

On la trouve sous deux moutures différentes : fine et grossière. La silice fine (farine de silice) est le plus généralement utilisée, on réserve la silice grossière aux ciments à faible pourcentage d'eau (ciments alourdis).

B) Additifs pour cimentation des zones à gaz:

Ces additifs sont destinés à bloquer le cheminement du gaz dans le ciment au moment de la prise.

Ce sont, par exemple, le gas-check d'Halliburton ou le gas-block de Dowell.

C) Agents de thixotropie:

Pour la cimentation des zones à pertes on a intérêt à ce que le ciment se bloque dès l'arrêt du pompage pour qu'il ne puisse pas cheminer dans les drains de la formation. Les sociétés de service proposent donc un certain nombre d'additifs qui provoquent le gel du ciment à l'arrêt.

D) Les anti-moussants :

Qui évitent l'excès de la mousse produite au mixage de certains ciments, laquelle risque d'interférer avec le bon fonctionnement des pompes. [16]

6) Fluide intermédiaire (preflush et spacer) :

Pour avoir une bonne cimentation, il faut que le ciment chasse tout le volume de la boue au tour du casing, mais la boue et le ciment sont généralement incompatibles et leur contact génère

des sévère channeling ou la formation des fluides impompable de grande viscosité, pour éviter ces problèmes, l'utilisation des fluides intermédiaires est très importante.

Le fluide intermédiaire déplacé en tête du laitier a pour but de :

- Faciliter le déplacement de la boue dans l'annulaire
- Isoler le laitier de ciment du contact avec la boue pour éviter tout gèle de boue
- Faciliter l'élimination de la boue gelée sur les parois du tubage en assurant un régime turbulent.

En effet, le calcium présent dans le ciment floccule les particules argileuses des boues, causant la formation de bouchon de boue très visqueux. Ces bouchons risquent d'être transpercés par le ciment d'où il peut résulter une mauvaise cimentation. [16]

7) Critères de choix du laitier :

Il est imposé par les paramètres suivants :

- La température statique de fond de trou qui conditionne le temps de prise et donc le temps de pompabilité.
- La température de fond de trou sous circulation, lors de la mise en place du laitier, qui modifie le temps de prise et donc le temps de pompabilité.
- La densité du laitier imposée par les limitations de pression hydrostatique de certaines formations rencontrées.
- La viscosité plastique du laitier et ses caractéristiques de filtrations.
- Les paramètres rhéologiques du laitier.
- Le temps de prise et de développement d'une résistance à la compression. [16]

Chapitre IV :

Méthodes et moyen utilisés

1. Introduction

L'une des préoccupations majeures dans les puits de pétrole demeure une bonne cimentation afin d'assurer une bonne étanchéité et garantir l'exploitation des ouvrages.

D'où la nécessité de préparer un bon laitier utilisé pour la cimentation des puits de pétrole. La durabilité de cette cimentation dépend de plusieurs paramètres tels que : la densité, eau libre, filtrat, résistance à la compression d'un laitier de ciment qui servira à réaliser l'ouvrage.

Notre travail s'est intéressé à l'ajout de l'anti-mousse dans le laitier de ciment à utiliser pour une bonne cimentation et garantir la durabilité d'exploitation des puits pétroliers.

Notre objectif consiste à élaborer un laitier de ciment avec un additif spécial "L'anti-mousse", pour une bonne cimentation des colonnes et la vérification des caractéristiques physico-mécaniques et rhéologiques.

2. Etude Expérimentale

2.1. Caractéristiques de la phase cimentée :

Notre étude s'effectue sur la cimentation du casing **13 3/8"** du puits pétrolier **MDZ-731** de Hassi Messaoud, ses caractéristiques sont :

- Profondeur de sabot: 2316 m.
- Temperature de circulation: 62° C.
- Temperature statique: 93° C.
- Gradient de température : 2.9°C/100m.

