

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 pétroliers



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Science et Technologie

Spécialité : Forage

Présenté Par : Bahi Nacereddine, Chaia Abdeldjabar, Didi Abdelbasset.

Thème :

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

Soutenu publiquement le : 07/06/2023

Devant le jury :

Mr Gharbi Abderezak

Président

UKM Ouargla

Mr Toumi Nabil

Encadrant

UKM Ouargla

Mr Beloufi Youcef

Examineur

UKM Ouargla

Année Universitaire : 2022 / 2023

Remerciements

Tout d'abord, louange à « ALLAH » qui nous a guidé sur le droit chemin tout au long du travail et nous a inspiré les bons pas et les justes réflexes. Sans sa miséricorde, ce travail n'aura pas abouti.

Nous tenons à remercier :

*Notre encadreur **Mr. TOUMI Nabil** pour avoir accepté de suivre cette étude.*

A vous messieurs les membres du jury, pour avoir bien voulu examiner notre travail.

A nos enseignants de la Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers.

Nous tienons à exprimer toutes nos gratitude à toutes les personnes, membres des les familles, qui ont contribué de prêt ou de loin, à la réalisation et à la réussite de ce travail.

Abdelbasset, Abdeldjabar, Nacereddine

Table des matières

Remerciement

Table des matieres

List des figures

List des tableaux

Nomenclature

Introduction générale1

Chapitre I: Généralités sur la cimentation pétrolière

I.1. Introduction :3

I.2. Aperçu sur le forage d'un puits de petrole :3

I.3 La cimentation des puits pétroliers :4

I.4. Équipement de la cimentation :5

I.5. Principes des méthodes de cimentation :7

I.5.1. Cimentation primaire :7

I.5.2. Cimentation étagée :8

I.5.3. Cimentation de remediation:8

I.5.3.1. Cimentation plugs (Bouchons):9

I.5.3.2. Cimentation squeeze (Injection sous pression) :9

I.5.4. Cimentation du liner:10

I.6. Facteurs pouvant influencer le contrôle de cimentation :11

I.7. La ciment d'un puit pétrolier :11

I.7.1. Processus de fabrication des ciments portland :11

I.7.2. Sélection du laitier (Choix du laitier de ciment) :13

I.7.3. Les additifs de formulation :14

I.7.3.1. Accélérateurs (Accelerators):14

I.7.3.2. Retardateurs (Retarders):14

I.7.3.3. Allégeants (Extenders):15

I.7.3.4. Alourdissant (Weighing agent):	15
I.7.3.5. Réducteurs de filtrat (Fluid loss agent or Filtration control agent):	15
I.7.3.6. Dispersants (Friction reducing):	15
I.7.3.7. Contrôle de l'eau libre (Free water control) :	15
I.7.3.8. Agents de rétrogression de la résistance (Strength retrogression agents) :	15
I.7.3.9. Agents spéciaux (Special agents):	16
I.7.4. Les caractéristiques "pétrolières" du ciment :	16
I.7.4.1. La densité:	16
I.7.4.2. Le filtrate (Fluid loss):	16
I.7.4.3. Le rendement:	17
I.7.4.4. Le temps de pompabilité (Thickening time) :	17
I.7.4.5. La thixotropie:	18
I.7.4.6. Hydratation du ciment:	18
I.7.4.7. La perméabilité:	18
I.7.4.8. Autre caractéristiques:	19
I.8. Évaluation de la fonction cimentaire :	19
I.8.1. Tests hydraulique :	19
I.8.1.1. Test de pression:	19
I.8.1.2. Test d'afflux:	19
I.8.1.3. Test par perforation	20
I.8.2. Le log de température (Thermométrie) :	20
I.8.3. Logging acoustique (CBL-VDL) :	21
I.8.3.1. Principe de CBL (Cement bond logging):	21
I.8.3.2. Principe de VDL (Variable density logging):	22
I.8.4. L'outil d'imagerie ultrasonique (USIT) :	24
I.8.5. Segmented bond tool (SBT) :	25
I.9. Facteurs affectant la fonction du ciment :	26
I.10. Conclusion :	27
 Chapitre II: Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49	
II.1. Introduction :	30
II.2. Origine de la chaleur terrestre :	30

