

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département de forage et mécanique des chantiers pétrolier



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Science et Technologie

Spécialité : Forage

Présenté Par : AHMOUDA Marouane, BENNACEUR Hadj Soufiane, SOUID Oussama.

Thème :

L'effet de la chaleur géothermique sur les propriétés du ciment dans les puits pétroliers

Soutenu publiquement le : 07 / 06 / 2022.

Devant le jury :

| | | |
|-----------------------------|------------------|-------------|
| <i>Mme</i> BOUHADDA Mebarka | Président | UKM Ouargla |
| <i>Mr</i> TOUMI Nabil | Encadreur | UKM Ouargla |
| <i>Mme</i> HADJADJ Souad | Examineur | UKM Ouargla |

Année Universitaire : 2021 / 2022

Remerciement

Nous tenons, tout d'abord, à remercier Allah le tout puissant de la bonne santé, la volonté et la patience qu'il nous a donné tout au long de notre travail.

*Tous nos remerciements à notre encadreur **Mr TOUMI Nabil** pour avoir accepté de suivre cette étude.*

A vous messieurs les membres du jury, nous tenons à vous exprimer notre gratitude pour avoir bien voulu examiner notre travail.

A nos enseignants de la Département de forage et mécanique des chantiers pétrolier, nous ne vous remercierons jamais assez pour nous avoir amené à cet instant.

Nous remercions vivement toutes les personnes, membre de la famille, qui ont contribué de prêt ou de loin, à la réalisation et à la réussite de ce travail.

Oussama, Marouane, Soufiene

*C'est avec grand plaisir que nous dédions ce modeste
mémoire à **Nos familles et nos Amis...***

SOMMAIRE

| | |
|-------------------------------|----|
| Liste des Figures | II |
| Liste des Tableaux..... | IV |
| Nomenclature | V |
| Introduction générale : | 1 |

Chapitre I : Généralités sur la cimentation des puits pétroliers.

| | |
|---|----|
| I.1. Concept de forage rotatif pétrolier : | 4 |
| I.2. But de la cimentation d'un puits pétrolier : | 5 |
| I.3. Les différents cas des opérations de cimentation : | 6 |
| I.3.1. La cimentation primaire : | 6 |
| I.3.2. La cimentation primaire étagée : | 7 |
| I.3.3. Cimentation de remédiation : | 8 |
| I.3.3.1. Cimentation par compression (Squeeze) : | 8 |
| I.3.3.2. Bouchons de ciment : | 9 |
| I.4. Le ciment pétrolier : | 9 |
| I.4.1. Fabrication des ciments Portland: | 9 |
| I.4.2. Classification des ciments Portland: | 10 |
| I.4.3. Additifs de ciment : | 12 |
| I.4.3.1. Accélérateurs : | 12 |
| I.4.3.2. Retardateurs : | 13 |
| I.4.3.3. Allégeant : | 13 |
| I.4.3.4. Alourdissant : | 13 |
| I.4.3.5. Additifs de contrôle de filtration : | 14 |
| I.4.3.6. Agents spéciaux : | 14 |
| I.5. Les caractéristiques de laitier de ciment : | 14 |
| I.5.1. La rhéologie : | 14 |
| I.5.2. La densité : | 16 |
| I.5.5. Le filtrat : | 17 |
| I.5.6. L'eau libre : | 17 |

| | |
|--|----|
| I.5.7. Le temps de pompabilité : | 17 |
| I.5.8. La résistance à la compression : | 17 |
| I.5.9. La perméabilité : | 18 |
| I.6. Contrôle et évaluation des cimentations : | 18 |
| I.6.1. Tests hydraulique : | 18 |
| I.6.1.1. Test de pression : | 18 |
| I.6.1.2. Test d'afflux : | 19 |
| I.6.2. Logging acoustique : | 19 |
| I.6.2.1. Cement bond log (CBL): | 20 |
| I.6.2.2. Radial bond log : | 21 |
| I.6.2.3. Ultrasonique log : | 21 |

Chapitre II : Estimation des propriétés géothermiques pour les puits HTBF-1, BRS-3 et HAB-1.

| | |
|--|----|
| II.1. Origine de la chaleur terrestre : | 24 |
| II.2. Présentation des puits d'étude : | 25 |
| II.2.1. Le puits « HTBF-1 » : | 25 |
| II.2.2. Le puits « BRS-3 bis » : | 28 |
| II.2.3. Le puits « HAB-1 » : | 31 |
| II.3. Méthodes et formules: | 34 |
| II.3.1. Gradient géothermique : | 34 |
| II.3.1.1. Enregistrement de température de fond : | 34 |
| II.3.1.2. Données de température de DST : | 35 |
| II.3.1.3. Correction des températures enregistrées : | 35 |
| II.3.2. La Conductivité thermique : | 36 |
| II.3.2.1. La Conductivité primaire : | 36 |
| II.3.2.2. Conductivité thermique in situ : | 37 |
| II.3.3. Le flux de chaleur : | 38 |
| II.4. Présentation des résultats : | 39 |
| II.5. Analyse et discussion : | 43 |

Chapitre III : Evaluation les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

| | |
|---|----|
| III.1. Objectif : | 45 |
| III.2. Matériels et méthodes : | 45 |
| III.2.1. Formulation de l'échantillon de laitier de ciment | 45 |
| III.2.2. Le mixage : | 46 |
| III.2.3. La densité : | 47 |
| III.2.4. Le conditionnement : | 47 |
| III.2.5. Test rhéologique : | 48 |
| III.2.6. Le temps de pompabilité (Thickening Time) : | 50 |
| III.2.7. Le filtrat (Fluid Loss) : | 50 |
| III.3. Résultats des tests : | 52 |
| III.3.1. Présentation des résultats de mesure des paramètres rhéologiques : | 52 |
| III.3.2. Présentation des résultats de mesure de temps de pompabilité : | 53 |
| III.3.3. Présentation des résultats de mesure de filtrat : | 54 |
| III.4. Développement de modèles prédictifs pour les propriétés du laitier de ciment : | 54 |
| III.5. Analyse et discussion : | 56 |
| Conclusion générale : | 58 |

Liste des Figures

| Figure | Titre | Page |
|---------------------|---|-------------|
| Chapitre I | | |
| I.1 | Opération de forage rotatif pétrolier | 4 |
| I.2 | Construction d'un puits pétrolier | 5 |
| I.3 | Les étapes de la cimentation primaire | 7 |
| I.4 | La cimentation primaire étagée | 8 |
| I.5 | Processus de la fabrication du ciment | 10 |
| I.6 | contrainte de cisaillement en fonction de taux de cisaillement d'un fluide de Bingham | 15 |
| I.7 | Test de pression au sabot | 19 |
| I.8 | (a) Affichage du LOG CBL; (b) Configuration d'outil CBL-VDL | 20 |
| I.9 | (a) Affichage du log ultrasonique, (b) L'outil de log ultrasonique | 22 |
| Chapitre II | | |
| II.1 | Localisation géographique des puits d'étude | 25 |
| II.2 | Profil du puits « HTBF-1 » | 27 |
| II.3 | Profil du puits « BRS-3 bis » | 30 |
| II.4 | Profil du puits « HAB-1 » | 33 |
| II.5 | Variations de la conductivité thermique des formations en fonction de la profondeur pour les puits HTBF-1, BRS-3 et HAB-1 | 42 |
| II.6 | Flux de chaleur géothermique pour les puits HTBF-1, BRS-3 et HAB-1 | 42 |
| Chapitre III | | |
| III.1 | Mixeur API | 46 |
| III.2 | Densimètre | 47 |
| III.3 | Consistomètre atmosphérique | 48 |
| III.4 | Rhéomètre | 49 |
| III.5 | Consistomètre pressurisé (HTHP) | 50 |

| | | |
|---------------|---|----|
| III.6 | Filtre presse | 51 |
| III.7 | La variation de viscosité plastique en fonction de température | 52 |
| III.8 | Les variations de gel strength et de yield value en fonction de température | 53 |
| III.9 | La variation de temps de pompabilité en fonction de température | 53 |
| III.10 | La variation de volume de filtrat en fonction de température | 54 |

Liste des Tableaux

| Figure | Titre | Page |
|---------------------|---|-------------|
| Chapitre I | | |
| I.1 | Teneur en eau normale du ciment (API Spec. 10A) | 11 |
| Chapitre II | | |
| II.1 | Localisation du puits « HTBF-1 » | 25 |
| II.2 | Stratigraphie du puits « HTBF-1 » | 26 |
| II.3 | Localisation du puits « BRS-3 bis » | 28 |
| II.4 | Stratigraphie du puits « BRS-3 bis » | 28 |
| II.5 | Localisation du puits « HAB-1 » | 31 |
| II.6 | Stratigraphie du puits « HAB-1 » | 31 |
| II.7 | Conductivités thermiques des principaux constituants [$\text{Wm}^{-1}\text{°C}^{-1}$] | 36 |
| II.8 | Résultats des calculs pour le puits « HAB-1 » | 39 |
| II.9 | Résultats des calculs pour le puits « HTBF-1 » | 40 |
| II.10 | Résultats des calculs pour le puits « BRS-3 » | 41 |
| Chapitre III | | |
| III.1 | Composition du laitier | 46 |
| III.2 | Lecteur donnée par Rhéomètre | 52 |
| III.3 | Résultats de temps de pompabilité (lecteur à 100 BC) | 53 |
| III.4 | Résultat de test de filtrat | 54 |

Nomenclature

API : American Petroleum Institute

BHST : Bottom Hole Static Temperature

BHCT : Bottom Hole Circulating Temperature

WOC : Wait On Cement

τ : Contrainte de cisaillement

τ_0 : Limite d'élasticité

γ : Taux de cisaillement

d_L : densité du laitier

M_C : masse de ciment

M_E : masse d'eau

M_{AD} : masses des additifs

V_C : volume de ciment

V_E : volume d'eau

V_{AD} : volumes des additifs

R : rendement de ciment

HPHT : High Pressure High Temperature

CBL : Cement bond log

VDL : Variable-density log

UTM : Universal Transverse Mercator

BHT : Bottom Hole Temperature

t_{circ} : temps de circulation

t_s : temps d'arrêt

DST : Drillstem Test

T_∞ : BHT à l'état d'équilibre

A : l'inclinaison de la droite de Horner

K_s : Conductivité thermique de la matrice

K_i : Conductivité thermique de constituant

Pi : Proportion volumique de constituant

Kr : conductivité thermique de la roche

K_w : la conductivité de la phase liquide

\emptyset : La porosité de l'échantillon

q_0 : Flux de chaleur

ΔZ : Épaisseur de l'unité de roche

T_0 : température de surface

T_b : température de fond corrigée

V_p : viscosité plastique

Y_p : limite d'élasticité

G_s : résistance du gel

F : le filtrat

T_p : temps de pompabilité

Introduction générale :

La cimentation est sans doute l'étape la plus critique dans la construction d'un puits. Lors du forage d'un puits, les formations qui offraient à l'origine des joints entre les zones perméables sont pénétrées, ouvrant la possibilité aux fluides de formation avec des pressions interstitielles différentes de migrer d'une zone perméable à une autre ou même de revenir à la surface. Une combinaison de tubage et de ciment est utilisée pour former des barrières hydrauliques qui rétablissent ces étanchéités, isolent les zones perméables et empêchent l'apparition de migrations de fluides.

Le ciment doit conserver son statut de barrière tout au long de la vie du puits, du forage à la production et jusqu'à l'abandon définitif des puits. L'incapacité du ciment à fournir une étanchéité hydraulique appropriée peut entraîner une perte de production, des écoulements croisés de fluides, la contamination des aquifères, une pression de tubage soutenue ou une perte de contrôle du puits.

Les puits sont cimentés depuis le début du XXe siècle. Bien que la méthode de base pour placer le ciment dans un puits soit restée relativement inchangée depuis que la méthode de la pompe et du bouchon a été introduite pour la première fois par A.A. Perkins en 1910, la technologie de cimentation a considérablement évolué au fil des ans et continue de le faire aujourd'hui. Ces progrès ont été motivés par la nécessité de relever les défis et les exigences sans cesse croissants présentés par la cimentation des puits HTHP, en eau profonde et horizontaux. [1]

Résultant de la chaleur intérieure de la terre, la température géothermique (c'est-à-dire la température de formation statique) augmente généralement avec la profondeur verticale. Les températures du puits de forage sont essentielles dans la conception d'un projet de cimentation. Il y a essentiellement trois températures différentes à prendre en compte : la température de circulation du fond du trou (BHCT), la température statique du fond du trou (BHST) et le différentiel de température, qui est la différence de température entre le haut et le bas du placement du ciment. Connaître la température réelle que le ciment rencontrera lors de la mise en place permet aux opérateurs d'optimiser la conception du laitier. [2]

Le but de cette étude est de vérifier l'effet de la température géothermique sur les propriétés du laitier de ciment lors de la mise en œuvre d'un procédé de cimentation de puits de pétrole. Notre étude comprend également une présentation de la façon de détermination des caractéristiques géothermiques de trois puits situés au niveau du bassin d'Amguid Messaoud.

Ce travail se compose de trois chapitres, le premier chapitre comprend des généralités sur le ciment des puits de pétrole, tandis que le deuxième chapitre nous a présenté une étude géothermique des puits HTBF-1, BRS-3 et HAB-1, où nous avons vérifié la chaleur géothermique sur la base des données dont nous disposons.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté et discuté les résultats d'une expérience de laboratoire réalisée sur un laitier de ciment, dont le but est de suivre les changements des propriétés du laitier de ciment avec le changement de température.

Chapitre I : Généralités sur la cimentation des puits pétroliers.

La cimentation est le processus consistant à placer une suspension de ciment dans un puits en mélangeant du ciment en poudre, des additifs et de l'eau à la surface et en la pompant par déplacement hydraulique jusqu'à l'emplacement souhaité.

Ainsi, le laitier de ciment durci ou ayant réagi devient du ciment « pris », un solide rigide qui présente des caractéristiques de résistance favorables.

I.1. Concept de forage rotatif pétrolier :

Le forage est effectué à l'aide d'une tête de forage rotatif qui pénètre la formation, en temps parallèle une boue est circulée en continue transportant la roche fragmentée (les débris de forage vers la surface). La boue de forage est pompée de la surface au fond, elle assure le refroidissement de l'outil de forage et remonte dans l'espace annulaire pour se débarrasser des déblais en surface, elle permet de contrôle de la pression du puits au cours du forage, elle forme une colonne à l'intérieur en exerçant une pression hydrostatique qui peut être modifiée en modifiant la densité de la boue, ceci est illustré sur la figure (I.1) .

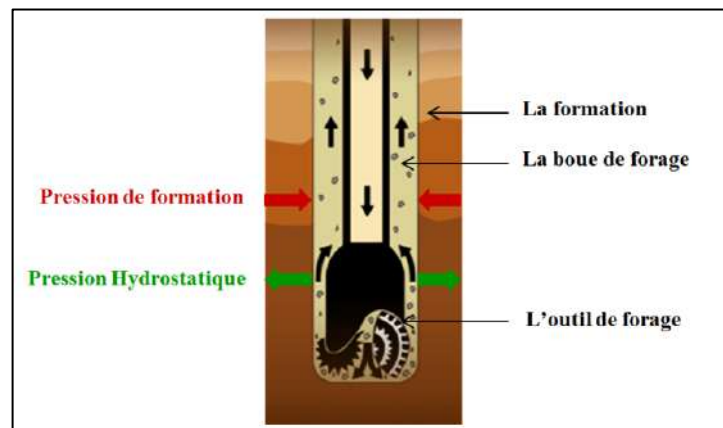


Figure I.1 : Opération de forage rotatif pétrolier.

Le puits est foré par sections depuis la surface jusqu'à la zone de production. Il n'est pas possible de forer le puits dans une section en raison de la différence des propriétés des formations. Chaque section de la formation, après avoir été forée, doit être scellée en faisant passer un tuyau en acier appelé tubage. L'espace annulaire entre le tubage et le forage est rempli de ciment. La figure (I.2) représente la construction d'un puits pétrolier.