I.2. Matériaux utilisés :

Les matériaux utilisés dans cette étude sont les suivants :

➤ **Ciment Classe G:**

Étudier pour être utilisé de la surface à 8000 ft (2438 m), son domaine d'utilisation peut être étendu des plus basses aux plus hautes températures grâce à sa compatibilité avec tous les additifs, (disponible en type moyenne ou forte résistance aux sulfates). Le ciment pétrolier de classe G est le plus utilisé dans la cimentation des puits en Algérie.

Voici le tableau (09) ci-dessous qui affiche les résultats des tests sur le ciment G.

Tableau.08. Fiche technique résultats des tests sur ciment G selon les normes API. [17]

Propriétés	Conditions des tests			Normes API	Résultats
Résistance à la compression (Psi) (à 8 heures)	E/C	Temp. °C	Pression (Psi)		
	0.44	38	Atmos	>300	730
60		Atmos	>1500	2736	
52		5160	>90 <120	110	
52		5160	< 30	16.1	
Temps de pompabilité (min)					
Consistance 15-30 min					
Eau libre %		25	-	>5.9	2.9

Le tableau 9 représente la composition chimique du ciment classe G.

Tableau.09. Composition chimique du ciment classe G. [17]

Oxyde	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	K ₂ O	Na ₂ O	PAF
%	20.2	3.77	4.92	64	1.77	2.65	0.41	0.61	1.40

Le tableau (10) représente la composition minéralogique du ciment classe G.

Tableau.10. Composition minéralogique du ciment classe G. [17]

Minéral	C3S	C2S	C2S	C4AF
Teneur %	59	16	2	12



Fig.22. Sacs de ciment pétrolier (ciment G)

➤ **L'anti-mousse (Antifoam):**

Dans cette étude on a utilisé un additif spécial qui s'appelle L'antifoam sous le code C011, avec une concentration de 4.00L/Tonne.

➤ **Fluid Loss:**

Pour gonfler le ciment on a utilisé le fluid loss sous le code C306, avec une concentration de 0.25% par rapport au poids de ciment.

➤ **Dispersant:**

Pour réduire la viscosité de laitier de ciment on a utilisé les dispersant sous le code C200, avec une concentration de 0.25% par rapport au poids de ciment

➤ **Les retardateurs:**

Ils ont pour but de retarder la prise de ciment et accroissent par la même le temps de pompabilité, Ces retardateurs sont sous le code C100, avec une concentration 0.30 % par rapport au poids de ciment.

➤ **L'eau de gachage:**

L'eau est un diluent principale lors de la préparation du laitier, dans notre échantillon on a utilisé l'eau douce pour préparer le laitier de ciment parce que elle est compatible avec tous les additifs et présente de bonne caractéristiques mécaniques.

I.3. Méthodes :**I.3.1. Travaux au niveau de chantier :**

On a fait un stage pratique au niveau de chantier SPEC-236 pendant 15 jours , pour but d'identifier la phase cimentée et la colonne de tubage , on était présent pendant le montage de l'unité de cimentation jusqu'a la fin de l'opération de cimentation. On a fait des prélèvements des échantillons comme le ciment G et les différents additifs utilisés.

I.3.2. Travaux au niveau de laboratoire:

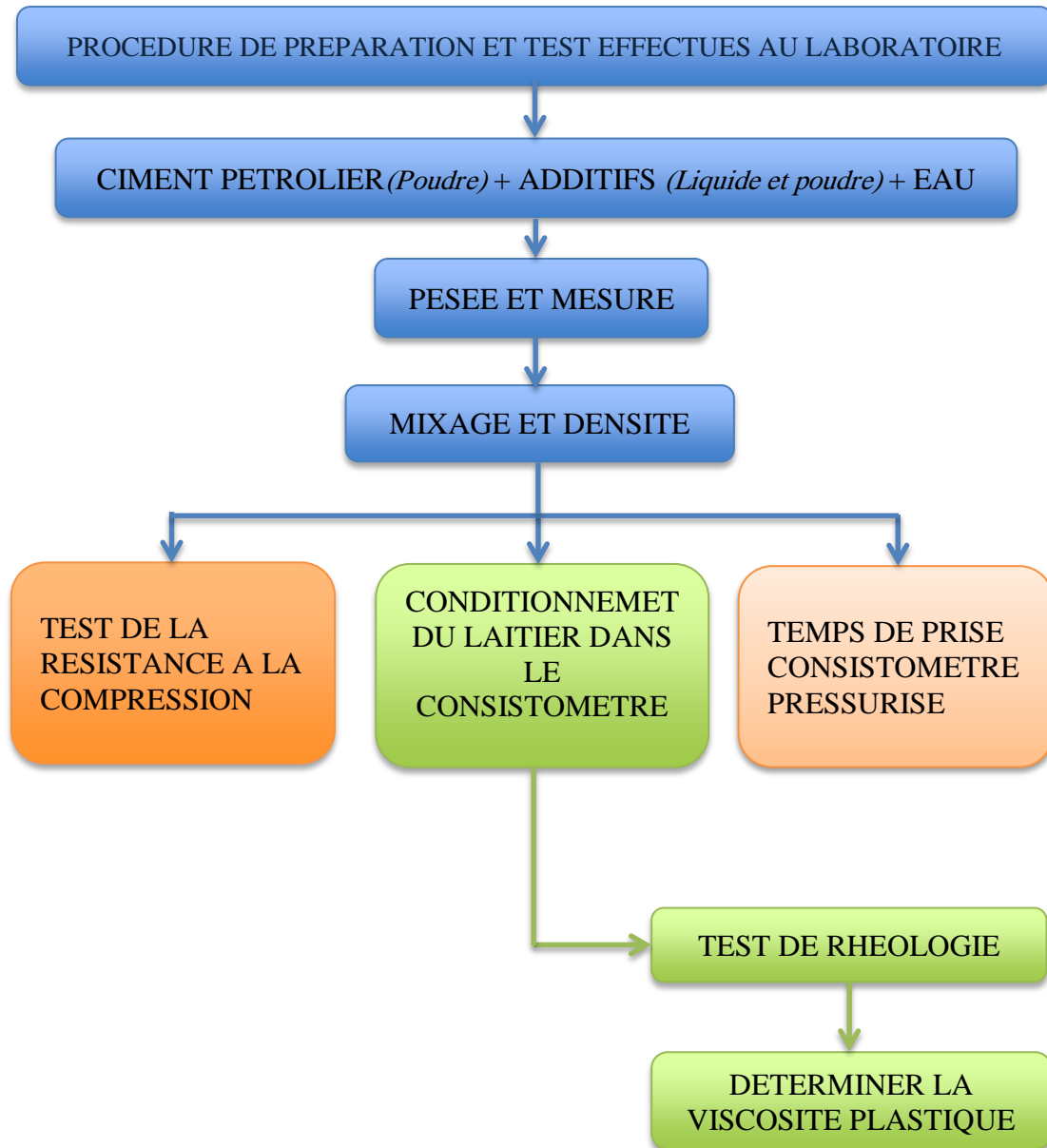
Avant de procéder à la mise en évidence du laitier qu'on a étudié pour l'opération de cimentation, on doit savoir que les normes sont de l'API « American Petroleum Institut » et que les nomenclatures des additifs sont celle de la compagnie Irakienne **OIL SERV** au niveau de la région de **Hassi Messaoud**.

On a travaillé selon ces normes et utilisé l'appareillage suivant:

- Un mixeur pour constituer le laitier de ciment.
- Un densimètre pour confirmer que la densité calculer est correct.
- Un consistomètre atmosphérique pour conditionner le laitier de ciment afin de déterminer : l'eau libre, le filtrat et les paramètres rhéologiques.
- Un consistomètre pressuré HP-HT pour déterminer le temps de pompabilité dont il simule l'opération de cimentation.
- UCA (Ultrasonic Cement Analyser): instrument qui nous prévient le développement de la résistance à la compression dans le temps.