II.3. Presentatin le puits :	30
II.4. Cementation le puit «OKS-49» :	30
II.4.1. Phase 1 (18 5/8" Csg) :	30
II.4.1.1. Objectifs du travail:	30
II.4. 1.2. Recommandation pour la cimentation :	31
II.4.1.3. Données sur le puits (18 5/8" Csg):	31
II.4.1.4. Propriétés thermiques du puits (18 5/8" Csg) :	32
II.4.1.5. Composition laitier de ciment:	32
II.4.1.6. Schéma la cémentation de cette phase :	33
II.4.2. Phase 2 (13 3/8" Csg) :	33
II.4.2.1. Objectifs du travail:	33
II.4.2.2. Recommandation pour la cimentation:	34
II.4.2.3. Données sur le puits (13 3/8" Csg):	34
II.4.2.4. Propriétés thermiques du puits (13 3/8" Csg) :	35
II.4.2.5. Composition laitier de ciment:	35
II.4.2.6. Schéma la cémentation de cette phase:	36
II.4.3. Phase 3 (9 5/8" Csg) :	36
II.4.3.1. Objectifs du travail:	36
II.4.3.2. Recommandation pour la cimentation:	37
II.4.3.3. Données sur le puits (9 5/8" Csg):	38
II.4.3.4. Propriétés thermiques du puits (9 5/8" Csg) :	39
II.4.3.5. Composition laitier de ciment:	39
II.4.3.6. Schéma la cémentation de cette phase :	40
II.4.4. Phase 4 (7" Csg liner) :	40
II.4.4.1 Objectifs du travail:	40
II.4.4.2. Recommandation pour la cimentation:	41
II.4.4.3. Données sur le puits (7" Csg liner):	41
II.4.4.4. Propriétés thermiques du puits (7" Csg liner) :	42
II.4.4.5. Composition laitier de ciment:	42
II.4.4.6. Schéma la cémentation de cette phase :	43
II.5. Graphe (Température – Profondeur) :	43
II.5.1. Interprétation des graphes	44

II.6. Enregistrement de température :	45
II.6.1. Gradient géothermique :	45
II.6.2. La température du fond du trou (BHT) :	45
II.6.2.1. La température statique BHST :	45
II.6.2.2. La température de circulation BHCT :	46
II.6.2.3. Correction des températures enregistrées :	46
II.6.3. Données de température de DST :	46
II.6.4. La conductivité thermique :	47
II.6.4.1. La conductivité primaire :	47
II.6.4.2. Conductivité thermique en situ :	47
II.6.5. Le flux de chaleur :	48
II.7. Les températures et le flux de chaleur enregistré dans le puits « OKS-49 »:	49
II.8. Conclusion :	50

Chapitre III : Etude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

III.1. Introduction :	53
III.2. Objectif :	54
III.3. Programme expérimental :	54
III.3.1. Le programme	54
III.3.1. Conception du laitier de ciment :	55
III.4. Les appareils de test :	56
III.4.1. Mixeur (Le mixage du laitier de cement) :	56
III.4.2. Consistomètre pressurisé HPHT (Le temps de pompabilité) :	56
III.4.3. Densimètre (La densité) :	57
III.4.4. Consistomètre atmosphérique (Les conditions de test) :	58
III.4.5. Rhéomètre (Test rhéologique) :	59
III.4.6. Filtre presse. (Le filtrat) :	60
III.5. Les résultats :	61
III.5.1. Les paramètres rhéologiques	62
III.5.1.1 Analyse les résultats :	63