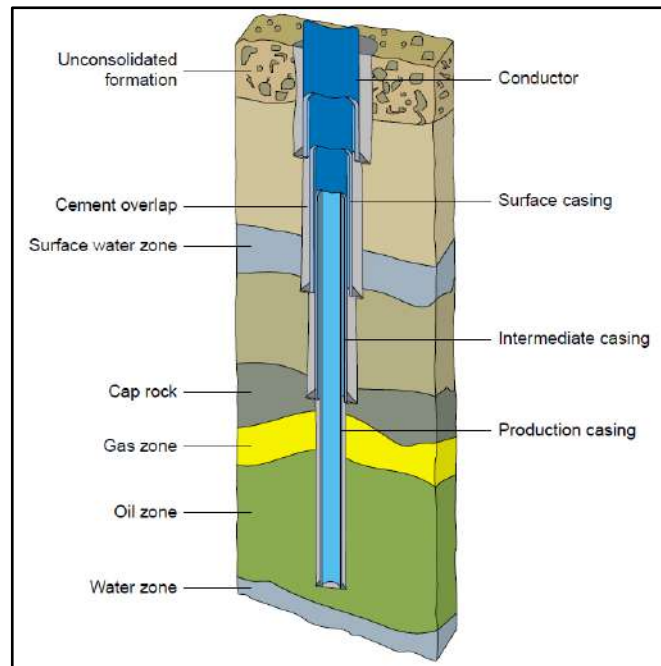


Figure I.2 : Construction d'un puits pétrolier. [4]

I.2. But de la cimentation d'un puits pétrolier :

La cimentation est le processus consistant à placer une suspension de ciment dans un puits en mélangeant du ciment, des additifs et de l'eau à la surface et en la pompant par déplacement hydraulique jusqu'à l'emplacement souhaité. La cimentation primaire est une procédure critique dans le processus de construction de puits. La gaine de ciment offre un certain nombre de fonctions importantes, notamment :

- Assurer l'étanchéité entre le tubage et la formation.
- Prévenir l'éboulement des parois du puits.
- Empêcher la communication entre les zones productrices du forage et bloquer l'échappement des fluides vers la surface.
- Ancrer et soutenir la colonne de tubage et protéger le tubage en acier contre la corrosion par les fluides de formation.
- Assurer une longévité du puits.

I.3. Les différents cas des opérations de cimentation :

I.3.1. La cimentation primaire :

La cimentation primaire consiste à placer une gaine de ciment dans l'espace annulaire entre le tubage et la formation. La plupart des opérations de cimentation primaire utilisent une méthode de placement de ciment à deux bouchons.

Une fois qu'un intervalle de puits a été foré à la profondeur souhaitée, Les étapes suivantes sont effectuées :

1. La tige de forage est retirée et une colonne de tubage est descendue au fond du trou de forage. Le bas de la colonne de tubage est généralement équipé d'un sabot de protection et les centreurs maintiennent le tubage centré dans le puits de forage.
2. Les lavages chimiques et les fluides d'espacement (Spacer) sont pompés à l'intérieur du tubage, déplaçant ainsi le fluide de forage.
3. Un bouchon inférieur est inséré, suivi d'un volume de laitier de ciment suffisant pour remplir l'espace annulaire. Le pompage continu de la suspension de ciment force le fluide de forage hors de l'intérieur du tubage, vers le haut de l'espace annulaire et hors du puits de forage.
4. Lorsque le bouchon inférieur atterrit au fond de la colonne de tubage, une membrane dans le bouchon se rompt, ouvrant une voie permettant au laitier de ciment d'entrer dans l'espace annulaire. Un bouchon supérieur est inséré après le laitier de ciment, et le bouchon supérieur est ensuite suivi d'un fluide de déplacement.
5. Le pompage du fluide de déplacement force le bouchon supérieur vers le bas jusqu'à ce qu'il atterrisse sur le bouchon inférieur, isolant ainsi l'intérieur du tubage et l'espace annulaire et remplissant l'espace annulaire de laitier de ciment. [3]

La figure (I.3) représente les étapes de la cimentation primaire.

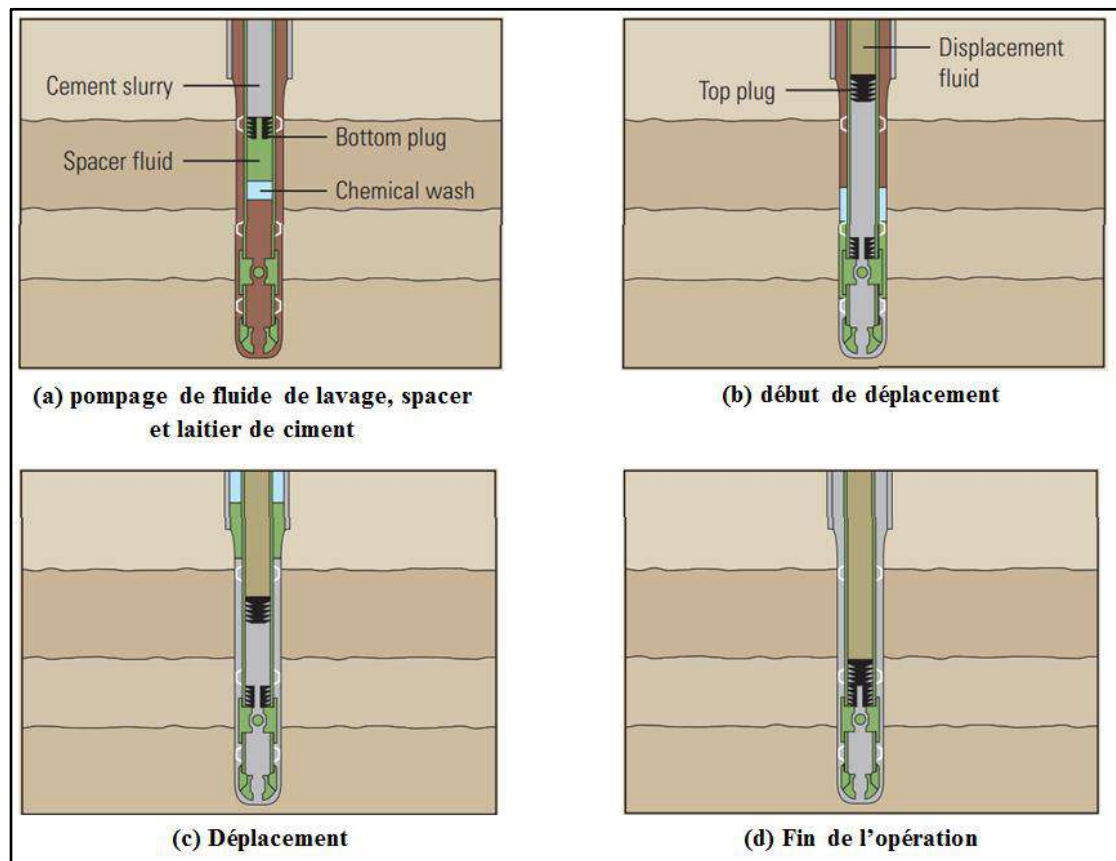


Figure I.3 : Les étapes de la cimentation primaire. [3]

I.3.2. La cimentation primaire étagée :

Cette procédure de cimentation est utilisée lorsque le débit de pompage est grand, les pressions de pompage élevées ou la pression hydrostatique pouvant dépasser la pression de fracture de certaines formations. L'opération se décompose en deux étapes :

Première étape : la cimentation de cette partie du travail est similaire à la cimentation en une seule étape. Un bouchon spécial est utilisé pour passer librement à travers le stage collar. la première étape est effectuée après que le bouchon de ciment ait atterri sur le landing collar.

Deuxième étape : cette dernière partie du travail nécessite l'utilisation d'un stage collar qui permet de pomper le ciment de la partie interne de la colonne de tubage dans l'espace annulaire. Les ouvertures du stage collar sont obturées par le manchon intérieur. Lorsque la première étape est terminée, une fléchette spéciale tombe de la surface et atterrit dans le manchon intérieur, puis

la pression est augmentée au-dessus de la fléchette pour ouvrir les orifices. L'espace annulaire est cimenté en pompant de laitier à travers les orifices, puis un bouchon de ciment est lâché et déplacé par les fluides de forage jusqu'à ce qu'il atterrisse au niveau du stage collar. [4]

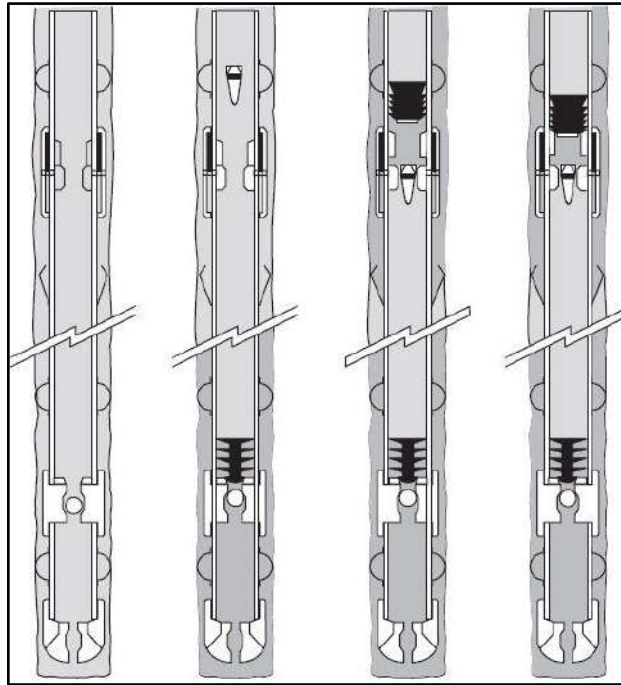


Figure I.4 : La cimentation primaire étagée. [4]

I.3.3. Cimentation de remédiation :

I.3.3.1. Cimentation par compression (Squeeze) :

Ce type de travaux consiste à forcer le laitier de ciment à travers un tubage perforé dans l'espace annulaire ou la formation. Le processus de pressage est effectué comme une opération corrective et il est appliqué à :

- Maximiser la production de pétrole en scellant les zones de production de gaz et d'eau.
- Cimentation des parties de l'espace annulaire en cas d'échec de cimentation primaire.
- Sceller la circulation perdue.
- Empêcher la migration des fluides indésirables vers les zones de production.
- Réparation du tubage en forçant le ciment aux points de fuite. [4]

I.3.3.2. Bouchons de ciment :

Les bouchons de ciment sont placés dans le tubage ou le trou ouvert à plusieurs fins :

- Abandonner les zones épuisées
- Scellement des zones de circulation perdues
- Forage dévié ou directionnel
- Abandonner tout le puits

La technique la plus courante est celle des bouchons équilibrés. Elle est réalisée en exécutant un train de tiges de forage ou des tubes à la profondeur souhaitée. La contamination par la boue est évitée en pompant l'entretoise pour assurer un placement correct. Les volumes doivent être soigneusement calculés pour obtenir une hauteur égale de ciment dans l'espace annulaire et le train de tiges de forage lors de l'achèvement du déplacement, puis le train est tiré lentement sans rotation afin de ne pas perturber le bouchon de ciment équilibré. [4]

I.4. Le ciment pétrolier :

Le ciment est le matériau utilisé dans toutes les opérations de cimentation. Le type le plus courant est de loin le ciment API Oilwell, connu officieusement sous le nom de ciment portland. D'une manière générale, le ciment pour champs pétrolifères est plus mince et présente beaucoup moins de résistance que le ciment ou le béton utilisé pour la construction en raison de l'exigence qu'il soit hautement pompable dans un anneau relativement étroit sur longues distances.

Le laitier de ciment, généralement formé en mélangeant du ciment Portland, de l'eau et des additifs secs et liquides, divers additifs sont utilisés pour contrôler la densité, le temps de prise, la résistance et les propriétés d'écoulement. [2]

I.4.1. Fabrication des ciments Portland:

Les matières premières de base utilisées pour fabriquer les ciments Portland sont le calcaire (carbonate de calcium) et l'argile ou le schiste. Le fer et l'alumine sont fréquemment ajoutés s'ils ne sont pas déjà présents en quantité suffisante dans l'argile ou le schiste.

Ces matériaux sont mélangés ensemble, humides ou secs, et introduits dans un four rotatif, qui fusionne le laitier de calcaire à des températures allant de 2600 à 3000 °F (1430 à 1650 °C) en un matériau appelé clinker de ciment. Après refroidissement, le clinker est pulvérisé et mélangé avec une petite quantité de gypse pour contrôler le temps de prise du ciment fini. [2]

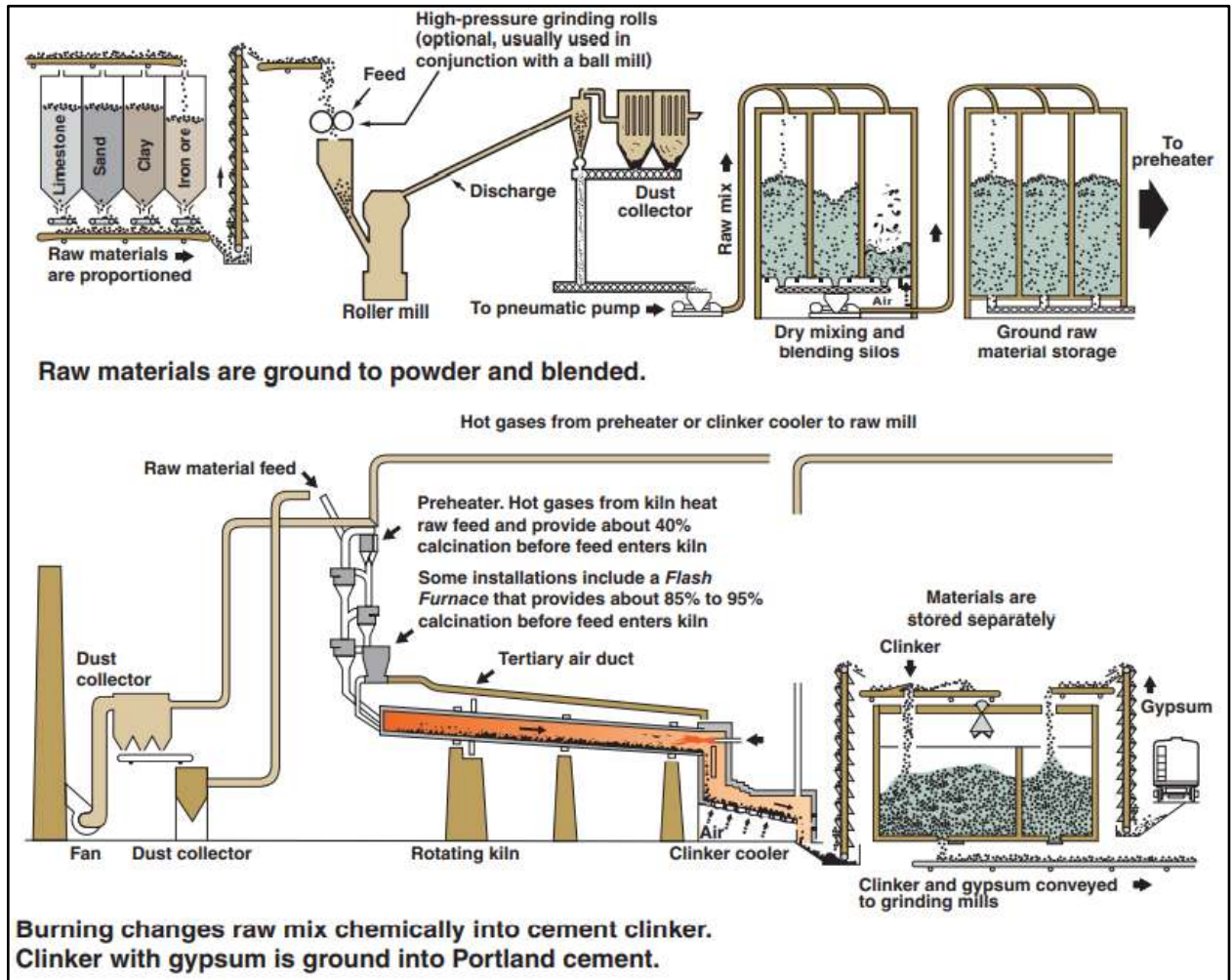


Figure I.5 : Processus de la fabrication du ciment. [2]

I.4.2. Classification des ciments Portland:

L'industrie pétrolière achète des ciments fabriqués principalement conformément aux classifications API telles que publiées dans API Spec.10A. Les différentes classes de ciments API à utiliser à des températures et pressions de fond sont définies ci-dessous :

1. **Classe A** : Utilisable de la surface à 1829m de profondeur lorsque aucune caractéristique particulière demandée.
2. **Classe B** : Utilisable de la surface à 1829m de profondeur lorsque les conditions nécessitent un ciment à résistance modérée ou élevée aux sulfates.
3. **Classe C** : Utilisable de la surface à 1829m de profondeur lorsque l'on désire une forte résistance initiale à la compression ; existe une faible, moyenne et forte résistance aux sulfates.
4. **Classe D** : Utilisable de 1829m à 3050m de profondeur lorsque la température et la pression sont moyennement fortes.
5. **Classe E** : Utilisable de 3050m à 4270m de profondeur pour des températures et des pressions extrêmement élevées, existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
6. **Classe F** : Utilisable de 3050m à 4880m de profondeur pour les températures et les pressions très élevées existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
7. **Classe G** : C'est un ciment de base utilisable de la surface à 2438m de profondeur, il peut être utilisé avec des accélérateurs ou retardateurs de prise pour couvrir de grandes gammes de profondeur et de température, il existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
8. **Classe H** : Utilisable dans les mêmes conditions que le ciment classe G, mais prévu pour des densités de laitier supérieures. Disponible en type, moyenne résistance aux sulfates. [5]