➤ **Organigramme des essais :**

Les essais qu'on a effectués au laboratoire de centre de recherché au niveau de l'université de Kasdi Merbah Ouargla sont représentés sur le diagramme suivant :



➤ **Préparation de l'échantillon :**

On a préparé deux échantillons ($V = 250$ ml) du laitier de ciment avec 250 ml de l'eau douce le premier contient (200 g de ciment G, 10 ml d'antifoam, 62.5 g de Fluid Loss, 62.5 g de Dispersant, 65 g de retardateur) et le deuxième a les mêmes quantités sauf qu'on n'a pas ajouté l'anti-mousse. Avant de préparer ces échantillons il faut:

- ✓ Vérifier que les additifs et l'échantillon de mélange sont représentatifs de l'échantillon du terrain.
- ✓ Confirmer que tous les équipements sont étalonnés avant de commencer les tests.
- ✓ Peser la quantité requise du ciment ou mélange dans un récipient propre et sec.
- ✓ Peser la quantité requise des matériaux secs.
- ✓ Peser la quantité requise d'eau et des différents additifs liquides.
- ✓ Verser les quantités requises d'eau et des additifs liquides et solides dans la tasse du mélangeur.
- ✓ Mélanger les additifs dans l'ordre décrit dans la fiche du laboratoire.



Fig.23. Pesée du ciment G.

Le tableau ci-dessous représente les différents composants et quantités de notre échantillon qui contient l'anti-mousse:

Tableau.11. Composants et quantités de l'échantillon avec l'anti-mousse.

Code	Phase	Concentration	Composant
Ciment-G	Poudre	200(g)	Ciment
Eau douce	Liquide	250(ml)	Eau (H ₂ O)
C011	Liquide	10(ml)	Anti-moussant
C306	Poudre	62.5(g)	Fluid Loss
C200	Poudre	62.5(g)	Dispersant
C100	Poudre	65(g)	Retardateur

Le tableau 13 représente les différents composants et quantités de notre échantillon sans anti-mousse:

Tableau.12. Composants et quantités de l'échantillon sans anti-mousse.

Code	Phase	Concentration	Composant
Ciment-G	Poudre	200(g)	Ciment
Eau douce	Liquide	250(ml)	Eau(H ₂ O)
C306	Poudre	62.5(g)	Fluid Loss
C200	Poudre	62.5(g)	Dispersant
C100	Poudre	65(g)	Retardateur

I.3.3. Effet de l'anti-mousse sur le laitier de ciment :

La formation de la mousse est une incorporation physique d'un gaz dans un liquide. La mousse est stabilisée par les solides les hydrocarbures et d'autre contaminants. La formation de la mousse peut causer plusieurs problème tell que la mauvaise cimantation d'un puits donc une action immédiate est nécessaire pour prévenir ou déstabiliser la mousse. Alors les anti-mousses cassent la mousse existante et empêchent une nouvelle formation de mousse.

A) Mesures Préliminaires:**➤ Densité:**

La densité est le rapport entre la masse du volume d'un corps et la masse du même volume d'eau, elle est mesurée à l'aide d'un densimètre. La densité est un paramètre essentiel dans la cimentation des puits de pétrole.

• Mode opératoire:

Fig.24. Densimètre.

Le densimètre est un appareil qui mesure la densité relative d'un fluide, ils nous sert à tester la densité du laitier après sa préparation et l'opération s'effectue comme suit:

- ✓ Remplir le godet de laitier de ciment.
- ✓ Mettre le couvercle et évacuer l'excès de laitier qui sort du trou central.
- ✓ Placer le curseur jusqu'à ce que le bras soit horizontal, ce que l'on contrôle à l'aide d'un niveau à bulle incorporée dans le bras.
- ✓ Lire la densité sur le bras.

➤ La viscosité plastique:

Le viscosimètre de FANN est un appareil à cylindres coaxiaux dont le rotor est entraîné par un moteur électrique, on mesure la résistance au cisaillement du laitier contenu dans le godet dont lequel on immerge les cylindres coaxiaux. On lit directement sur le cadran gradué la résistance au cisaillement à différentes vitesses de rotation du rotor.



Fig.25. Rhéomètre de FANN.