III.5.2. Résultats de temps de pompabilité.....	64
III.5.2.1 Analyse les résultats	64
III.5.3. Résultat de test de filtrat.....	65
III.5.3.1. Résultat de test de filtrat	65
III.6. Les modèles prédictifs pour les propriétés du laitier de ciment:	65
III.6.1. Codes matlab.....	67
III.7. Conclusion :	68
Conclusion générale :.....	71

Liste des references

Résumé

Liste des figures

Chapitre I: Généralités sur la cimentation pétrolière

Figure I. 1: Schéma représentatif de processus de forage.....	3
Figure I. 2: pomper le ciment dans le tubage.....	4
Figure I. 3: Isolement zonal et Zone d'eau salée.....	5
Figure I. 4: Unités de cimentation	5
Figure I. 5: figure montre le reste de l'équipement mentionné précédemment.....	6
Figure I. 6: Processus de cimentation primaire.....	7
Figure I. 7: Illustration de la cimentation étagée.	8
Figure I. 8: Cimentation plugs.	9
Figure I. 9: Processus de cimentation squeeze	10
Figure I. 10: Procédure de cimentation du liner.	11
Figure I. 11: Organigramme de fabrication du ciment portland.....	12
Figure I. 12: Diagramme de la pression d'essai d'afflux.	20
Figure I. 13: Relevé typique de la température.....	21
Figure I. 14: Principe de CBL.....	22
Figure I. 15: Exemple de CBL et VDL.....	23
Figure I. 16: L'outil de log ultrasonique.....	24
Figure I. 17: Exemple d'un log standard de l'outil d'imagerie ultrasonique	25
Figure I. 18: Affichage d'un log <i>SBT</i>	26
Figure I. 19: Problèmes majeurs de cimentation dans les puits HPHT.	27

Chapitre II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

Figure II. 1: Schéma cimentation phase (1).....	33
Figure II. 2: Schéma cimentation phase (2)	36
Figure II. 3: Schéma cimentation phase (3)	40
Figure II. 4: Schéma cimentation phase (4)	43
Figure II. 5: la variation de la température en fonction de la profondeur.....	44

Chapitre III : Etude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

Figure III. 1: Mixeur	56
-----------------------------	----

Figure III. 2: Consistomètre pressurisé (HTHP).....	57
Figure III. 3: Densimètre	58
Figure III. 4: Consistomètre atmosphérique.	59
Figure III. 5: Rhéomètre	60
Figure III. 6 HPHT viscometer	60
Figure III. 7 Filtre presse	61
Figure III. 8 tube gradué(Graduated cylinder.).....	61
Figure III. 9: La variation de viscosité plastique	62
Figure III. 10: La variation de yield point.....	62
Figure III. 11: La variation de gel	63
Figure III. 12: La variation de temps de pompabilité en fonction de température.....	64
Figure III. 13: La variation de volume de filtrat en fonction de temperature.	65