Les exigences physiques des différentes classes de ciment données dans API Spec. 10A s'appliquent aux échantillons de ciment préparés selon les spécifications API. Pour assurer l'uniformité des essais, il est nécessaire de spécifier la quantité d'eau à mélanger avec chaque type de ciment. Ces rapports de teneur en eau, indiqués dans le tableau (I.1), sont souvent référencés à la teneur en eau normale ou « API water » de la classe de ciment. [2]

Tableau I.1 : Teneur en eau normale du ciment (API Spec. 10A). [2]

| Classe de ciment API | Eau % par rapport poids de ciment | Eau | |
|-------------------------|--------------------------------------|--------------|-------------|
| | | Gallon / sac | Litre / sac |
| A et B | 46 | 5.19 | 19.6 |
| C | 56 | 6.32 | 23.9 |
| D, E, F et H | 38 | 4.29 | 16.2 |
| G | 44 | 4.97 | 18.8 |

I.4.3. Additifs de ciment :

Les additifs sont des produits chimiques que nous mélangeons avec le ciment soit à sec dans le ciment, soit à l'eau de mixage en vue d'obtenir un laitier aux propriétés particulières, Ces additifs peuvent être classés comme :

I.4.3.1. Accélérateurs :

Des accélérateurs sont ajoutés pour raccourcir le temps de prise du ciment et cela réduira le temps de forage en attendant le ciment (WOC). Les accélérateurs sont cruciaux dans les puits peu profonds où la température du fond est basse. A des profondeurs élevées, les accélérateur ne sont pas nécessaires, car le puits est suffisamment chaud et le temps de prise sera normal. Le temps WOC est généralement basé sur le temps nécessaire pour obtenir une résistance à la compression de 500 psi du ciment. [5]

Les produits chimiques utilisés comme accélérateurs sont les suivants ;

- Chlorure de calcium 1,5 – 2,0 %
- Chlorure de sodium 2,0 – 2,5 %
- Eau de mer

I.4.3.2. Retardateurs :

Les retardateurs ont la fonction opposée à celle des accélérateurs car ils sont utilisés pour prolonger le temps de prise du ciment afin d'empêcher la prise prématurée du ciment. Les retardateurs sont utilisés dans la section de trou plus profonde où la pression et la température du fond du trou sont élevées. [5]

Les produits chimiques utilisés comme retardateurs sont les suivants ;

- Lignosulfanate de calcium
- Solution saline saturée

I.4.3.3. Allégeant :

Ce sont des additifs légers utilisés pour réduire la densité du laitier. Certaines sections du puits peuvent nécessiter une densité de ciment réduit car le gradient de fracture de la formation est assez faible. Avec une densité de ciment normale, cela peut entraîner des pertes de ciment et entraîner un mauvais travail de ciment. La réduction de la densité du ciment entraînera une diminution de la résistance à la compression et une augmentation du temps de prise. [5]

Les produits chimiques utilisés comme additifs légers sont les suivants ;

- Bentonite (2%-16%)
- Pouzzolane
- Terre de diatomée (10%-40%)

I.4.3.4. Alourdissant :

On alourdit le ciment soit par densification (réduction du rapport Eau/Ciment) et l'emploi de dispersants, soit par ajout de produits à densité élevée. L'augmentation de la densité permet de contrôler les pressions de fond élevées. [5]

Les produits chimiques utilisés comme additifs lourds sont les suivants ;

- Barytine
- Hématite
- Sable

I.4.3.5. Additifs de contrôle de filtration :

Un processus de filtration se produit lorsqu'un laitier de ciment est placé sur une formation perméable sous pression. La phase aqueuse de la suspension s'échappe dans la formation, laissant les particules de ciment derrière. [5]

Les produits chimiques utilisés comme additifs de perte de fluide sont les suivants ;

- Polymères organiques 0,5 – 1,5 %
- Carboxyméthyl hydroxyéthyl cellulose 0,3 % – 1,0 %

I.4.3.6. Agents spéciaux :

Un certain nombre de matériaux ajoutés aux laitiers de ciment ne rentrent dans aucune catégorie générale. Ceux-ci comprennent : [5]

- Agents antimousses,
- Additifs fibreux pour améliorer la durabilité du ciment,
- Décontaminant de boue de forage,
- Les gélifiants.

I.5. Les caractéristiques de laitier de ciment :**I.5.1. La rhéologie :**

La mesure physique des propriétés rhéologiques des laitiers de ciment avec les évolutions d'additifs sont des outils importants dans les travaux de cimentation pour comprendre correctement la mise en place des laitiers de ciment sans accident.

Du point de vue rhéologique, les laitiers de ciment sont des fluides non newtoniens. Ils ont une limite d'élasticité, ce qui signifie qu'une contrainte de cisaillement supérieure à une certaine contrainte seuil doit être appliquée afin de mettre le fluide en mouvement. Cela implique que, dans une conduite comme le cas d'un annulaire de puits, un gradient de pression fini doit être appliqué pour qu'un débit d'écoulement commence. Lorsque la contrainte de cisaillement dans la suspension est supérieure à la limite d'élasticité, la suspension se comporte comme un fluide visqueux. [5]

Le modèle rhéologique le plus simple qui décrit un tel comportement est le modèle de Bingham. Le modèle de Bingham stipule que la contrainte de cisaillement est une fonction linéaire du taux de cisaillement lorsque la contrainte de cisaillement est supérieure à la limite d'élasticité (Figure I.6).

La pente de la courbe de contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement est appelée la viscosité plastique de la suspension,

Le modèle de Bingham peut être représenté par l'équation d'écoulement comme suit :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma \quad (\text{I.1})$$

Où

τ : Contrainte de cisaillement

τ_0 : Limite d'élasticité

μ_p : viscosité plastique

γ : Taux de cisaillement

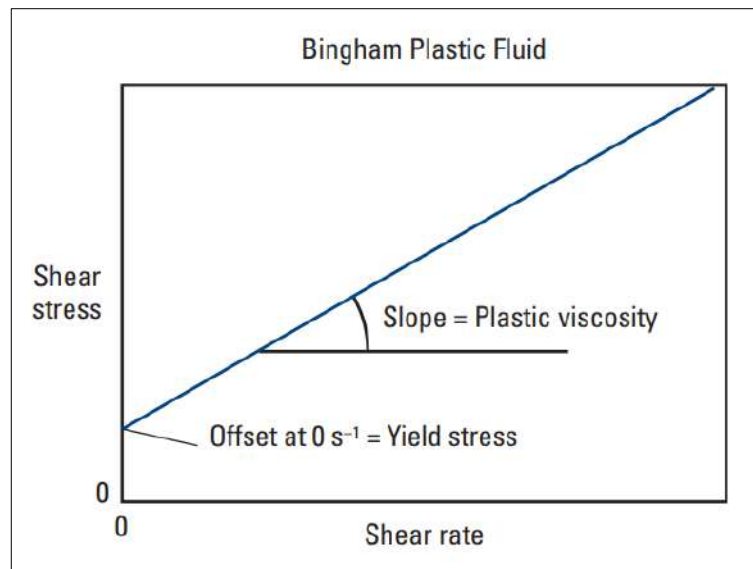


Figure I.6 : contrainte de cisaillement en fonction de taux de cisaillement d'un fluide de Bingham. [3]

I.5.2. 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 des différents additifs entrant dans la composition du laitier.

$$d_L = \frac{M_C + M_E + \Sigma M_{AD}}{V_C + V_E + \Sigma V_{AD}} \quad (I.2)$$

Où : d_L : densité du laitier.

M_C : masse de ciment.

V_C : volume de ciment.

M_E : masse d'eau.

V_E : volume d'eau.

M_{AD} : masses des additifs.

V_{AD} : volumes des additifs.

I.6.3. Rendement :

C'est le volume de laitier obtenu par tonne de ciment. On ne le mesure pas, il se calcule simplement par la formule : [6]

$$R = 1000 \times \frac{V_C + V_E + \Sigma V_{AD}}{M_C} \quad (I.3)$$

Exprimé en litres/tonnes

I.6.4. La thixotropie :

Les laitiers de ciments thixotropiques ont une grande capacité de développer un gel qui se forme rapidement en l'absence d'agitation ou d'écoulement. Ce gel est détruit après agitation. L'emploi de laitier de ciment thixotropique paraît adapté aux problèmes de pertes dans des terrains fissurés. Par la gélification du laitier dans les fissures et qui empêche par la suite le cheminement du gaz et d'autres fluides de formation. Densités légèrement plus basses que celles des laitiers classiques. [6]

I.5.5. 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 ou moins grande d'eau. Le phénomène de filtration va entraîner une déshydratation prématurée du laitier qui pourra devenir impompable et fera prise dans de mauvaises conditions. La filtration du laitier de ciment est mesurée comme celle de la boue avec un filtre-presse API à température ambiante et sous 7 bars ou d'un filtre-presse HP-HT, lorsqu'on veut simuler les conditions de fond. [6]

I.5.6. L'eau libre :

Après sa mise en place dans le puits, le laitier de ciment a tendance à se précipiter et à former un anneau d'eau à la partie supérieure de la gaine de ciment. Ce phénomène est dû à la différence de densité des différents produits composants du laitier. L'eau, étant de densité la plus faible par rapport aux autres particules, remonte à la partie supérieure de la colonne de ciment. Ce phénomène d'eau libre est plus néfaste dans les drains horizontaux. [6]

I.5.7. Le temps de pompabilité :

C'est le temps mis par le laitier, maintenu en agitation sous conditions de pression et de température, pour atteindre une consistance de 100 Poises. Pratiquement, il correspond à la durée pendant laquelle le laitier reste pompable. Le temps de pompabilité d'un laitier est estimé à l'aide d'un consistomètre tout en tenant compte des paramètres influençant sur la prise (l'agitation, la pression et la température qu'il subira lors de son refoulement dans le puits). [6]

I.5.8. La résistance à la compression :

Le ciment doit supporter :

- Les vibrations dues au forage et aux perforations ;
- Les contraintes dues à la pression régnant à l'intérieur du tubage ;
- Les contraintes dues aux différences de températures entre l'intérieur et l'extérieur de la gaine de ciment. [6]

Ces contraintes dépendent des conditions du puits et peuvent nécessiter des résistances supérieures à 100 bars.

I.5.9. La perméabilité :

La perméabilité est définie comme étant l'aptitude d'un ciment durci à se laisser traverser par les fluides. Elle dépend du type de ciment, des conditions de pression et température, de l'âge du ciment. La perméabilité d'un ciment durci évolue parallèlement à sa résistance à la compression. La perméabilité doit être la plus faible possible afin que le ciment remplisse sa fonction d'étanchéité. [6]

I.6. Contrôle et évaluation des cimentations :

Pour s'assurer que l'un des principaux objectifs de l'opération de cimentation n'est pas échoué, il est nécessaire d'évaluer chaque travail de cimentation afin de déterminer s'il est réellement réussi.

Étant donné que nous ne pouvons pas voir à quoi ressemble réellement la gaine de ciment, nous devons utiliser les services de certains outils qui peuvent nous aider à déduire à quoi ressemble l'état du puits de forage, ces outils sont connus sous le nom d'outils d'évaluation du ciment.

I.6.1. Tests hydraulique :

L'essai hydraulique est une méthode pour évaluer l'isolation fournie par le ciment. Cela peut être effectué après les travaux de cimentation primaire. Elle peut également être réalisée après une cimentation curative pour tester si les perforations ont bien été scellées.

Les techniques les plus courantes sont le test de pression et le test d'afflux. [1]

I.6.1.1. Test de pression :

Le test de pression est la méthode de test hydraulique la plus courante. Elle est généralement réalisée après chaque cimentation de tubage de surface ou intermédiaire. Un test de pression du tubage est d'abord effectué pour vérifier l'intégrité mécanique du tubage.

Après la prise de ciment, le sabot de tubage est foré et la pression interne du tubage est augmentée jusqu'à ce que la pression au sabot de tubage dépasse la pression qui sera appliquée à ce point lors de la prochaine phase de forage. Un sabot de tubage qui ne maintient pas la pression indique un mauvais travail de cimentation et une cimentation corrective est nécessaire.

Lorsque la pression est augmentée jusqu'à ce que la formation se décompose, le test est appelé test d'intégrité de la pression (PIT) ou leakoff test. L'objectif du PIT est de déterminer la densité maximum de boue qui peut être utilisé pour forer la section suivante. [1]

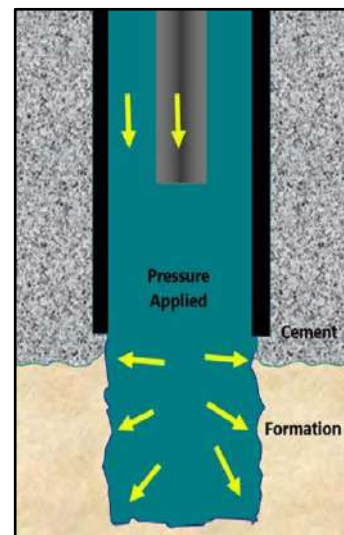


Figure I.7 : Test de pression au sabot. [1]

I.6.1.2. Test d'afflux :

Le test d'afflux (également connu sous le nom de dry testing) est un drillstem test (DST) pour évaluer l'isolation fournie par le ciment. Le DST est essentiellement l'opposé d'un test de pression. La pression à l'intérieur du tubage est réduite et le puits est surveillé pour détecter la pénétration de fluides de formation. Un dry test réussi ne montre aucun changement de pression en fond de trou pendant l'ouverture de la vanne de fond de trou ou pendant la période d'arrêt suivante.

Les dry tests sont particulièrement utiles pour tester l'efficacité d'un ciment de squeeze ou d'un scellement de ciment au sommet du liner.

I.6.2. Logging acoustique :

Les outils de diaggraphie acoustique sont le moyen le plus courant de déterminer si l'isolement zonal a été réalisé dans l'anneau cimenté. Les outils d'aujourd'hui fonctionnent à des fréquences soniques et ultrasoniques, utilisent des émetteurs simples et multiples et fournissent des sorties de log de liaison basique ou des cartes multicolores. [2]

I.6.2.1. Cement bond log (CBL):

Le CBL est l'outil sonique de base utilisé dans l'industrie pétrolière depuis 60 ans. Conduit sur un câble électrique, l'outil de diagraphie utilise un transducteur piézoélectrique pour produire une onde sonore omnidirectionnelle (fréquence de 18 à 20 kHz), qui traverse les fluides du puits de forage, le tubage, le ciment et la formation.

Les récepteurs, situés à 3 et 5 pieds de l'émetteur représentés sur la figure (I.8.b), reçoivent les ondes réfléchies, convertissent les signaux soniques en énergie électrique et envoient les données à l'unité de diagraphie de surface.

La sortie du bond log illustrée dans la figure (I.8.a) contient cinq courbes qui sont utilisées pour interpréter la qualité du ciment, y compris le log gamma ray (GR), la courbe du temps de transit (TT), le localisateur de collier de tubage (CCL), l'amplitude et le log de densité variable (VDL).