- **Mode opératoire:**

Après la préparation du laitier et son conditionnement dans le consistomètre atmosphérique, on remplit le godet du rhéomètre, on immerge les deux cylindres jusqu'à ce que le repère du rotor effleure la surface du laitier.

- ✓ **Viscosité plastique V_p :**

$$V_p = (\text{lecture } 300 \text{ tr/min} - \text{lecture } 100 \text{ tr/min}) \times 1.5 \text{ (CentiPoise)}$$

B) Mesure de résistance à la compression:

La résistance à la compression est la capacité d'un matériau ou d'une structure à supporter les charges qui tendent à réduire sa taille par compression (écrasement), notre but est de comparer entre la résistance maximal à la compression de laitier de ciment avec et sans anti-mousse et sans anti-mousse.

- **Principe de travail du Consistomètre pressurisé Ultrasonic Cement Analyzer (UCA):**

Il s'agit de déterminer la résistance à la compression par UCA qui consiste à la propagation d'onde à travers le laitier dans les conditions réelle du puits après 24.



Fig.26. Ultrasonic Cement Analyser UCA.

- **Mode opératoire:**

On prépare Le laitier de ciment à tester suivant la norme API, on le verse dans une cellule placée dans le puits de l'appareil qu'on la règle à la pression et température des puits de forage pour arriver aux conditions de ce dernier à étudier.

Chapitre V :

Résultats et discussions

I. Introduction :

Nous allons présenter les résultats et l'analyse des différents essais effectués durant notre test sur les laitiers de ciment avec et sans anti-mousse.

Ces tests sont effectués presque sous les mêmes conditions du puits de pétrole à cimenter.

II. Résultats et discussions :

II.1. Densité :

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau.13. Résultats des densités des différents laitiers de ciment.

Laitiers	Avec anti-mousse	Sans anti-mousse
Densité	1.90	2.21

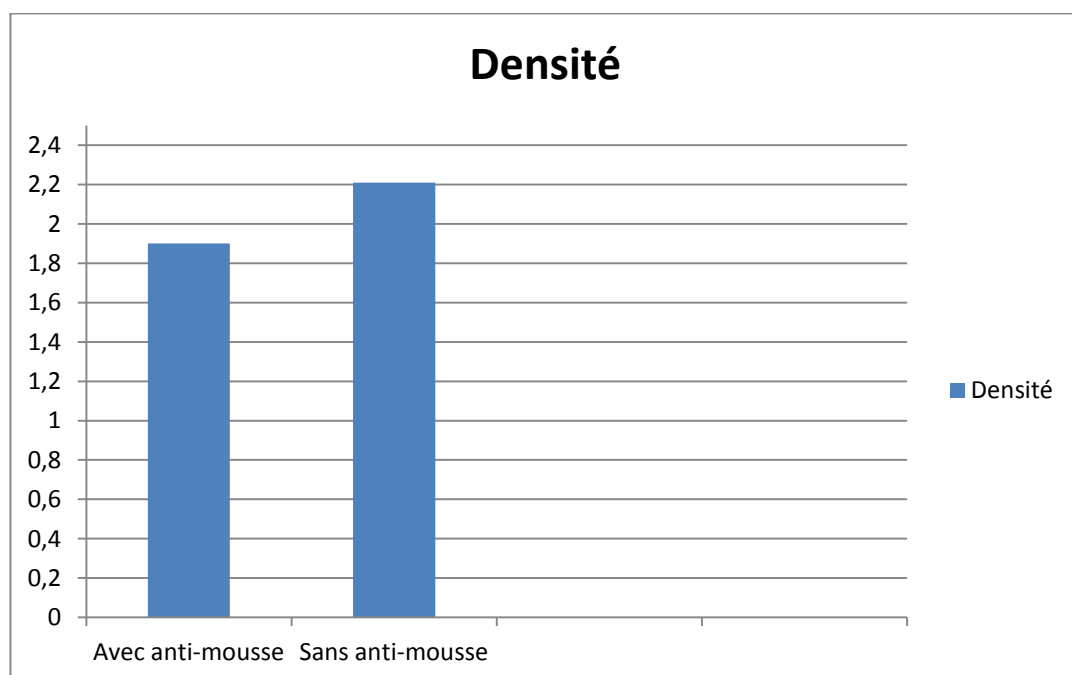


Fig.27. Présentation des densités des différents laitiers de ciments utilisés.