Liste des tableaux

Chapitre I: Généralités sur la cimentation pétrolière

Tableau I. 1: Les différents types de ciment (norme API).....13

Chapitre II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

Tableau II. 1: les données phase (1)31

Tableau II. 2: Composition Laitier de ciment phase (1)32

Tableau II. 3: Les données phase (2)34

Tableau II. 4 Composition laitier de ciment phase (2)35

Tableau II. 5: Les données phase (3)38

Tableau II. 6: Composition laitier de ciment phase (3)39

Tableau II. 7: Les données phase (4)41

Tableau II. 8: Composition laitier de ciment phase (4)42

Tableau II. 9: Cinq puits de forage43

Tableau II. 10: Conductivités thermiques des principaux constituants.47

Tableau II. 11: Les températures et le flux de chaleur le puit « OKS-49 »49

Chapitre III : Etude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

Tableau III. 1 Programme expérimental55

Tableau III. 2 Conception du laitier de ciment(Clasee G)55

Nomenclature

API : American Petroleum Institute	Ks : Conductivité thermique de la matrice
BHST : Bottom Hole Static Temperature	Ki : Conductivité thermique de constituant
BHCT : Bottom Hole Circulating Temperature	Pi : Proportion volumique de constituant
WOC : Wait On Cement	Kr : conductivité thermique de la roche
DL : densité du laitier	Kw : la conductivité de la phase liquide
Mc : masse de ciment	Ø : La porosité de l'échantillon
ME : masse d'eau	q0 : Flux de chaleur
MAD : masses des additifs	ΔZ : Épaisseur de l'unité de roche
Vc : volume de ciment	T0 : température de surface
VE : volume d'eau	Tb : température de fond corrigée
VAD : volumes des additifs	Vp : viscosité plastique
R : rendement de ciment	Yp : limite d'élasticité
t : temps de l'essai.	Gs : résistance du gel
HPHT : High Pressure High Temperature	F : le filtrat
Q : Débit	Tp : temps de pompabilité
k : Perméabilité	∑i : Contraintes principales totales
A : Surface de la section transversale	CSG : Casing
OP : Pression de sortie	DP : Drill pipe
IP : Pression d'entrée	SG : Specific Gravity
μ : Viscosité	WBM : Boue base eau (Water Based Mud)
L : Longueur	

CBL : Cement bond log	T.T : Thickening Time
VDL : Variable-density log	LT : Laitier léger (Light Duty)
USIT : L'outil d'imagerie ultrasonique	LQ : Laitier lourd
QC : Quality Control	BOWC : Bentonite Oil and Water Concentrated
ID : Inside diameter	SH : Stresses Horizontal
OD : Diamètre extérieur	SC : Spacer de Cement
SBT : Segmented bond tool	OBM : Boue base eau (Oil Based Mud)
UTM : Universal Transverse Mercator	ACP : Analyse Composantes Principales
BHT : Bottom Hole Temperature	OH : Open Hole
t_{circ} : temps de circulation	TVD : Totale Verticale Depth
t_s : temps d'arrêt	MD : Measured depth
DST : Drill Stem Test	
T_{∞} : BHT à l'état d'équilibre	
A : l'inclinaison de la droite de Horner	

Introduction Générale

Introduction Générale

Depuis plus d'un siècle, les ciments sont largement utilisés dans les sondages pétroliers. La cimentation des tubages est un éléments clés de la construction des forages, elle détermine l'étanchéité des annulaires et participe à la sécurité et à la protection des puits et des terrains traversés. Le maintien des tubages et l'étanchéité du forage sont assurés par le remplissage des annulaires avec du ciment. La réussite des opérations de cimentation sera donc essentielle pour garantir l'exploitation des ouvrages. Cette opération assurera la liaison entre le réservoir et le puits, elle est considérée également comme l'étape primordiale qui a un impact direct sur la durée de vie des puits pétroliers. [01]

Pour l'ingénierie du domaine pétrolier, cette opération est très critique où la qualité du résultat dépend de plusieurs facteurs, dont la qualité du laitier de ciment. Cependant, les caractéristiques de ce dernier dépendent des conditions thermodynamiques (pression, température) et géologiques du puits.

La cimentation d'un puits nécessite une connaissance précise des températures en fond de puits pour une conception et une mise en place correctes du laitier. Il y a essentiellement trois températures différentes à prendre en compte : La température de circulation en fond de puits (BHCT) et la température statique en fond de puits (BHST) doivent toutes deux être prises en compte, en plus du différentiel de température entre le bas et le haut de la colonne de ciment. La température du puits est un facteur clé dans le processus de sélection du laitier. Au cours des dix dernières années, les principales sociétés de service de ciment ont introduit des programmes de modélisation de la température qui permettent de prédire avec plus de précision les températures de fond de puits pour la conception du laitier de ciment. [06]

1- Objectifs de l'étude :

La stratégie de cette étude est basée sur le vérifier l'effet de la température géothermique sur les propriétés du laitier de ciment lors de la mise en oeuvre d'un procédé de cimentation de puits de pétrole.