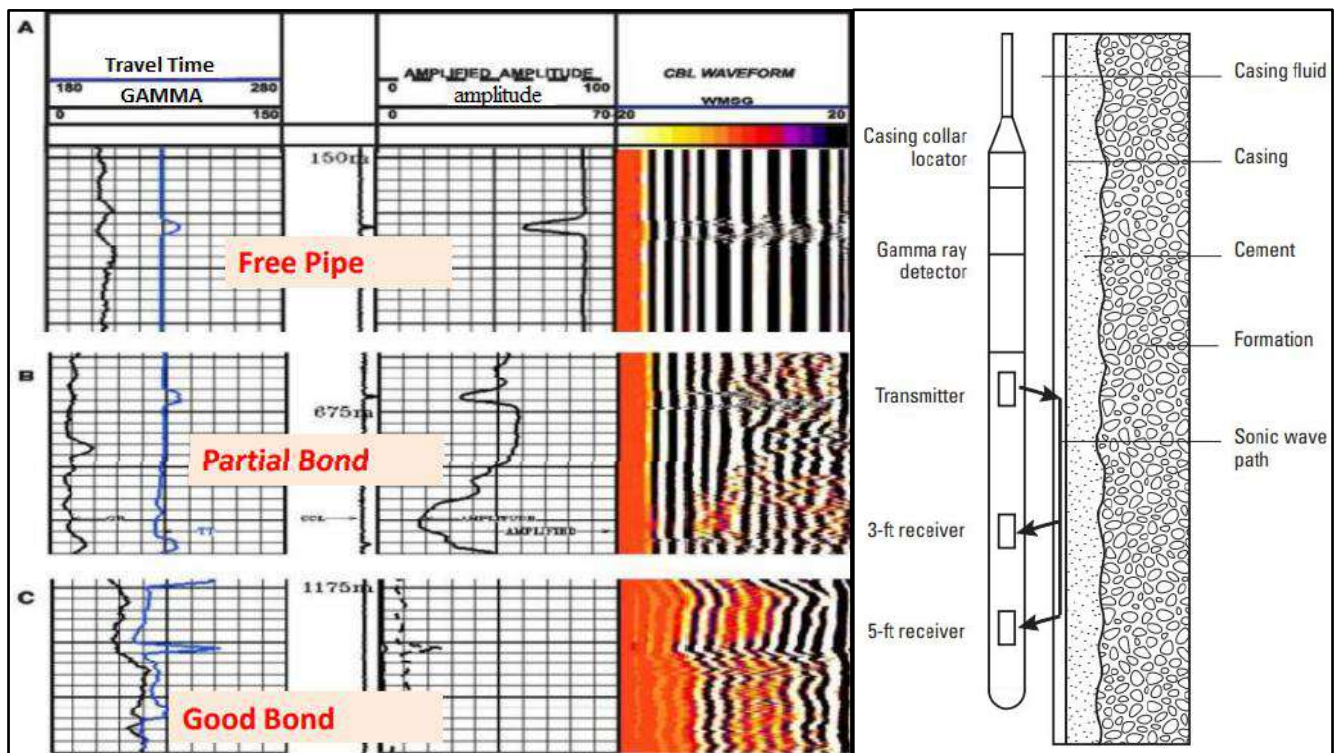


Figure I.8 : Affichage du LOG CBL et Configuration d'outil CBL-VDL. [1]

CBL interprétation : Lorsque le temps de transit est légèrement long {plus de 15 microsecondes} avec une faible amplitude et une forte impédance acoustique. Ceci indique une bonne liaison du ciment avec le tubage et la formation.

Mais lorsque le temps de transit est très long, supérieur à environ 30 microsecondes, cela implique que le tubage a été mal cimenté. [1]

I.6.2.2. Radial bond log :

Ce journal est très similaire au CBL. Il contient un ensemble supplémentaire de récepteurs, cependant, qui sont placés circonférentiellement autour de l'outil, et reçoivent des signaux dirigés sur leurs côtés respectifs du puits de forage. En plus des courbes CBL régulières, le log radial fournit une carte d'amplitude (carte de ciment), qui fait la moyenne de la réponse sur chaque secteur. [1]

I.6.2.3. Ultrasonique log :

Les outils à ultrasoniques fournissent les données les plus utiles lors de l'évaluation du placement du ciment. Au lieu d'une source et d'un récepteur séparé, la source et le récepteur ultrasoniques sont regroupés sous la forme d'un transducteur représenté dans la figure (I.9).

L'idée de base de la technique ultrasonique est de faire résonner une petite zone du boîtier à travers son épaisseur. Le transducteur envoie une courte impulsion d'ultrasons et écoute l'écho contenant la résonance. S'il y a du liquide derrière le tubage, il aura tendance à résonner ou à «sonner», mais s'il y a du ciment solide derrière le tubage, la résonance sera amortie. La résonance est analysée pour déterminer l'impédance acoustique du ciment. [1]

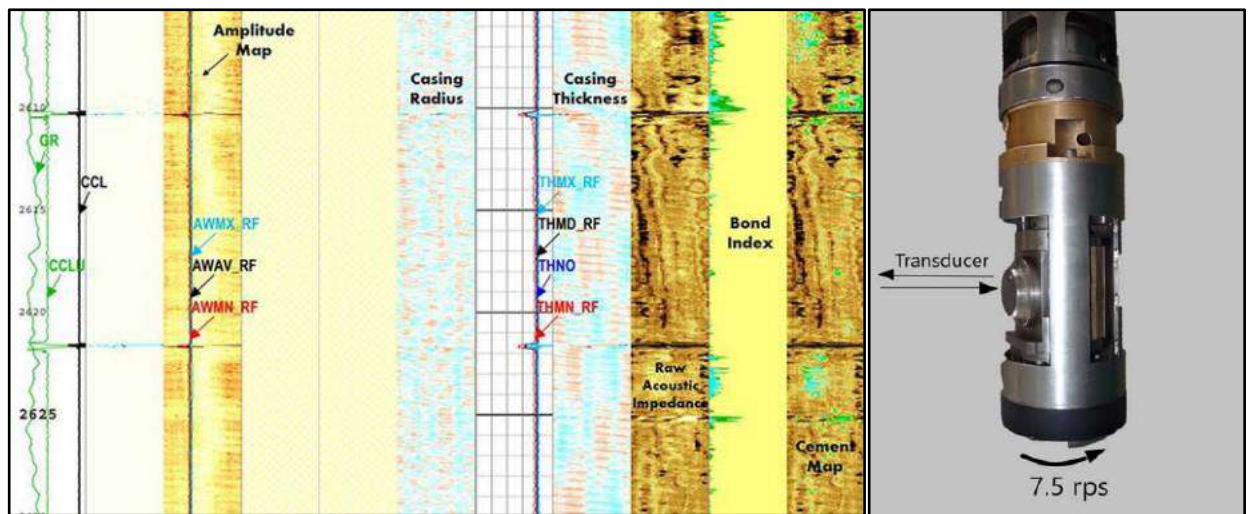


Figure I.9 : Affichage du log ultrasonique et L'outil de log ultrasonique. [1]

**Chapitre II : Estimation des propriétés
géothermiques pour les puits HTBF-1, BRS-3 et
HAB-1.**

L'énergie géothermique, c'est la chaleur stockée au-dessous de la surface du sol. Cette chaleur provient pour l'essentiel de la radioactivité naturelle des roches de la croûte terrestre et des échanges thermiques avec les zones plus profondes de la Terre.

La condition thermique de la Terre est d'une importance fondamentale pour la théorie géologique et géophysique. La connaissance des températures souterraines soutient également l'industrie pétrolière, en particulier ces dernières années en raison de la hausse des températures associées à des forages plus profonds et au forage de puits géothermiques.

Ce chapitre vise à évaluer les propriétés géothermiques de la formation traversée par le forage pétrolier pour trois puits de la bassin Amguid Messaoud , en fonction des données disponibles pour chaque puits, nous avons déterminé la conductivité thermique et le flux de chaleur de la zone.

II.1. Origine de la chaleur terrestre :

Une partie de la chaleur au niveau de la croûte terrestre provient de l'intérieur de la terre. Une forte quantité de chaleur est stockée dans le noyau et le manteau du globe. Une infime partie uniquement de cette chaleur est dissipée vers la surface, surtout dans les régions volcaniques et sismiques. Par contre, la plus grande partie de la chaleur dans la croûte provient de la radioactivité de certaines roches qui la compose.

La désintégration des éléments radioactifs représente à elle seule plus de 90 % du flux de chaleur terrestre, les 10 % du flux de chaleur restant semble être dû à:

- la chaleur dégagée par réaction chimique exothermique à l'intérieur de la croûte.
- la friction au niveau des failles qui sont causées par les tensions tectoniques.
- la chaleur dégagée par cristallisation ou solidification des roches en fusion au cours du refroidissement. [8]

II.2. Présentation des puits d'étude :



Figure II.1 : Localisation géographique des puits d'étude.

II.2.1. Le puits « HTBF-1 » :

Le puits HTBF-1 est un puits d'exploration se trouve dans le bassin Amguid Messaoud à Oued El Meraa, La localisation géographique du puits est indiquée dans le tableau (II.1).

Le puits est vertical avec une profondeur de 3969 m, la construction comprend 5 phases illustrées sur la figure (II.2), qui traversent les formations indiquées dans le tableau (II.2). [7]

Tableau II.1 : Localisation du puits « HTBF-1 » [7]

| Coordonnées | | | Altitude | |
|---------------|-------------------|--------------|----------|----------|
| Géographiques | | UTM (m) | Zs | Zt |
| X | 6° 16' 41" 7895 E | 809 266.01 | 150.00 m | 139.28 m |
| Y | 32° 8' 19" 52 N | 3 560 254.97 | | |

Tableau II.2 : Stratigraphie du puits « HTBF-1 » [7]

| Etages | Prévu | Logging | Cotes .Abs | Epaisseur |
|------------------------|-------|---------|------------|-----------|
| Mio-Pliocène | 0 | 0 | 139.28 | 250 |
| Eocène | 231 | 250 | -110.72 | 94 |
| Sénonien Carbonaté | 301 | 344 | -204.72 | 179 |
| Sénonien Anhydritique | 490 | 523 | -383.72 | 260.5 |
| Sénonien Salifère | 765 | 783.5 | -644.22 | 153 |
| Turonien | 955 | 936.5 | -797.22 | 89 |
| Cénomanién | 1020 | 1025.5 | -886.22 | 170 |
| Albien | 1190 | 1195.5 | -1056.22 | 326.5 |
| Aptien | 1518 | 1522 | -1382.72 | 28.5 |
| Barrémien | 1547 | 1550.5 | -1411.22 | 279.5 |
| Néocomien | 1837 | 1830 | -1690.72 | 200 |
| Malm | 2047 | 2030 | -1890.72 | 244.5 |
| Dogger Argileux | 2293 | 2274.5 | -2135.72 | 93.5 |
| Dogger Lagunaire | 2393 | 2368 | -2228.72 | 110.5 |
| Lias Anhydritique | 2508 | 2478.5 | -2339.22 | 354.5 |
| Lias Salifère | 2815 | 2833 | -2693.72 | 62 |
| Lias HB | 2922 | 2895 | -2755.72 | 33 |
| Lias S1+S2 | 2958 | 2928 | -2788.72 | 253 |
| Lias S3 | 3216 | 3181 | -3041.72 | 187 |
| Lias Argileux Sup. | 3399 | 3368 | -3228.72 | 76 |
| Trias S4 | 3479 | 3444 | -3304.72 | 91 |
| Trias Argileux Inf. | 3566 | 3535 | -3395.72 | 15 |
| Trias T2 | 3604 | 3550 | -3410.72 | 67 |
| Trias T1 | 3656 | 3617 | -3477.72 | 28.5 |
| Roches Eruptives | 3711 | 3645.5 | -3506.22 | 95 |
| Trias Série Inférieure | 3773 | 3740.5 | -3601.22 | 4.5 |
| Quartzites de Hamra | 3785 | 3745 | -3605.72 | 49 |
| Grès d'El Atchane | 3833 | 3794 | -3654.72 | 7.5 |
| Argiles d'El Gassi | 3858 | 3801.5 | -3662.22 | 95 |
| Zone des Alternances | - | 3896.5 | -3757.22 | 18.5 |
| Cambrien "Ri" | - | 3915 | -3775.72 | 54.5 |
| TD | 4000 | 3969.5 | -3830.22 | |

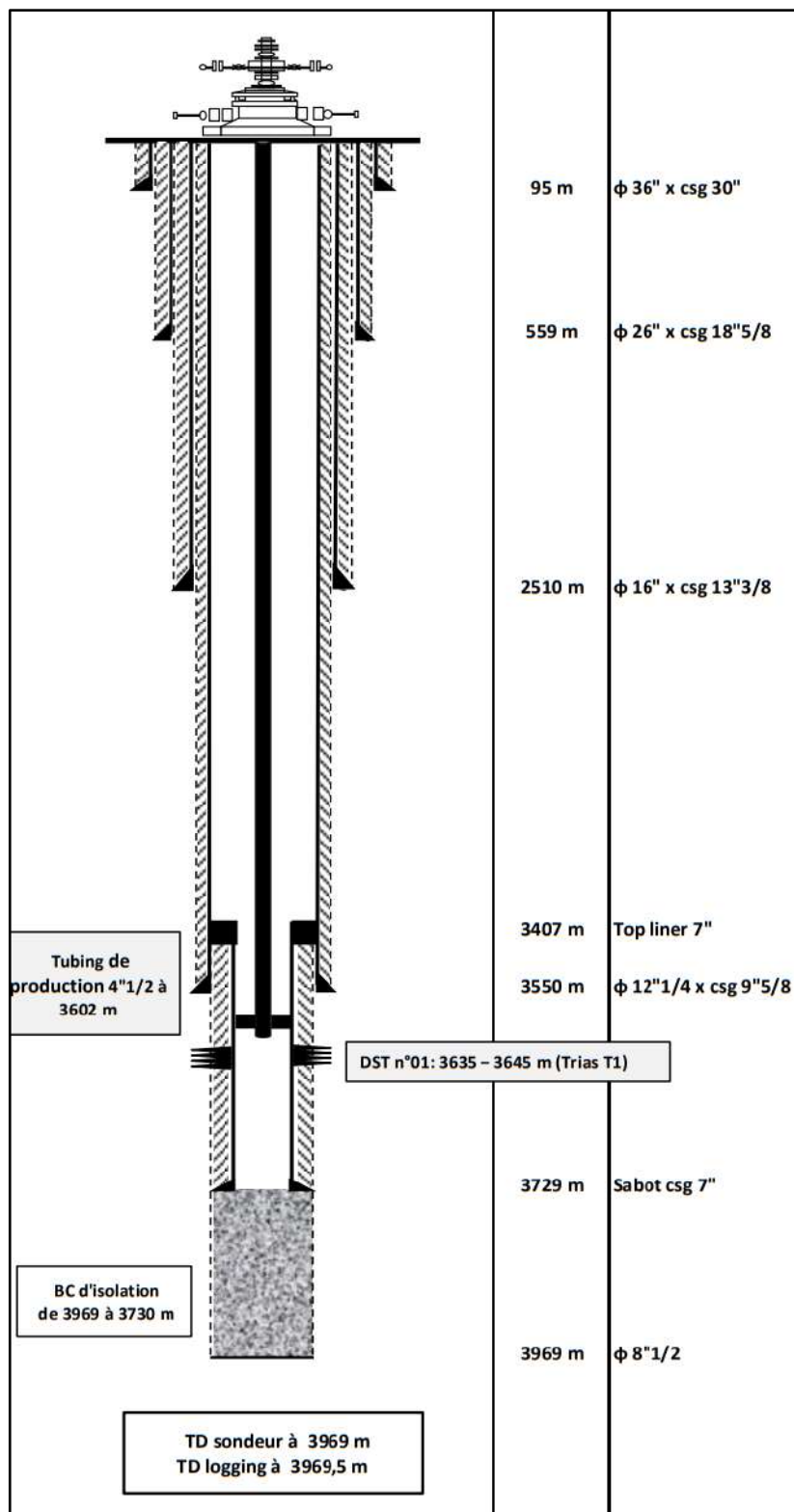


Figure II.2 : Profil du puits « HTBF-1 » [7]

II.2.2. Le puits « BRS-3 bis » :

Le puits BRS-3 bis est un puits d'exploration se trouve dans le bassin Amguid Messaoud à Touggourt II, La localisation géographique du puits est indiquée dans le tableau (II.3).