Interprétation des résultats :

D'après les résultats affichés dans le tableau(13), on distingue que le laitier sans anti-mousse est un peu plus dense que le laitier avec anti-mousse, donc la formation de la mousse au laitier a une influence sur la densité.

II.2. La viscosité plastique :

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau.14. Variation de viscosité en fonction de température .

Laitiers avec anti-mousse	à 25°C	à 62°C
Viscosité (cps)	54.9	77.8

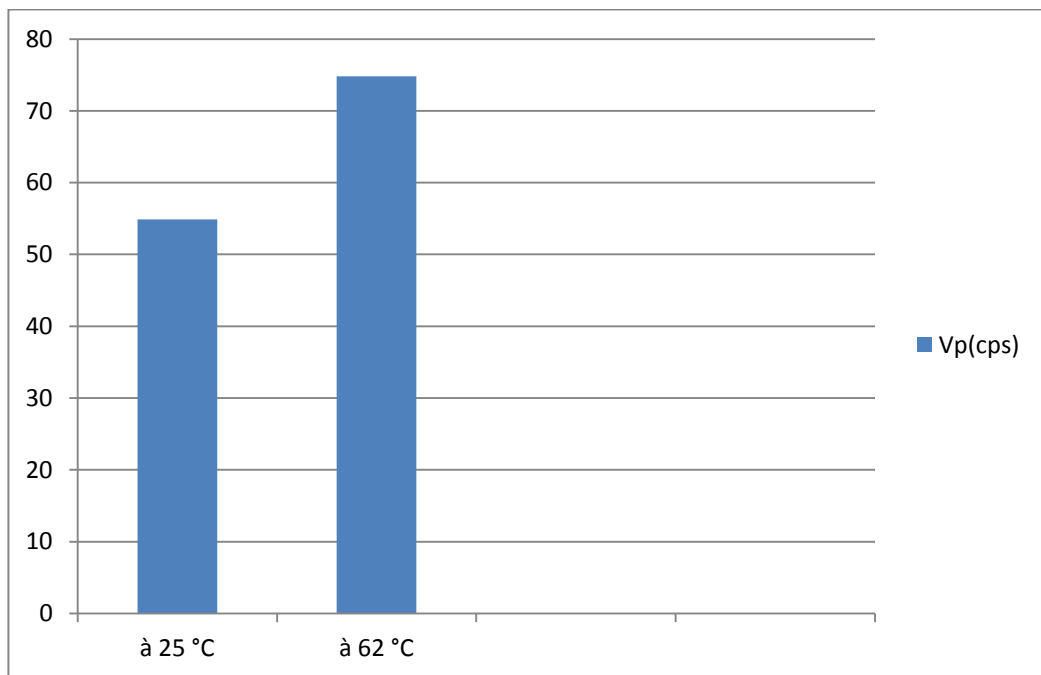


Fig.28. Présentation des paramètres rhéologiques « Viscosité plastique (Vp) ».

D'après les résultats affichés dans le tableau (14) on remarque que l'augmentation de la viscosité a une relation directe avec l'augmentation de température.

II.3. Résistance à la compression :

➤ La résistance à la compression libre :

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau.15. Effet de la mousse sur la résistance à la compression.