2- Méthodologie du travail :

La thèse s'articule sur trois chapitres :

Au cours du premier chapitre donne un aperçu et des généralités sur les cimentations des puits pétroliers.

A travers le deuxième chapitre de ce travail est l'étude sur programme du cémentation et

détermination de la température du puits **OXS-49** situé dans le bassin Hassi Messaoud.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté et discuté étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

Nous clôturons ce travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I : Généralités

sur la cimentation pétrolière

I.1. Introduction :

La cimentation des colonnes de tubage est une étape très importante pour la réalisation d'un puits de forage et sa longévité par l'isolation des couches à problèmes. La réussite de cette opération est un facteur déterminant pour la qualité de l'ouvrage. On adapte un type de cimentation, simple ou étagée, pour chaque phase. Selon sa lithologie et sa géologie spéciale.

Ce chapitre est consacré à des généralités sur la cimentation pétrolière ainsi que à la procédure de préparation du laitier de ciment et le contrôle de ses caractéristiques et l'évaluation des cimentations et les facteurs qui l'affectant.

I.2. Aperçu sur le forage d'un puits de pétrole :

Le forage est l'opération de désagrégation mécanique des roches en vue de pénétrer progressivement dans le sous-sol et atteindre le réservoir d'hydrocarbure située à une certaine profondeur. C'est effectué à l'aide d'une tête de forage rotatif qui creuse le gisement, 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, ceci est illustré sur la figure I.1.

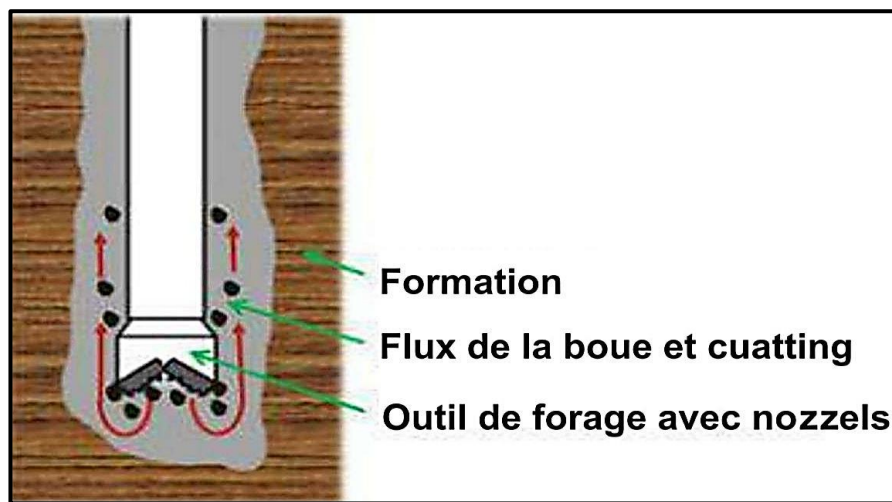


Figure I. 1: Schéma représentatif de processus de forage. [02]

Une fois la phase de puits est forée, il doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer, et c'est à travers le travail de cimentation où on injecte un laitier de ciment dans le tubage. On le pousse après par la boue (Fluide de Forage), jusqu'à ce qu'il arrive au fond, remonte par l'espace annulaire entre les tubes et le puits, jusqu'à ce qu'il arrive à la surface, comme le montre la figure I.2.