Le puits est vertical avec une profondeur de 4132 m, la construction comprend 5 phases illustrées sur la figure (II.3), qui traversent les formations indiquées dans le tableau (II.4). [7]

Tableau II.3 : Localisation du puits « BRS-3 bis » [7]

| Coordonnées | | | Altitude | |
|---------------|------------------|---------------|-----------|-----------|
| Géographiques | | UTM (m) | Zs | Zt |
| X | 6° 49' 21" 32 E | 295 370,219 | 120,099 m | 129,099 m |
| Y | 32° 28' 28" 01 N | 3 594 842,731 | | |

Tableau II.4 : Stratigraphie du puits « BRS-3 bis » [7]

| Étages | Prévu | Logging | Cotes .Abs | Epaisseur |
|-------------------------------|-------|---------|------------|-----------|
| Mio-Pliocène | 0 | 0 | 129.099 | 225 |
| Eocène | 225 | 225 | -95.901 | 30 |
| Sénonien Carbonaté | 256 | 255 | -125.901 | 199 |
| Sénonien Anhydritique | 450 | 454 | -324.901 | 355 |
| Turonien | 809 | 809 | -679.901 | 75 |
| Cénomanién | 882 | 884 | -754.901 | 211 |
| Albien | 1044 | 1095 | -965.901 | 200 |
| Aptien | 1293 | 1295 | -1165.901 | 32 |
| Barrémien | 1325 | 1327 | -1197.901 | 288 |
| Néocomien | 1623 | 1615 | -1485.901 | 268.5 |
| Malm | 1881 | 1883.5 | -1754.401 | 268.5 |
| Dogger Argileux | 2150 | 2152 | -2022.901 | 77 |
| Dogger Lagunaire | 2227 | 2229 | -2099.901 | 144 |
| Lias Anhydritique | 2372 | 2373 | -2243.901 | 387 |
| Lias Salifère | 2763 | 2760 | -2630.901 | 60 |
| Lias HB | 2822 | 2820 | -2690.901 | 25 |
| Lias S1+S2 | 2846 | 2845 | -2715.901 | 284 |
| Lias S3 | 3129 | 3129 | -2999.901 | 230 |
| Lias Argileux Sup. | 3357 | 3359 | -3229.901 | 138 |
| Trias S4 | 3494 | 3497 | -3367.901 | 164 |
| Trias Argileux Inf. | 3657 | 3661 | -3561.901 | 36.5 |
| Trias T2 | 3691 | 3697.5 | -3568.901 | 63.5 |
| Roches Eruptives | 3757 | 3761 | -3631.901 | 25 |
| Trias Série Inférieure | 3784 | 3786 | -3656.901 | 138.5 |
| Argiles Micros | 3887 | - | - | - |
| Grès d'Ouargla | 3917 | 3924.5 | -3795.901 | 59.5 |
| Quartzites de Hamra | 3980 | 3984 | -3854.901 | 68.5 |
| Grès d'El Atchane | 4040 | 4052.5 | -3923.901 | 49.5 |
| Argiles d'El Gassi | 4060 | 4102 | -3972.901 | 30.5 |
| TD | 4100 | 4132.5 | -4003.401 | |

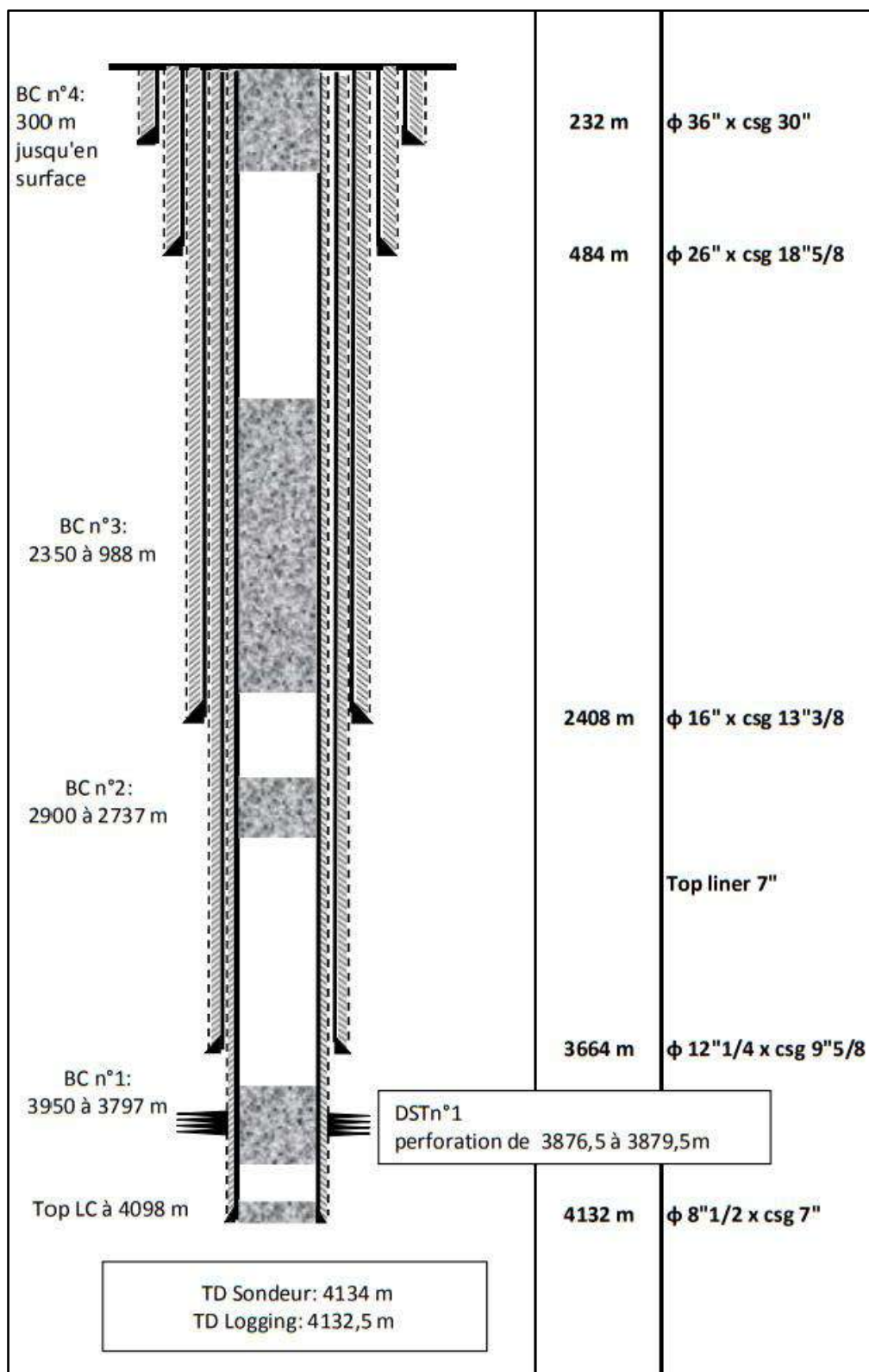


Figure II.3 : Profil du puits « BRS-3 bis » [7]

II.2.3. Le puits « HAB-1 » :

Le puits HAB-1 est un puits d'exploration se trouve dans le bassin Amguid Messaoud à Touggourt III, La localisation géographique du puits est indiquée dans le tableau (II.5).

Le puits est vertical avec une profondeur de 4148 m, la construction comprend 6 phases illustrées sur la figure (II.4), qui traversent les formations indiquées dans le tableau (II.6). [7]

Tableau II.5 : Localisation du puits « HAB-1 » [7]

| Coordonnées | | | Altitude | |
|---------------|--------------------|---------------|-----------|-----------|
| Géographiques | | UTM (m) | Zs | Zt |
| X | 6° 40' 34" 86127 E | 280 886.878 | 133,728 m | 142,868 m |
| Y | 32° 10' 5" 29584 N | 3 561 168.194 | | |

Tableau II.6 : Stratigraphie du puits « HAB-1 » [7]

| Etages | Prévu | Logging | Cotes .Abs | Epaisseur |
|-------------------------------|-------|---------|------------|-----------|
| Mio-Pliocène | 0 | 0 | 142.87 | 191 |
| Eocène | 221 | 191 | -48.13 | 64 |
| Sénonien Carbonaté | 261 | 255 | -112.13 | 179 |
| Sénonien Anhydritique | 448 | 434 | -291.13 | 250 |
| Sénonien Salifère | 713 | 684 | -541.13 | 102 |
| Turonien | 740 | 786 | -643.13 | 116 |
| Cénomanién | 867 | 902 | -759.13 | 153 |
| Albien | 1073 | 1055 | -912.13 | 266 |
| Aptien | 1354 | 1321 | -1178.13 | 32 |
| Barrémien | 1384 | 1353 | -1210.13 | 295 |
| Néocomien | 1680 | 1648 | -1505.13 | 237 |
| Malm | 1917 | 1885 | -1742.13 | 262 |
| Dogger Argileux | 2167 | 2147 | -2004.13 | 86 |
| Dogger Lagunaire | 2247 | 2233 | -2090.13 | 123 |
| Lias Anhydritique | 2353 | 2356 | -2213.13 | 399 |
| Lias Salifère | 2753 | 2755 | -2612.13 | 60 |
| Lias HB | 2820 | 2815 | -2672.13 | 38 |
| Lias S1+S2 | 2855 | 2853 | -2710.13 | 270 |
| Lias S3 | 3137 | 3123 | -2980.13 | 309 |
| Lias Argileux Sup. | 3468 | 3432 | -3289.13 | 132 |
| Trias S4 | 3567 | 3564 | -3421.13 | 144 |
| Trias Argileux Inf. | 3742 | 3708 | -3565.13 | 47 |
| Trias T2+T1 | 3777 | 3755 | -3612.13 | 95 |
| Trias Série Inférieure | 3863 | 3850 | -3707.13 | 105.5 |
| Silurien | 3961 | 3955.5 | -3812.63 | 55 |
| Dalle de M'Kratta | 4047 | 4010.5 | -3867.63 | 8.5 |
| Argiles Micros | 4061 | 4019 | -3876.13 | 47 |
| Grès d'Ouargla | 4113 | 4066 | -3923.13 | 86.5 |
| TD | 4330 | 4152.5 | -4009.63 | |

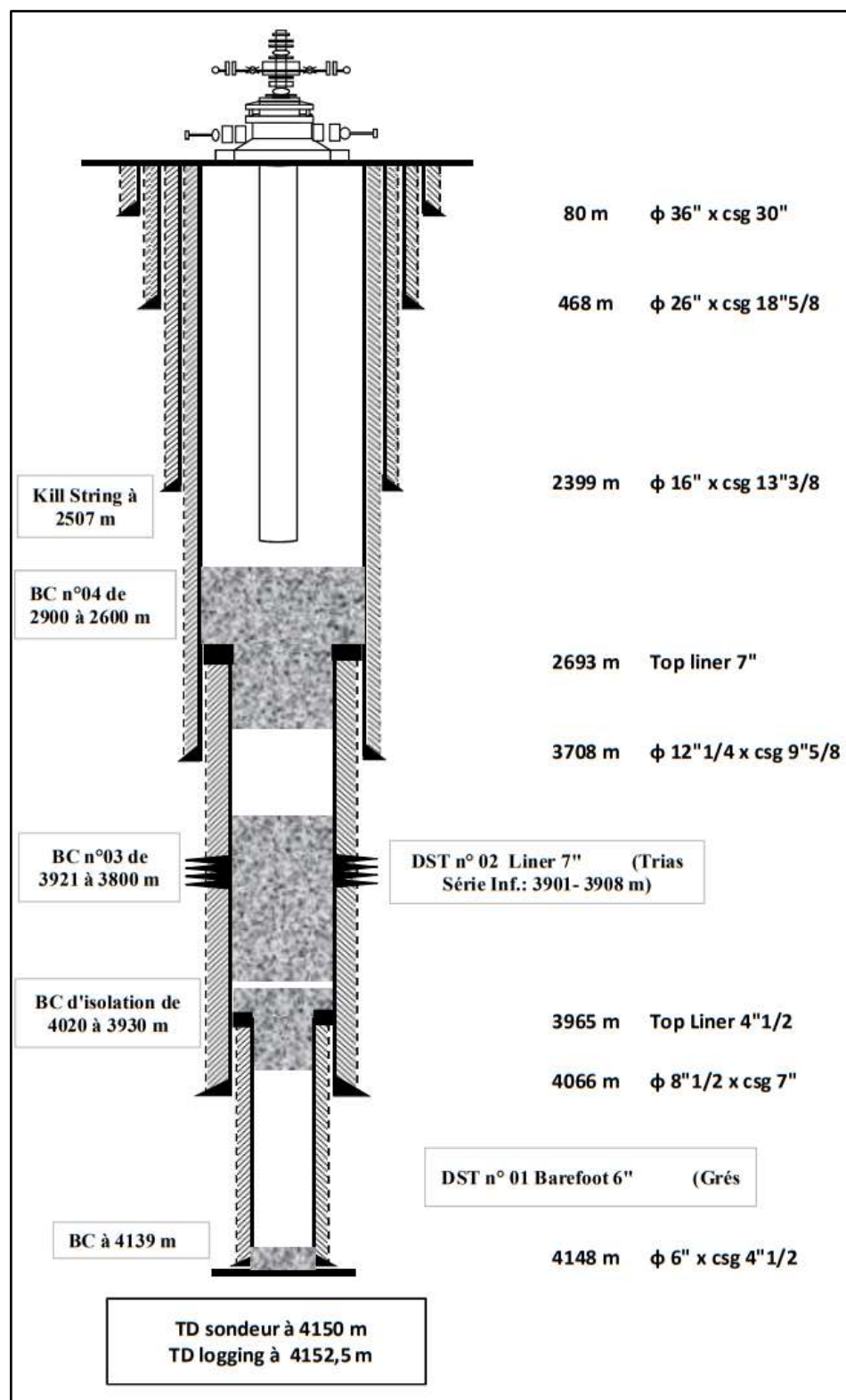


Figure II.4 : Profil du puits « HAB-1 » [7]

II.3. Méthodes et formules:

II.3.1. Gradient géothermique :

La température des roches augmente avec la profondeur, c'est ce qu'on appelle le gradient géothermique. Il varie selon les couches traversées. Le gradient géothermique observé dans la croûte continentale varie largement d'un endroit à un autre, bien que les valeurs typiques pour les réservoirs sont d'environ 20 à 35 °C/km, bien que des valeurs significativement plus élevées (jusqu'à 85°C/km) puissent être trouvées dans les zones tectoniquement actives, et des valeurs plus basses (0,05 °C/km) dans les plates-formes continentales stables.

Cela suppose que le gradient géothermique est constant. En pratique, c'est rarement le cas en raison des différences de conductivité thermique des roches entre le fond du trou et la surface, et les fluctuations de la température de surface qui pénètrent dans le sous-sol et perturbent la température du sous-sol.

II.3.1.1. Enregistrement de température de fond :

Les BHT (Bottom-Hole Temperature) brutes recueillies à partir des capteurs de diagraphie sont systématiquement inférieures aux véritables températures d'équilibre en raison d'une perturbation transitoire associée à la circulation de la boue de forage. Après le forage, le trou de forage est généralement conditionné par une circulation de boue de forage pendant une durée variable appelée temps de circulation (t_{circ}). La température de la boue de forage est généralement inférieure à la température réelle de la formation au fond d'un puits et, par conséquent, la température dans la paroi rocheuse chute pendant la circulation de la boue.

Après l'arrêt de la circulation de la boue de forage, le puits est fermé pendant une période de temps, généralement de 4 à 30 heures. Pendant ce temps, la température dans le trou de forage augmente, le BHT est enregistré à un temps d'arrêt (t_s), où t_s est le temps passé depuis l'arrêt de la circulation, par conséquent, les BHT mesurés sont supérieurs à la température de la boue mais inférieurs à la température de formation et doivent être corrigés avant de les utiliser pour générer des plans de gradient géothermique. [11]

II.3.1.2. Données de température de DST :

Les tests d'écoulement, tels que les tests de production ou les mesures DST, déterminent la température des fluides de formation s'écoulant dans le puits de forage, On suppose que le fluide provient d'assez de profondeur dans la formation pour qu'il n'ait pas été affecté par l'opération de forage et qu'il soit donc à la même température que la formation non perturbée.

La température enregistrée lors d'un DST se rapproche généralement de la température réelle de la formation tant que le fluide récupéré (>100 barils, bbl) provient d'au-delà de la zone de perturbation thermique autour du trou de forage. [9]

II.3.1.3. Correction des températures enregistrées :

La méthode la plus couramment utilisée basée sur des modèles mathématiques de l'accumulation de température dans un puits est le diagramme de Horner, qui a été développé par Bullard (1947) et Lachenbruch et Brewer (1959).

La méthode Horner est basée sur une similitude observée dans le comportement de la température et de la pression in situ lorsqu'elles sont perturbées par le forage et a été initialement conçue pour corriger les données de build up de pression à partir des DST. La perturbation de la température provoquée par la boue en circulation est modélisée comme une source linéaire de chaleur négative dans un milieu homogène avec un transfert de chaleur conducteur supposé. [9]

La température transitoire $T(t_s)$ dans un puits a été décrite pour la première fois mathématiquement par Bullard (1947) en utilisant l'équation :

$$T(t_s) = T_{\infty} + A \ln[(t_s + t_{circ})/t_s] \quad (\text{II.1})$$

Où $T(t_s)$: la température de fond transitoire.

T_{∞} : BHT à l'état d'équilibre.

A : est l'inclinaison de la droite de Horner.

Les BHT transitoires mesurée à partir d'une profondeur particulière sont tracés par rapport au $\ln[(t_s + t_{circ})/t_s]$ (le facteur de récupération thermique) construire d'un schéma de récupération thermique. Un ajustement linéaire des moindres carrés est appliqué au tracé BHT et la ligne

résultante est extrapolée à l'interception en T, qui représente un temps d'arrêt infini et donc la température de formation à l'état d'équilibre. [9]

II.3.2. La Conductivité thermique :

La conduction est définie comme étant le mode de transmission de la chaleur au sein d'un milieu opaque (solide, liquide ou gazeux), sans déplacement de la matière, en présence d'un gradient de température. [8]

II.3.2.1. La Conductivité primaire :

La conductivité thermique d'une roche dépend principalement de la composition minérale, la porosité de la roche et la nature des fluides saturants dans l'espace poreux. Il est mesuré dans des conditions de laboratoire, c'est pourquoi on l'appelle la conductivité "primaire". [8]

Au laboratoire, ceci se traduit par un changement dans les proportions minéralogiques, ainsi dans une roche à m éléments, la conductivité de la matrice obéit à la loi suivante:

$$K_{s\ 20} = \prod_{i=1}^m K_i \cdot p_i \quad (\text{II.2})$$

$K_{s\ 20}$: Conductivité thermique de la matrice à 20°C.