Laitiers	Avec anti-mousse	Sans anti-mousse
Résistances à la compression (PSI)	678.776436	543.891375

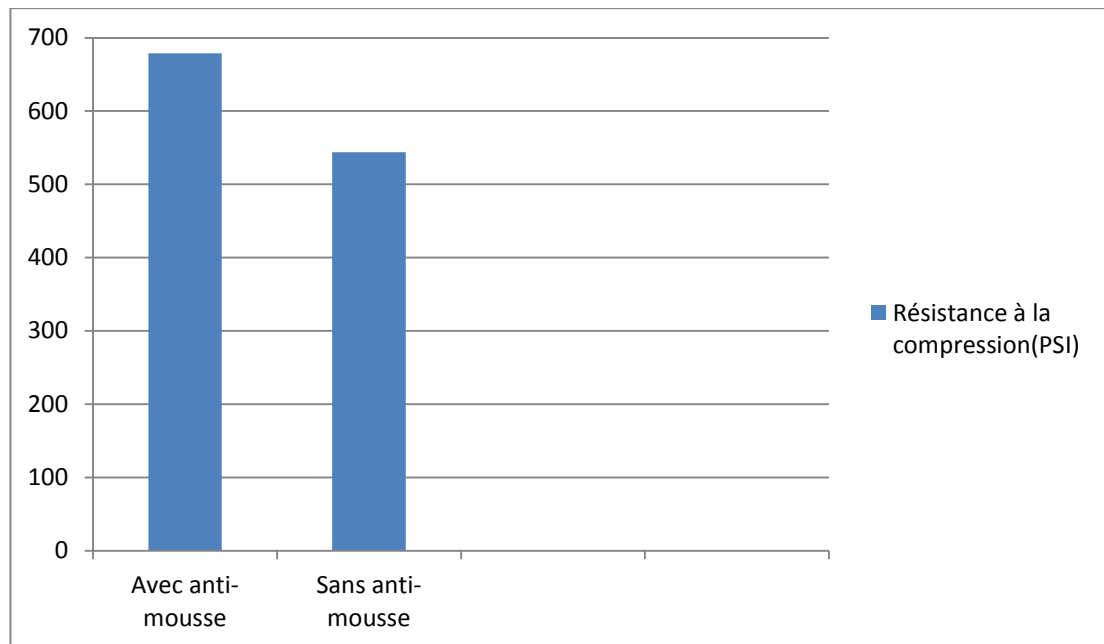


Fig.29. Présentation des résultats des résistances à la compression des différents laitiers.

Interprétation des résultats :

D'après les résultats affichés dans le tableau(15) on remarque que la résistance du laitier sans anti-mousse est inférieure à celle de laitier avec anti-mousse, cela est dû à la diminution de la mousse et un faible pourcentage de perméabilité (porosité faible) .Donc la mousse a un effet négatif sur la résistance à la compression.

La résistance à la compression libre est essentielle pour l'isolement des zones fragiles et le support des casings comme objectifs de la cimentation.

➤ **Résistance à la compression sous l'effet de température :**

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau.16. Effet de température sur la résistance à la compression.

Laitier avec anti-mousse	à 30 °C	à 70 °C	à 118 °C
Résistance à la compression (PSI)	678.776436	643.60479375	580.1508