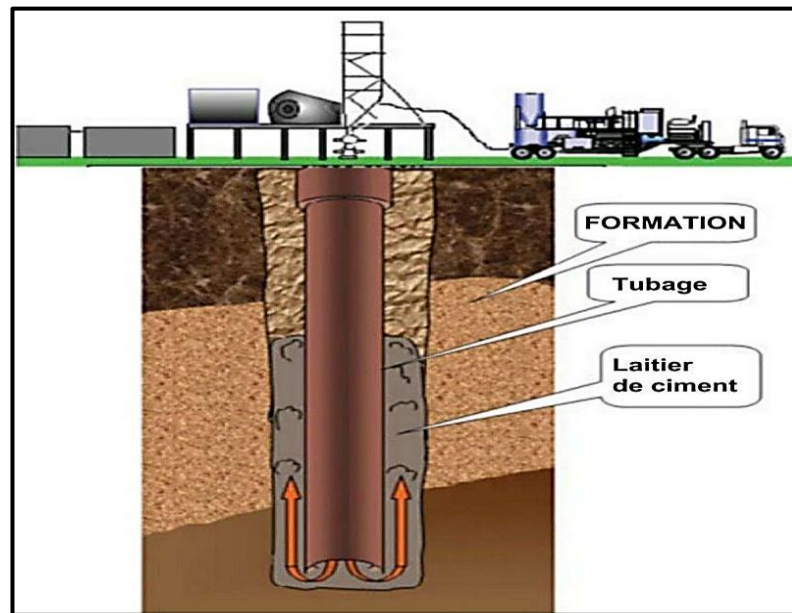


Figure I. 2: pomper le ciment dans le tubage. [03]

I.3 La cimentation des puits pétroliers :

La cimentation de puits est l'une des opérations les plus importantes et cruciales dans un puits de pétrole et de gaz. C'est le processus qui consiste à placer un laitier de ciment dans l'espace annulaire entre le tubage du puits et les formations rocheuses qui entourent le puits de forage. Pour servir les principaux objectifs suivants :

- Soutenir les parois du puits de forage pour empêcher l'effondrement de la formation.
- Assurer une isolation zonale entre les formations afin d'empêcher le mouvement des gaz ou des fluides entre les différentes formations géologiques. (Figure I.3)
- Protéger les zones de production de pétrole contre les flux d'eau salée (figure I.3).
- Soutenir et sceller le tubage en place et le protéger de l'effondrement sous pression.
- Pour protéger les tubages de puits de la corrosion,
- Pour réduire le risque de contamination des eaux souterraines par le pétrole, le gaz ou l'eau salée. [03]

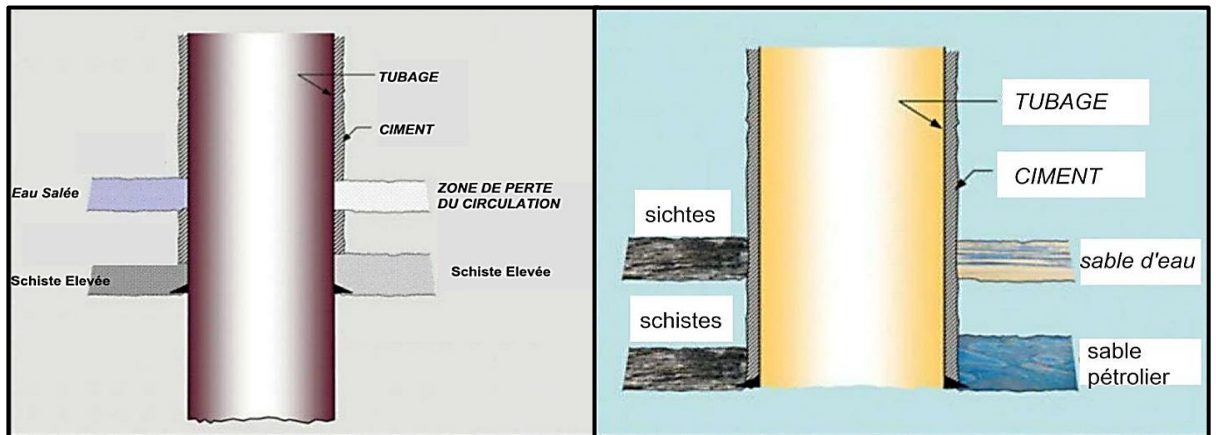


Figure I. 3: Isolement zonal et Zone d'eau salée. [03]

I.4. Équipement de la cimentation :

a) Les unités de cimentation :

Permettent d'effectuer simultanément le mixage du ciment et des additifs et le pompage du laitier obtenu avec une grande flexibilité de vitesse et pression de pompage.