K_i : Conductivité thermique de constituant

P_i : Proportion volumique de constituant.

Tableau II.7 : Conductivités thermiques des principaux constituants. [8]

| Constituants | Conductivité Thermique [$\text{Wm}^{-1}\text{°C}^{-1}$] |
|--------------|---|
| Quartz | 7.7 ± 1.2 |
| Calcite | 3.4 ± 0.3 |
| Argile | 2.7 ± 0.7 |
| Dolomie | 5.5 ± 0.5 |
| Anhydrite | 6.0 ± 0.4 |
| Sel (halite) | 6.6 ± 0.6 |
| Gypse | 3.0 ± 0.1 |
| Eau | 0.6 |
| Air | 0.03 |

II.3.2.2. Conductivité thermique in situ :

Jusqu'à présent, la discussion des valeurs de conductivité thermique a été basée sur des mesures en laboratoire du composant solide k , à température ambiante, nominale 20°C. Plusieurs corrections doivent être appliquées pour ajuster la conductivité thermique in situ des roches poreuses à des températures élevées. [10]

Pour les roches de porosité \emptyset , la conductivité k_r de la roche saturée en eau, adaptée aux conditions in situ, peut être calculée comme la moyenne géométrique des conductivités de phase pure, pondérées en fonction de leurs volumes fractionnaires :

$$K_r = K_s^{1-\emptyset} \cdot K_w^\emptyset \quad (\text{II.3})$$

Où K_r : est la conductivité thermique de la roche,

K_w : la conductivité de la phase liquide, (celle de l'eau $K_{\text{eau}} = 0.6 \text{ Wm}^{-1}\text{°C}^{-1}$)

K_s : la conductivité de la phase solide.

\emptyset : La porosité de l'échantillon.

Les dépendances de la température pour la conductivité de l'eau k_w en supposant que les pores sont remplis d'eau, et la conductivité de la matrice k_s sont également nécessaires pour la correction de la conductivité. L'eau a une conductivité de $0,56 \text{ Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$ à 0 °C, mais elle augmente à $0,68 \text{ Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$ à 100°C. [10]

Les données approximatives de conductivité thermique de l'eau données par Kappelmeier et Haenel (1974) par les fonctions suivantes :

$$\begin{aligned} K_w &= 0.56 + 0.003T^{0.827} & : & \quad 0 \leq T \leq 63^\circ\text{C} \\ K_w &= 0.481 + 0.942 \ln T & : & \quad T > 63^\circ\text{C} \end{aligned} \quad (\text{II.4})$$

En supposant que la conductivité de la matrice solide k_s est proportionnelle à l'inverse de la température absolue. Ainsi :

$$K_s = K_{20} [293 / (T + 273)] \quad (\text{II.5})$$

Où k_{20} est la conductivité déterminée en laboratoire à 20°C.

II.3.3. Le flux de chaleur :

Le flux de chaleur est défini comme la quantité de chaleur qui s'écoule par unité de temps, et il traduit la vitesse avec laquelle la terre perd sa chaleur. La densité de flux est le flux de chaleur par unité de surface (Wm^{-2}). En général, le flux de chaleur est assimilé à la densité de flux. [8]

Le flux moyen est de 60 mWm^{-2} . Il varie avec:

- l'épaisseur de la plaque: quand la plaque est mince le flux augmente.
- l'âge de la lithosphère: plus la lithosphère est jeune, plus le flux sera élevé.
- la production de chaleur dans la croûte: le flux augmente avec la concentration en radioéléments.

Lorsqu'il y a un gradient de température, le flux de chaleur se propage par conduction, selon la loi de Fourier : [10]

$$q_0 = (T_b - T_0) / \sum_{z=0}^b \frac{\Delta Z}{K} \quad (\text{II. 6})$$

Où q_0 : Flux de chaleur [Wm^{-2}]

ΔZ : Épaisseur de l'unité de roche.

K : conductivité thermique du milieu [$\text{Wm}^{-1}\text{°C}^{-1}$]

T_0 : température de surface.

T_b : température de fond corrigée.

II.4. Présentation des résultats :

- Le puits « HAB-1 » :

Tableau II.8 : Résultats des calculs pour le puits « HAB-1 ».

| Profondeur (m) | T (°C) | K _s à 20 °C | Ø _{moy} | K _w | K _s | K _r | ΔZ/K _r |
|-------------------------------------|----------|------------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| 255 | 33.87 | 2.846 | 0.186 | 0.615 | 2.717 | 2.061 | 86.833 |
| 434 | 37.98 | 3.292 | 0.192 | 0.621 | 3.102 | 2.279 | 109.690 |
| 684 | 43.73 | 4.365 | 0.113 | 0.628 | 4.038 | 3.273 | 31.163 |
| 786 | 46.08 | 2.500 | 0.220 | 0.631 | 2.296 | 1.728 | 67.141 |
| 902 | 48.75 | 2.331 | 0.269 | 0.635 | 2.122 | 1.534 | 99.764 |
| 1055 | 52.27 | 2.341 | 0.392 | 0.639 | 2.109 | 1.321 | 201.345 |
| 1321 | 58.38 | 2.500 | 0.059 | 0.647 | 2.210 | 2.055 | 15.571 |
| 1353 | 59.12 | 2.551 | 0.293 | 0.648 | 2.250 | 1.561 | 188.930 |
| 1648 | 65.90 | 1.723 | 0.351 | 4.426 | 1.490 | 2.184 | 108.499 |
| 1885 | 71.36 | 2.220 | 0.188 | 4.501 | 1.889 | 2.224 | 117.787 |
| 2147 | 77.38 | 1.931 | 0.260 | 4.578 | 1.615 | 2.117 | 40.615 |
| 2233 | 79.36 | 2.696 | 0.103 | 4.601 | 2.242 | 2.414 | 50.961 |
| 2356 | 82.19 | 4.609 | 0.199 | 4.634 | 3.802 | 3.955 | 100.892 |
| 2755 | 91.37 | 5.041 | 0.150 | 4.734 | 4.054 | 4.149 | 14.461 |
| 2815 | 92.75 | 2.365 | 0.169 | 4.748 | 1.894 | 2.213 | 17.174 |
| 2853 | 93.62 | 4.294 | 0.087 | 4.757 | 3.431 | 3.530 | 76.477 |
| 3123 | 99.83 | 4.908 | 0.133 | 4.817 | 3.857 | 3.972 | 77.790 |
| 3432 | 106.94 | 1.522 | 0.416 | 4.882 | 1.174 | 2.124 | 62.147 |
| 3564 | 109.97 | 2.988 | 0.173 | 4.909 | 2.286 | 2.608 | 55.206 |
| 3708 | 113.28 | 1.550 | 0.106 | 4.937 | 1.176 | 1.369 | 34.338 |
| 3755 | 114.37 | 2.105 | 0.114 | 4.946 | 1.592 | 1.812 | 52.434 |
| 3850 | 116.55 | 1.957 | 0.096 | 4.963 | 1.472 | 1.654 | 63.774 |
| ΣΔZ/K | 1672.991 | | | | | | |
| T ₀ (°C) | 28 | | | | | | |
| T _b (°C) | 124.6 | | | | | | |
| q ₀ (mWm ⁻²) | 57.7 | | | | | | |

- Le puits « HTBF-1 » :

Tableau II.9 : Résultats des calculs pour le puits « HTBF-1 ».

| Profondeur (m) | T (°C) | K _s à 20 °C | Ø _{moy} | K _w | K _s | K _r | ΔZ/K _r |
|-------------------------------------|----------|------------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| 344 | 36.26 | 3.361 | 0.014 | 0.618 | 3.184 | 3.112 | 57.516 |
| 523 | 40.55 | 7.380 | 0.384 | 0.624 | 6.896 | 2.742 | 94.997 |
| 783.5 | 46.80 | 6.319 | 0.131 | 0.632 | 5.790 | 4.336 | 35.288 |
| 936.5 | 50.48 | 2.329 | 0.252 | 0.637 | 2.110 | 1.560 | 57.040 |
| 1025.5 | 52.61 | 2.708 | 0.329 | 0.640 | 2.437 | 1.569 | 108.363 |
| 1195.5 | 56.69 | 2.321 | 0.366 | 0.645 | 2.062 | 1.347 | 242.438 |
| 1522 | 64.53 | 2.500 | 0.041 | 4.406 | 2.170 | 2.234 | 12.755 |
| 1550.5 | 65.21 | 2.551 | 0.261 | 4.416 | 2.210 | 2.648 | 105.567 |
| 1830 | 71.92 | 1.709 | 0.276 | 4.509 | 1.452 | 1.984 | 100.802 |
| 2030 | 76.72 | 3.630 | 0.210 | 4.569 | 3.041 | 3.313 | 73.808 |
| 2274.5 | 82.59 | 2.914 | 0.253 | 4.639 | 2.401 | 2.836 | 32.965 |
| 2368 | 84.83 | 5.092 | 0.127 | 4.664 | 4.170 | 4.230 | 26.125 |
| 2478.5 | 87.48 | 5.501 | 0.251 | 4.693 | 4.471 | 4.526 | 78.325 |
| 2833 | 95.99 | 4.196 | 0.183 | 4.781 | 3.332 | 3.560 | 17.416 |
| 2895 | 97.48 | 2.500 | 0.160 | 4.795 | 1.977 | 2.279 | 14.483 |
| 2928 | 98.27 | 3.804 | 0.123 | 4.803 | 3.002 | 3.181 | 79.536 |
| 3181 | 104.34 | 3.792 | 0.133 | 4.859 | 2.944 | 3.147 | 59.423 |
| 3368 | 108.83 | 1.757 | 0.457 | 4.899 | 1.348 | 2.431 | 31.257 |
| 3444 | 110.66 | 3.707 | 0.176 | 4.914 | 2.831 | 3.119 | 29.177 |
| 3535 | 112.84 | 1.450 | 0.330 | 4.933 | 1.101 | 1.806 | 8.303 |
| 3550 | 113.20 | 2.142 | 0.102 | 4.936 | 1.625 | 1.821 | 52.458 |
| 3645.5 | 115.49 | 1.670 | 0.087 | 4.955 | 1.259 | 1.420 | 66.913 |
| 3740.5 | 117.77 | 2.008 | 0.059 | 4.973 | 1.505 | 1.614 | 2.787 |
| ΣΔZ/K | 1387.745 | | | | | | |
| T ₀ (°C) | 28 | | | | | | |
| T _b (°C) | 123.5 | | | | | | |
| q ₀ (mWm ⁻²) | 68.82 | | | | | | |

- Le puits « BRS-3 » :

Tableau II.10 : Résultats des calculs pour le puits « BRS-3 ».

| Profondeur (m) | T (°C) | K _s à 20 °C | Ø _{moy} | K _w | K _s | K _r | ΔZ/K _r |
|-------------------------------------|----------|------------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|
| 255 | 33.87 | 3.801 | 0.019 | 0.615 | 3.629 | 3.508 | 56.732 |
| 454 | 38.44 | 3.651 | 0.469 | 0.621 | 3.435 | 1.540 | 230.482 |
| 809 | 46.61 | 3.084 | 0.199 | 0.632 | 2.827 | 2.100 | 35.722 |
| 884 | 48.33 | 2.847 | 0.213 | 0.634 | 2.596 | 1.923 | 109.735 |
| 1095 | 53.19 | 2.346 | 0.390 | 0.640 | 2.107 | 1.323 | 151.119 |
| 1295 | 57.79 | 5.500 | 0.048 | 0.646 | 4.872 | 4.419 | 7.242 |
| 1327 | 58.52 | 2.444 | 0.304 | 0.647 | 2.160 | 1.497 | 192.354 |
| 1615 | 65.15 | 1.880 | 0.337 | 4.415 | 1.629 | 2.279 | 117.798 |
| 1883.5 | 71.32 | 2.592 | 0.157 | 4.501 | 2.206 | 2.467 | 108.820 |
| 2152 | 77.50 | 2.313 | 0.201 | 4.579 | 1.933 | 2.299 | 33.495 |
| 2229 | 79.27 | 3.419 | 0.631 | 4.600 | 2.844 | 3.853 | 37.377 |
| 2373 | 82.58 | 5.308 | 0.249 | 4.639 | 4.374 | 4.438 | 87.194 |
| 2760 | 91.48 | 3.420 | 0.199 | 4.735 | 2.750 | 3.064 | 19.584 |
| 2820 | 92.86 | 2.500 | 0.146 | 4.749 | 2.002 | 2.271 | 11.010 |
| 2845 | 93.44 | 4.544 | 0.154 | 4.755 | 3.633 | 3.787 | 74.991 |
| 3129 | 99.97 | 4.594 | 0.153 | 4.819 | 3.609 | 3.773 | 60.966 |
| 3359 | 105.26 | 1.642 | 0.383 | 4.867 | 1.272 | 2.128 | 64.854 |
| 3497 | 108.43 | 3.417 | 0.177 | 4.895 | 2.625 | 2.931 | 55.946 |
| 3661 | 112.20 | 1.450 | 0.169 | 4.928 | 1.103 | 1.421 | 25.685 |
| 3697.5 | 113.04 | 2.014 | 0.134 | 4.935 | 1.529 | 1.789 | 35.503 |
| 3761 | 114.50 | 1.564 | 0.100 | 4.947 | 1.182 | 1.364 | 18.329 |
| 3786 | 115.08 | 1.968 | 0.126 | 4.951 | 1.486 | 1.729 | 80.112 |
| ΣΔZ/K | 1615.051 | | | | | | |
| T ₀ (°C) | 28 | | | | | | |
| T _b (°C) | 126.6 | | | | | | |
| q ₀ (mWm ⁻²) | 61.05 | | | | | | |

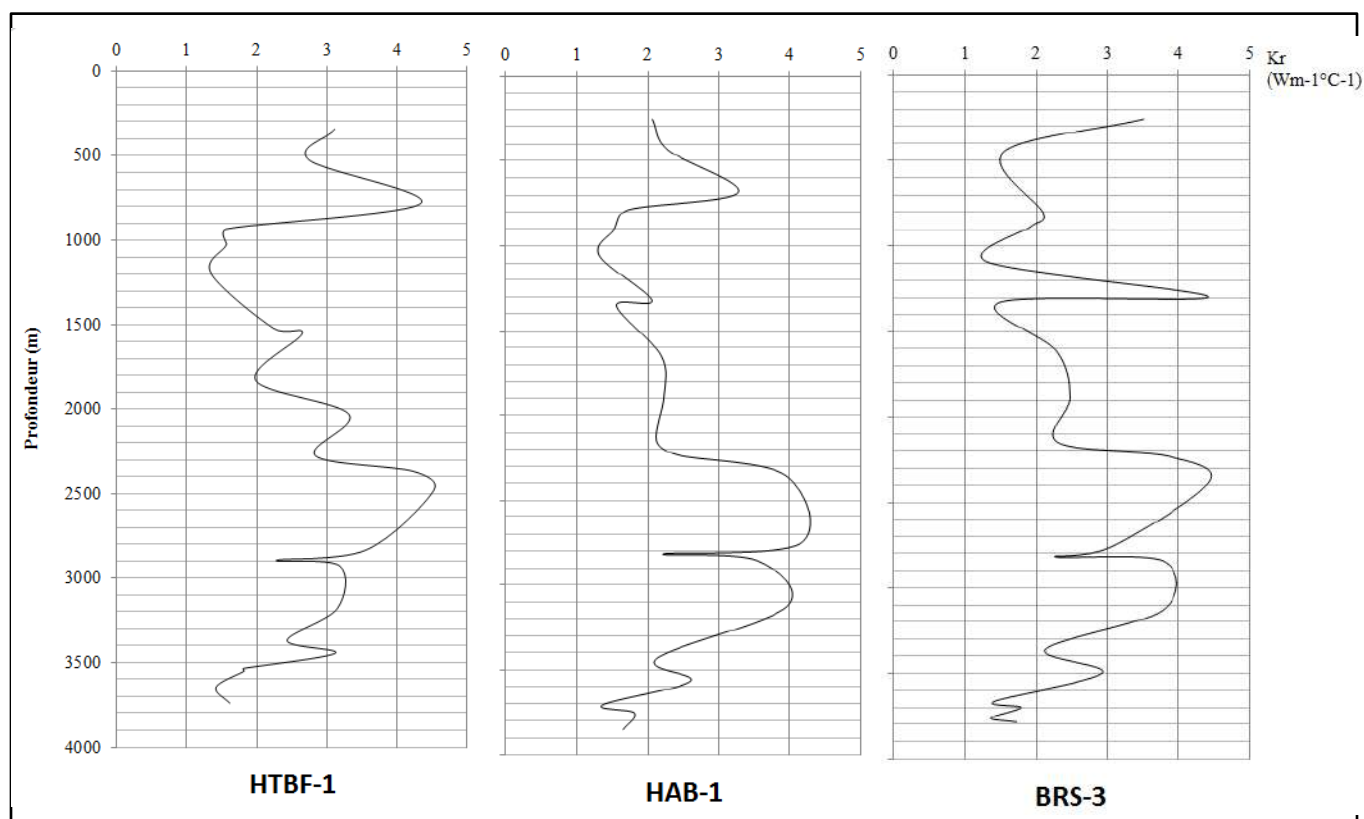


Figure II.5 : Variations de la conductivité thermique des formations en fonction de la profondeur pour les puits HTBF-1 , BRS-3 et HAB-1.