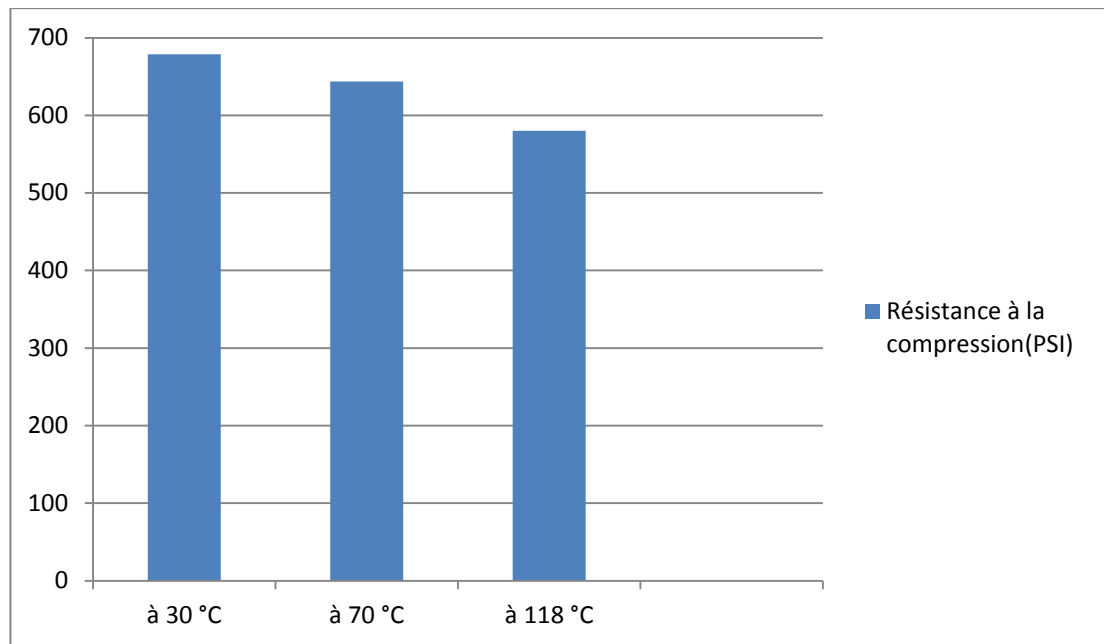


Fig.30. Présentation des résultats des résistances à la compression sous l'effet de température.

Interprétation des résultats :

D'après les résultats affichés dans le tableau (16), on remarque que la résistance à la compression du laitier a diminué avec l'augmentation de la température. Donc la température a un effet négatif sur la résistance à la compression.

Conclusion

Conclusion :

La cimentation des puits de pétrole rencontre d'énormes problèmes vu les conditions des puits entre autre : pression, température, structure géologique des formations. Donc il est nécessaire d'isoler ces formations et préparer un laitier de ciment conforme à ces exigences.

Notre étude nous confirme que la formation de la mousse dans un laitier de ciment provoque plusieurs problème tell que la mauvaise cimentation de puits, elle a une influence direct sur les caractéristiques rhéologiques et physico-mécaniques de laitier de ciment. Alors on résulte que la formation de la mousse dans le laitier a un effet sur :

- ✓ La densité.
- ✓ La résistance à la compression.
- ✓ La viscosité.

Donc il est recommandé d'utiliser l'anti-mousse dans le laitier de ciment parceque ce dernier cassent la mousse existant et empêchent une nouvelle formation de la mousse.

Annexe



Date: 12-Mar-19

OILSERV

CEMENT LABORATORY TEST REPORT

Client	SH
Field	MDZ
Job Type	13 3/8"CSG
Depth	2304 m

Well	MDZ-731
Rig Name	SPEC 236
BHST	93 degC
BHCT	62 degC

Reported By	Karim Djilali
Requested By:	Mourad Kaci
Temp Grad.	2.9/100 m
Test Pressure	4322 psi

Slurry Density	1.90SG
SVF%	42.33%

Yield	759.84 L/tonne
Mix water	433.33 L/tonne

Mix Fluid	442.38 L/tonne
Water	433.33 L/tonne

SLURRY COMPOSITION

Component	Code	Concentration	Batch Numers
CEMENT-G		Tonne	
Antifoam	C011	4.00 L/Tonne	1761512203
Fluid Loss	C306	0.25% BWOC	180657
Dispersant	C200	0.25% BWOC	13119
Retarder	C100	0.30% BWOC	13137

RHEOLOGY

(rpm)	25 degC	62 degC
300	63	102
200	45	78
100	29	51
60	21	40
30	12	33
6	6	24
3	5	21
Pv (cP)	54.9	77.8
Ty (lb/100ft ²)	8.66	24.95

10 sec gel	21
10 min gel	43

Consistency	Time
40 Bc	09:51 hr:mn
80 Bc	09:58 hr:mn

COMPRESSIVE TEST

Time	CS @ 97 degC
24:00 hr:mn	

FLUID LOSS

API Fluid Loss	190ml/30min
----------------	-------------

FREE FLUID

0.00%	In 2 hrs at 27 degC No Settling
-------	------------------------------------



REMARKS:	Rig Water Laboratory Samples Go No Go applied (ON71/OFF30/ON until end)
----------	--

not be liable for any consequences direct or indirect resulting from its use.

All information contained in this report is confidential and should not be disclosed to other persons other than the ones