Ces unités comportent deux pompes triplex à grand débit et haute pression montées soit sur camion soit sur skid, et des systèmes de mixage haute et basse pression. [08]



Figure I. 4: Unités de cimentation. [01]

b) Tête de cimentation:

La tête de cimentation fixée au sommet du tubage, équipée de deux bouchons de cimentation pour but de circuler la boue de forage, injection des bouchons laveurs (spacer), largage du bouchon inférieur, l'injection du laitier, la chasse du bouchon supérieur avec la boue de forage. [08]

c) Bouchons de cimentation :

La fonction principale des bouchons de ciment est d'empêcher le mélange de la boue et du ciment. Les bouchons de ciment aident à déterminer le déplacement du ciment car ils donnent une indication en surface que l'opération de cimentation est terminée. Deux bouchons de ciment

sont normalement utilisés dans l'opération de cimentation.

- ✓ Bouchon supérieur (*top plug*) est solide à l'intérieur.
- ✓ Bouchon inférieur (*Bottom plug*) est vide à l'intérieur. [03]

d) L'anneau de retenue :

La fonction de l'anneau de retenue est de servir de siège au(x) bouchon(s) de cimentation selon les cas ou selon les techniques des companies. [08]

e) Le centreur:

Le centrage d'une colonne est un élément déterminant pour l'obtention d'une bonne cimentation, on doit placer les centreurs :

- ✓ Au droit des zones à cimenter.
- ✓ Au droit des dog-legs, de part.
- ✓ D'autres des caves.
- ✓ Dans les zones à risques de collage ou à pertes. [08]

f) Sabot :

Facilite la descente et le guidage de la colonne.

Le sabot et l'anneau sont choisis :

- ✓ Du même type afin d'assurer une redondance.
- ✓ De type anti-retour si le sabot n'en est pas. [08]

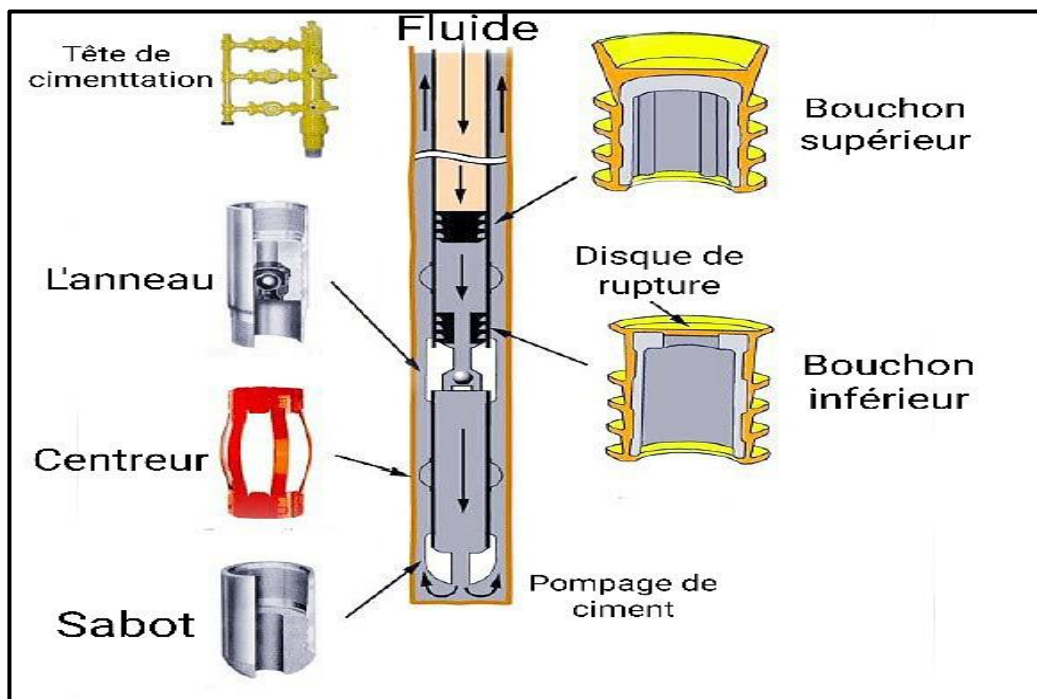


Figure I. 5: figure montre le reste de l'équipement mentionné précédemment. [21]