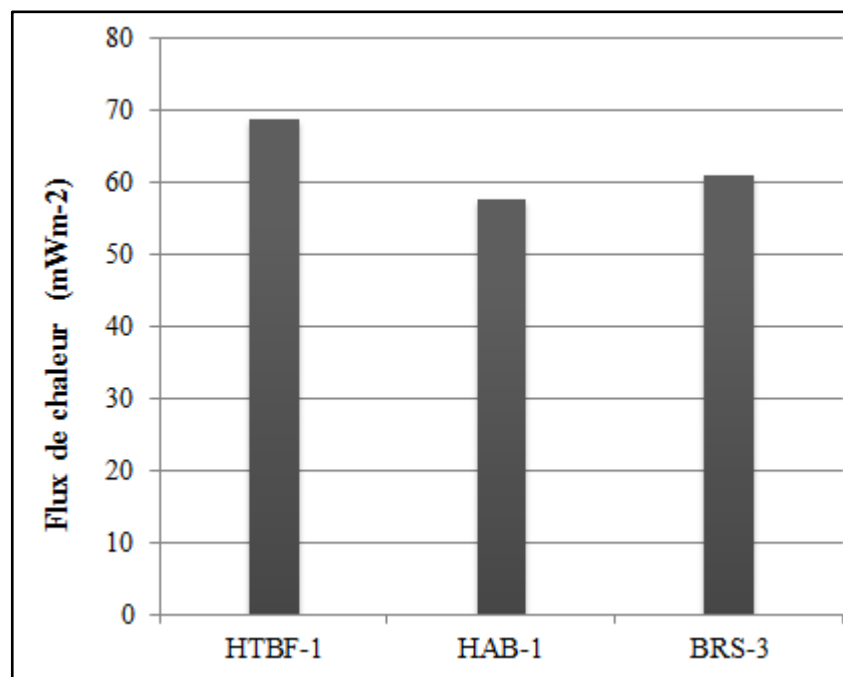


Figure II.6 : Flux de chaleur géothermique pour les puits HTBF-1 , BRS-3 et HAB-1.

II.5. Analyse et discussion :

La chaleur géothermique est un facteur qui a un impact important sur les différentes opérations de forage. Le gradient de température nous ont permis de constater l'augmentation de la température avec la profondeur. Cette variation peut être linéaire ou non linéaire selon le milieu traversé.

Nous remarquons à partir des résultats de calcul que la conductivité thermique dans les trois puits est proche avec la présence de régions anormales à différentes profondeurs. Les estimations de la conductivité thermique de la formation in situ ont ensuite été combinées avec les gradients géothermiques de la formation pour obtenir des estimations du flux de chaleur. Les valeurs de flux de chaleur à chaque puits variaient entre 57,7 et 68,8 mWm⁻². Ces valeurs confirment les résultats des études qui ont été menées sur la région (S. Ouali, 2006).

La valeur la plus élevée est dans HTBF-1 et semble être corrélée à l'épaisseur des sédiments. Cela peut être dû à une combinaison de flux de chaleur latéral, de production de chaleur radiogénique et/ou de transfert de chaleur par advection par migration de fluide.

.

**Chapitre III : Evaluation les propriétés de laitier
de ciment dans des différentes conditions
thermiques.**

Le ciment est utilisé pour maintenir le tubage en place et pour empêcher la migration des fluides entre les formations souterraines. L'utilisation des procédures de test API au fil des ans a créé une vaste connaissance basée sur l'expérience sur les performances des laitiers dans des formations géologiques spécifiques dans le puits de forage. En utilisant ces spécifications comme base, les instruments d'essai de ciment sont utilisés pour mesurer plus précisément les propriétés rhéologiques afin de mieux prédire les performances du laitier de ciment dans des conditions de fond de trou.

Ce travail couvre l'étude de l'effet de la température sur les propriétés rhéologiques (viscosité plastique, limite d'élasticité, résistance du gel, le filtrat et temps de pompabilité) du laitier de ciment par les tests de laboratoire. Il comprend également l'extraction de modèles mathématiques prédictifs basés sur les résultats de l'expérience réalisée.

III.1. Objectif :

Le but de cette étude est de :

- ✓ Déterminer le changement des propriétés rhéologiques (viscosité plastique, limite d'élasticité, résistance du gel, filtrat et temps de pompabilité) du laitier de ciment avec l'augmentation de la température.
- ✓ Développer des équations mathématiques prédictives, en utilisant la méthode de régression polynomiale, basée sur les résultats de l'expérience précédente.

III.2. Matériels et méthodes :

III.2.1. Formulation de l'échantillon de laitier de ciment

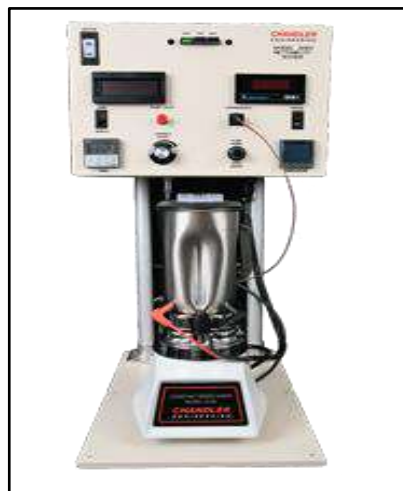
Les échantillons de laitiers de ciment sont préparés dans un laboratoire de cimentation, en basant sur une composition fournie par la compagnie de service, cette composition est représentative d'une classe d'un laitier de ciment tout à fait classique.

Tableau III.1 : Composition du laitier.

| Produits | Quantité |
|------------------------|------------|
| Ciment class G | 773.7 g |
| Eau de gâchage (douce) | 345.21 ml |
| Hydroxyéthyl Cellulose | 3 g |
| Anti mousse | 1 g |
| Dispersant | 0.5 g |
| Retardateur | 0.1 gal/sk |

III.2.2. Le mixage :

Le mixage est effectué avec un blender métallique représenté sur la figure (III.1) avec un contrôle de la vitesse de rotation des pales ; en premier de mettre la quantité nécessaire d'eau douce dans le mixeur puis l'ajout des additifs solide et après l'ajout des additifs liquide tout en fixant une vitesse de mixage à 4000tr/min ; une fois l'eau de gâchage est prête on ajoute la quantité de ciment et on augmente la vitesse de mixage à 12000tr/min et cela pour 15 secondes. [14]

**Figure III.1 :** Mixeur API. [15]

III.2.3. La densité :

On mesure la densité du laitier à l'aide d'un densimètre représenté sur la figure (III.2), on remplit le godet de laitier de ciment, puis on met le couvercle et on élimine par rinçage à l'eau, l'excès du laitier qui sort par le trou central. On nettoie à l'eau et on sèche, on place le levier sur le couteau, on déplace le curseur jusqu'à ce que bras soit horizontal, ce que l'on contrôle à l'aide du niveau à bulle incorporé dans le bras. On lit directement la densité sur le bras.

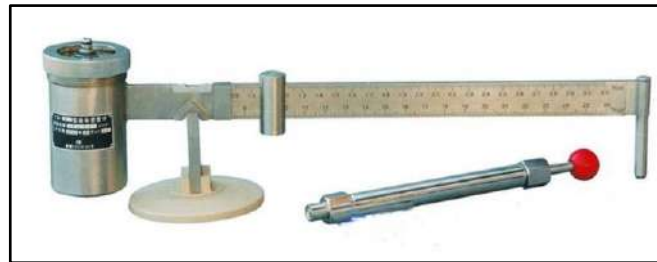


Figure III.2 : Densimètre.

Densité du laitier utilisé : 1.8

III.2.4. Le conditionnement :

Pour produire des résultats de test consistant qui informent sur la façon dont le laitier se comportera dans des conditions de terrain, les techniciens doivent traiter le laitier de ciment d'une manière similaire aux conditions trouvées au fond du trou. Les consistomètres atmosphériques représenté sur la figure (III.3) sont l'outil idéal qui permet aux techniciens de conditionner le laitier pour le test.

Les consistomètres atmosphériques sont un élément fondamental de l'équipement de laboratoire. Conçus pour se conformer aux normes API Spec 10A/10B2, les consistomètres utilisent un bain d'huile minérale chauffé pour maintenir la température du laitier à moins de 2°F (1°C) du point de consigne. La bouillie est conditionnée en température par rotation à 150 rpm pendant la durée de la période de conditionnement.

Après conditionnement dans un consistomètre atmosphérique, le laitier est maintenant prêt pour d'autres tests, y compris les tests de fluide libre, de rhéologie, de perte de fluide, de résistance à la compression et de résistance du gel. [13]

Dans notre cas, le laitier de ciment a été conditionné à quatre températures différentes qui sont : 80, 120, 150 et 190 °F.



Figure III.3 : Consistomètre atmosphérique. [15]

III.2.5. Test rhéologique :

L'appareil utilisé pour déterminer les paramètres rhéologique est le rhéomètre (viscosimètre) représenté sur la figure (III.4). Cet appareil permet de déterminer les caractéristiques rhéologiques du laitier de ciment qui sont :

- Viscosité plastique.
- Yield value.
- Le gel.

C'est un appareil à cylindre coaxiaux dont le rotor est entraîné par un moteur électrique. On mesure la résistance de scintillement du laitier contenu dans un godet, dans lequel immergent les cylindres coaxiaux. On lit directement sur un cadran gradué la résistance de cisaillement aux différentes vitesses de rotation du rotor. [14]



Figure III.4 : Rhéomètre. [15]

Après la mise en marche, le moteur tourne à 600 tr/min. On fait la première lecture après 60 seconds, puis les lectures suivantes toutes les 20 seconds. D'après la lecture faite sur le viscosimètre nous aurons : (R_{300} , R_{200} , R_{100} , R_6 , R_3), gel 10 seconds et gel 10 minutes ; Puis on calcule les différents paramètres rhéologiques selon les formules suivantes :

- **Viscosité plastique V_p** : est la résistance à l'écoulement du fluide ; selon le modèle plastique de BANGHAM ; la V_p est la pente de la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement. La V_p est calculé à partir de cette formule en Centi Poise :

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

- **Limite d'élasticité** : c'est la résistance à l'écoulement initial, ou représente la contrainte nécessaire pour démarrer le mouvement du fluide. Cette résistance est due aux charges électriques situées sur ou près des surfaces des particules. La limite d'élasticité est calculé à partir de cette formule en Lbf/100ft² :

$$Y_p = (\text{lecture } 300\text{tr/min} - V_p)$$

- **Le gel** : la contrainte de cisaillement mesurée à faible taux de cisaillement après qu'une boue ait pris au repos pendant 10 secondes, puis mesurée pendant 10 minutes selon la procédure API standard. [14]

III.2.6. Le temps de pompabilité (Thickening Time) :

Le temps de pompabilité est le temps où la suspension de ciment reste à l'état liquide et a la capacité d'être pompé. Il est évalué dans des conditions de fond de trou répliqué à l'aide d'un consistomètre pressurisé (HTHP). [14]



Figure III.5 : Consistomètre pressurisé (HTHP). [15]

La tasse de laitier a été placée dans le récipient d'essai et la pression a été soulevée via une pompe hydraulique basée sur l'air. Un contrôleur de température a régulé le radiateur interne qui a maintenu le profil de température requis, tandis que le mécanisme de conduite magnétique a tourné l'assemblage de la tasse de laitier à 150 tr / min.

L'enregistreur à double canal enregistré et affiche la cohérence du ciment et la température en fonction du temps et des lectures sont prises. Le test s'est terminé lorsque la suspension a atteint une consistance de 100 BC (Beardon Consistency). [13]

III.2.7. Le filtrat (Fluid Loss) :

Le laitier va être placé en rencontre d'une formation géologique perméable et va être soumis à une pression ce qui pourrait lui faire perdre son eau. Cette eau expulsée ne participe pas à la réaction d'hydratation mais elle sera plutôt la cause d'une déshydratation prématurée. [13]

Le filtre presse représenté sur la figure (III.6) est l'outil qui nous permet de déterminer le filtrat d'un laitier de ciment. Le laitier de ciment est placé contre un filtre, le volume d'eau contenu dans le laitier est forcé au même temps que les additifs solubles à travers ce filtre. Le volume d'eau recueillie à travers le filtre est appelé filtrat. Le filtrat collecté est mesuré et enregistré.



Figure III.6 : Filtre presse. [15]

III.3. Résultats des tests :

III.3.1. Présentation des résultats de mesure des paramètres rhéologiques :

Tableau III.2 : Lecteur donnée par Rhéomètre.

| | | Températures (°F) | | | |
|------------------------|--------------------------------------|-------------------|-----|-----|-----|
| | | 80 | 120 | 150 | 190 |
| Lectures sur rhéomètre | 300 tr/min | 234 | 205 | 185 | 179 |
| | 200 tr/min | 202 | 201 | 178 | 157 |
| | 100 tr/min | 164 | 140 | 123 | 119 |
| | 6 tr/min | 110 | 100 | 80 | 32 |
| | 3 tr/min | 70 | 62 | 50 | 21 |
| Paramètres | Viscosité plastique (cp) | 105 | 98 | 93 | 90 |
| | Yield point (lbf/100f ²) | 129 | 107 | 92 | 89 |
| | Gel (lbf/100f ²) | 70 | 62 | 50 | 21 |

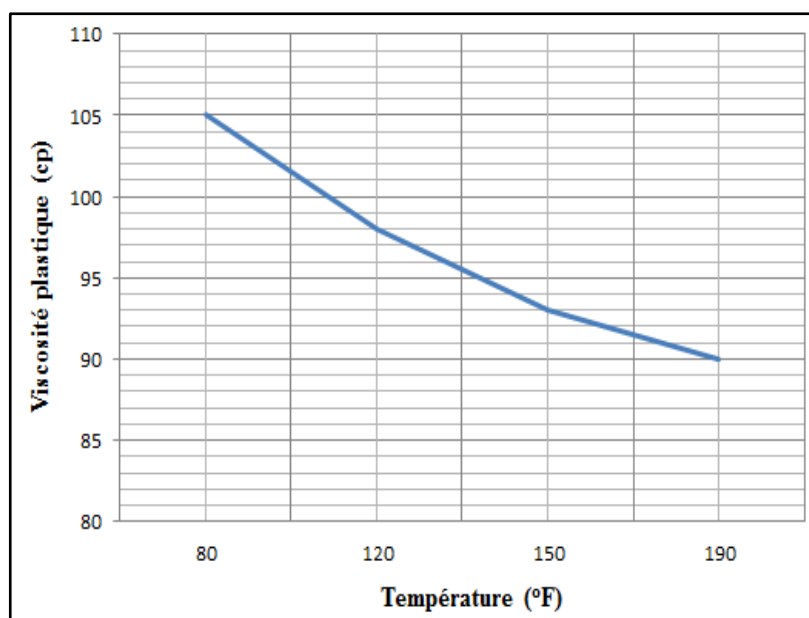


Figure III.3 : La variation de viscosité plastique en fonction de température.

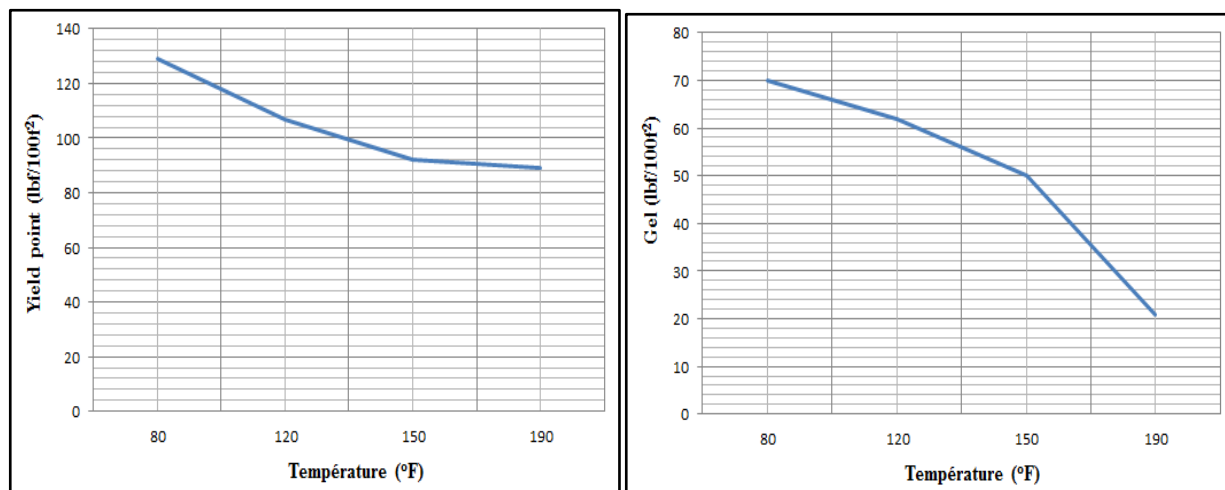


Figure III.4 : Les variations de gel strength et de yield value en fonction de température.

III.3.2. Présentation des résultats de mesure de temps de pompabilité :

Tableau III.3 : Résultats de temps de pompabilité (lecteur à 100 BC).

| | | Températures (°F) | | | |
|-------------------------|------------|-------------------|--------|--------|--------|
| | | 80 | 120 | 150 | 190 |
| Le temps de pompabilité | (hr : min) | 02 :50 | 06 :02 | 10 :48 | 19 :58 |
| | (min) | 170 | 362 | 648 | 1198 |

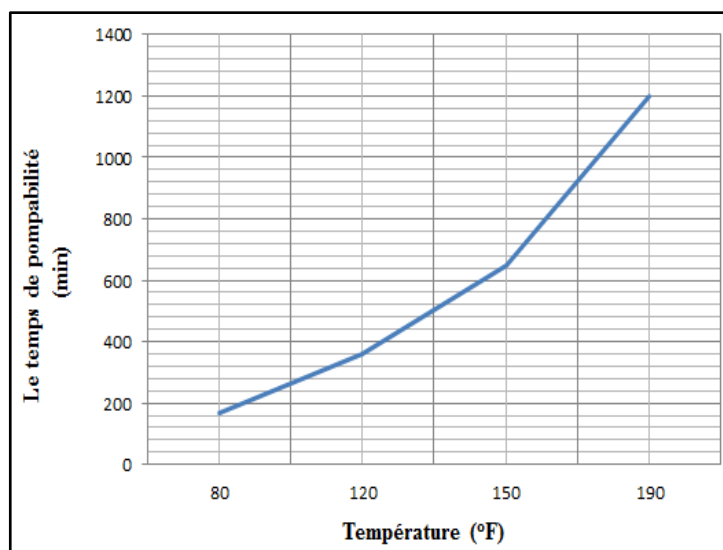


Figure III.5 : La variation de temps de pompabilité en fonction de température.

III.3.3. Présentation des résultats de mesure de filtrat :

Tableau III.4 : Résultat de test de filtrat.

| | Températures (°F) | | | |
|--------------------------------|-------------------|-----|-----|-----|
| | 80 | 120 | 150 | 190 |
| Le filtrat (ml / 30min) | 76 | 74 | 73 | 72 |

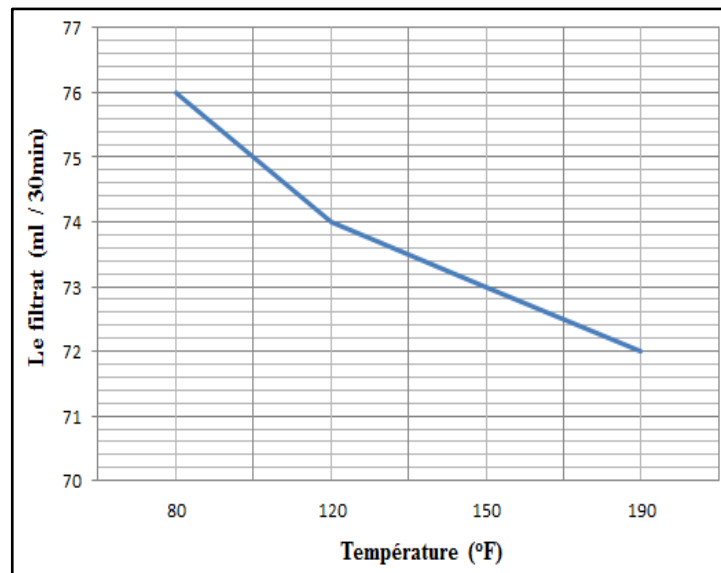


Figure III.6 : La variation de volume de filtrat en fonction de température.

III.4. Développement de modèles prédictifs pour les propriétés du laitier de ciment :

Pour le laitier de ciment utilisé dans l'expérience, et sur la base des résultats expérimentaux obtenus, des équations mathématiques prédictives peuvent être extraites en utilisant la méthode de régression polynomiale, c'est une analyse statistique qui décrit la variation d'une variable aléatoire expliquée à partir d'une fonction polynomiale d'une variable aléatoire explicative.

Ces équations aident à prédire les changements des propriétés du ciment en termes de température sans effectuer d'essai en laboratoire.

Les modèles mathématiques prédisent la viscosité plastique (V_p), la limite d'élasticité (Y_p), la résistance du gel (G_s), le filtrat (F) et le temps de pompabilité (T_p) à différentes conditions de température. Le modèle statistique de régression polynomiale est donné par :

$$y_i = a + bx_i + cx_i^2 \quad (\text{III.1})$$

Où : y est la variable dépendante (propriétés rhéologiques) ; x est la variable indépendante (température) ; a , b et c sont des constantes. Le système d'équations linéaires utilisé pour obtenir les constantes est donné par :

$$\begin{cases} na + b\sum x_i + c\sum x_i^2 = \sum y_i \\ a\sum x_i + b\sum x_i^2 + c\sum x_i^3 = \sum x_i y_i \\ a\sum x_i^2 + b\sum x_i^3 + c\sum x_i^4 = \sum x_i^2 y_i \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

- La viscosité plastique du laitier de ciment est donnée par :

$$\begin{aligned} V_p &= 127.05 - 0.3313T + 0.0007T^2 \\ R^2 &= 0.997 \end{aligned} \quad (\text{III.3})$$

- La limite d'élasticité du laitier de ciment est donnée par :

$$\begin{aligned} Y_p &= 210.94 - 1.2891T + 0.0034T^2 \\ R^2 &= 0.992 \end{aligned} \quad (\text{III.4})$$

- La résistance du gel du laitier de ciment est donnée par :

$$\begin{aligned} G_s &= 48.212 + 0.5702T - 0.0038T^2 \\ R^2 &= 0.999 \end{aligned} \quad (\text{III.5})$$

- Le filtrat du laitier de ciment est donnée par :

$$\begin{aligned} F &= 81.595 - 0.0844T + 0.0002T^2 \\ R^2 &= 0.999 \end{aligned} \quad (\text{III.6})$$

- Le temps de pompabilité du laitier de ciment est donnée par :

$$\begin{aligned} T_p &= 392.32 - 7.9023T + 0.0639T^2 \\ R^2 &= 1 \end{aligned} \quad (\text{III.7})$$

Où T (°F) est la température.

R^2 : est une mesure statistique de la proximité des données avec la courbe de régression ajustée. Il est également connu sous le nom de coefficient de détermination.

III.5. Analyse et discussion :

D'après les résultats expérimentaux, Il a été clairement noté que l'augmentation de la température a entraîné une diminution de la viscosité plastique signifiant que la résistance à l'écoulement de laitier diminue. Cela peut s'expliquer que l'augmentation de la température entraîne une augmentation de l'énergie cinétique ou thermique et que les molécules deviennent plus mobiles. L'énergie de liaison attrayante est réduite et donc la viscosité est réduite.

Il a également été noté que l'augmentation de la température a provoqué une diminution de la limite d'élasticité, ce qui signifie que la résistance à l'écoulement du laitier diminue, ce qui indique que les forces électrochimiques dans le laitier de ciment diminuent.

D'après l'essai effectué par le rhéomètre, à mesure que la température du laitier de ciment augmentait, la résistance du gel du laitier de ciment diminuait continuellement. Cela signifie la capacité du laitier de ciment à résister à l'invasion de gaz après l'arrêt des opérations de pompage.

Les résultats de la filtration à différentes températures ont également montré une légère diminution de la quantité d'eau filtrée lorsque la température augmentait, signifiant que la teneur en eau dans le laitier de ciment diminue.

Contrairement à ce qui était prévu, l'essai effectué par la consistomètre pressurisé a montré que le temps augmente avec l'augmentation de la température appliquée au laitier, cet effet inverse peut s'expliquer par la présence de deux composantes dans le laitier de ciment, retardateur (0.1 gal/sk) et Hydroxyéthyl Cellulose (3g), qui sont considérées comme des retardateurs au temps de pompabilité.

Les modèles mathématiques prédictifs permettent de bien comprendre l'évolution des propriétés du laitier de ciment (utilisé dans l'expérience) dans le champ thermique étudié.

Les résultats obtenus dans cette expérience et aussi les équations prédictives sont limités et principalement liés à la qualité et à la quantité d'additifs utilisés dans le laitier de ciment expérimental, car chaque additif peut être affecté différemment avec l'augmentation de la température, et cela va certainement donner des résultats différents.

Ces résultats confirment que les conditions souterraines, en particulier l'augmentation de la température causée par le gradient géothermique, affectent considérablement les propriétés chimiques et rhéologiques du laitier de ciment. Cet effet, s'il n'est pas bien observé, peut entraîner un mauvais processus de cimentation, ce qui entraîne l'apparition de plusieurs problèmes à l'intérieur du puits.

Conclusion générale :

Ce travail porte sur l'étude de l'effet de la chaleur géothermique sur le ciment des puits de pétrole. Le flux de chaleur est déterminé en mesurant le gradient géothermique en plus de la conductivité thermique de la formation, puis en utilisant la loi de Fourier pour calculer la chaleur.

La chaleur géothermique est l'un des facteurs les plus importants à prendre en compte lors de la formation du laitier de ciment, c'est pourquoi nous avons mené une étude géothermique pour trois puits proposés, qui sont HTBF-1, BRS-3 et HAB-1, les résultats ont montré une grande convergence entre eux, comme les études menées précédemment sur la région nous l'ont confirmé.

Une expérience en laboratoire a été menée sur un laitier de ciment pour mesurer certaines de ses propriétés qui sont : la viscosité plastique, limite d'élasticité, résistance du gel, le filtrat et temps de pompabilité, à différentes températures, un groupe d'appareils spécialisés ont été utilisés pour évaluer le ciment en simulant les conditions internes du puits.

Les résultats obtenus ont montré des changements significatifs avec l'augmentation de la température dans les propriétés du ciment testé. Cet effet peut être considéré comme un facteur important dans l'ingénierie de cimentation pour de nombreuses raisons.

Premièrement, les laitiers de ciment sont conçus pour avoir un temps de pompabilité approprié dans des conditions de fond de trou; en d'autres termes, la température du puits de forage doit être dans une plage attendue pour éviter une prise précoce ou retardé.

Deuxièmement, étant donné que la viscosité et la résistance du gel du ciment sont largement affectées par la température, la connaissance de la température du puits de forage aide à prédire la migration des gaz et l'intégrité du puits.

Troisièmement, Comme le volume du filtrat est affectée par le changement de la température; le phénomène de filtration va entraîner une déshydratation prématurée du laitier qui pourra devenir impompable et fera prise dans de mauvaises conditions.

Conclusion générale

En fin de compte, on peut dire que la température est un facteur clé dans la détermination des composants et des propriétés du laitier de ciment, car ne pas en tenir compte peut entraîner des problèmes autres que difficiles à gérer dans la construction du puits.

Références bibliographiques

- [1] GEFEI LIU, « Applied Well Cementing Engineering », Pegasus Vertex, Inc., Houston, TX, United States.
- [2] Robert F. Mitchell ET Stefan Z. Miska « Fundamentals of Drilling Engineering », Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [3] Erik B. Nelson and Dominique Guillot « Well Cementing » Schlumberger, 2006.
- [4] Petro Wiki, < <https://www.petrowiki.spe.org/>>
- [5] BECHAR Somia, «Etude et formulation d'un laitier de ciment pétrolier élaboré avec l'incorporation des additions naturelles» , Département de Génie des Procédés UKMO, 2017.
- [6] TEBIB Mahdi, NOUIS Fares et CHAITER Abdeslam «Descente et cimentation du liner 4’’^{1/2} dans le champ Hassi Messaoud» , Département de forage et mécanique des chantiers pétrolier, UKMO, 2017.
- [7] Fiches Techniques des puits HTBF-1, BRS-3 et HAB-1, Division Exploration Sonatrach.
- [8] S. Ouali, A. Khellaf et K. Baddari « Etude géothermique du Sud de l’Algérie », Centre de Développement des Energies Renouvelables - Alger, Laboratoire de Physique de la Terre, Université de Boumerdès, Octobre 2006.
- [9] KENNETH E. PETERS ET PHILIP H. NELSON « Criteria to determine borehole formation temperatures for calibration of basin and petroleum system models » US Geological Survey, Denver Federal Center, Colorado, USA, 2012.
- [10] David S. Chapman , T. H. Keho, Michael S. Bauer and M. Dane Picard « Heat flow in the Uinta Basin determined from bottom hole temperature (BHT) data » Department of Geology and Geophysics, University of Utah, September, 1983.
- [11] MICHAEL L. JONES, B.S. «The regional geothermal heat flow regime of the north-central gulf of Mexico », Faculty of Texas Tech University, May 2003.
- [12] Andrew Henrikson and David S. Chapman, « Terrestrial heat flow in Utah », University of Utah Department of Geology and Geophysics Salt Lake City, Utah, March 2002.
- [13] Nmegbu C.G.J, Dagde Kenneth ET Amua Uchechukwu Roseline « The Effect of Temperature on Rheological Properties of Cement Slurry », Department of Petroleum Engineering, Rivers State University, Port Harcourt, March-2019.

- [14] Nassima HAMICHI et Malha HARRAT « Procédure de contrôle de qualité du ciment pétrolier et de l'efficacité des additifs du ciment en deux systèmes de laitiers doux et salé », Département de Génie des Procédés UKMO, 2017.
- [15] Chandler Engineering, <https://www.chandlereng.com/>.

ملخص :

التدعيم هو عملية وضع سائل الأسمنت في البئر عن طريق خلط مسحوق الأسمنت والمواد المضافة والماء على السطح وضخه عن طريق الإزاحة الهيدروليكية إلى الموقع المطلوب. لتصميم الأسمنت المناسب، من الأهمية بمكان مراعاة ظروف تجويف البئر مثل درجة الحرارة والضغط وتكوين حفرة البئر وسوائل الحفر وخصائص التكوين عند تصميم وظيفة الأسمنت. تعتبر الحرارة الجوفية من أهم العوامل التي يجب مراعاتها عند تصميم سائل الأسمنت. يمكن تقدير هذه الحرارة باستخدام التدرج الحراري الأرضي والتوصيل الحراري للصخور. في هذا العمل حددنا تأثير تغير درجة الحرارة على خواص سائل الإسمنت من خلال التجارب المعملية ، وأظهرت النتائج تأثير ملحوظ على خواص الأسمنت ، ويمكن معالجة هذا التأثير بالمضافات للحصول على السائل الاسمنتي المناسب لكل حالة.

الكلمات المفتاحية: أسمنت ؛ جوف البئر ، درجة الحرارة الجوفية.

Résumé :

La cimentation est le processus consistant à placer une suspension de ciment dans un puits en mélangeant du ciment en poudre, des additifs et de l'eau à la surface et en les pompant par déplacement hydraulique jusqu'à l'emplacement souhaité. Pour une conception de cimentation appropriée, il est essentiel de prendre en compte les conditions du puits de forage telles que la température, la pression, la configuration du puits de forage, le fluide du puits et les propriétés de la formation lors de la conception d'un projet de cimentation.

La chaleur géothermique est l'un des facteurs les plus importants à prendre en compte lors de la conception du coulis de ciment. Cette chaleur peut être estimée à l'aide du gradient géothermique et de la conductivité thermique des roches.

Dans ce travail, nous avons déterminé l'effet du changement de température sur les propriétés du mélange de ciment à travers des expériences en laboratoire, les résultats ont montré un impact notable sur les propriétés du ciment, cet effet peut être traité avec des additifs pour obtenir le coulis approprié pour chaque cas.

Mots clés : ciment ; puits de forage ; chaleur géothermique ; Température.

Summary:

Cementing is the process of placing cement slurry in a well by mixing powdered cement, additives, and water at the surface and pumping it by hydraulic displacement to the desired location. For proper cementing design, it is critical to consider the wellbore conditions such as temperature, pressure, wellbore configuration, well fluid, and formation properties when designing a cement job.

Geothermal heat is one of the most important factors that must be taken into account when designing the cement slurry. This heat can be estimated using the geothermal gradient and the thermal conductivity of the rocks.

In this work, we determined the effect of temperature change on the properties of the cement mixture through laboratory experiments, the results showed a noticeable impact on the properties of cement; this effect can be treated with additives to obtain the appropriate slurry for each case.

Keys words: cement; wellbore; geothermal heat; temperature.