I.5. Principes des méthodes de cimentation :

C'est une opération qui consiste à remplir l'espace annulaire entre le tubage et la paroi de formation forée par un laitier de ciment à une cote donnée de puits, par injection direct à l'intérieur du tubage ou par tiges de forage. Il existe différents types de cimentation en fonction des conditions du puits, des structures géologiques, des propriétés géophysiques et de l'emplacement géographique des puits. [03]

I.5.1. Cimentation primaire :

L'objectif d'une opération de cimentation primaire est d'injecter le laitier de ciment dans l'espace annulaire derrière le tubage. Dans la plupart des cas, cette opération est réalisée en une seule fois en pompant le ciment le long du tubage et vers le haut dans l'espace annulaire (Figure I.6). Pour réaliser la cimentation primaire, on effectue les opérations suivantes :

- Circulation de boue à l'intérieur des tiges.
- Injection d'un bouchon laveur à l'intérieur des tiges.
- Pomper le volume de laitier.
- Lancer le bouchon de chasse.
- Chasser avec de la boue

Lorsque le bouchon arrive au niveau de sabot et tout le laitier est injecté, on libère le bouchon supérieur et en pompant au-dessus un volume de boue qui sera égal au volume intérieur du casing jusqu'à l'anneau de retenue, après la fin de chasse on fait le test de la colonne au moment où l'on a l'à-coup de pression.

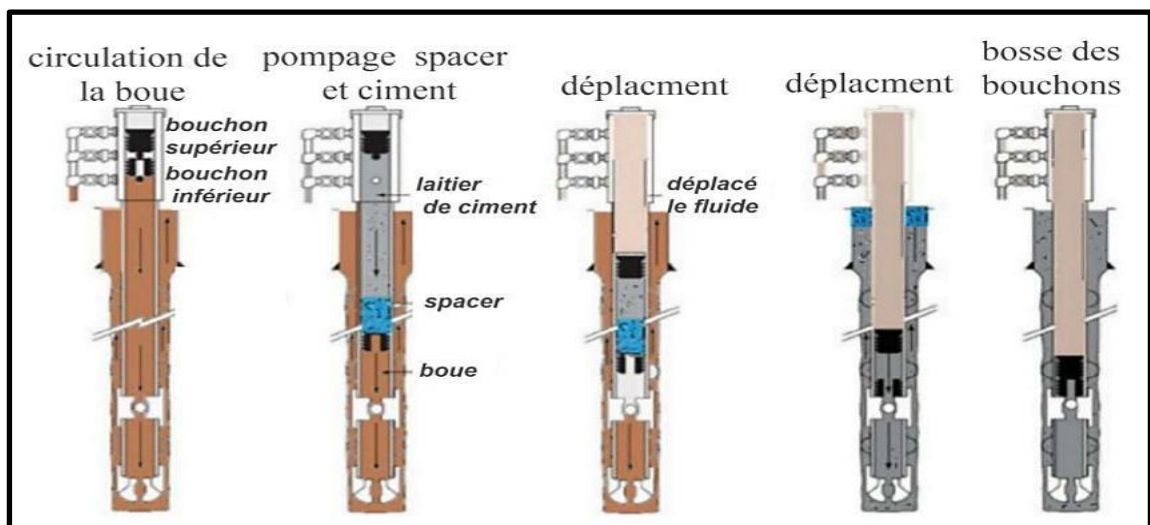


Figure I. 6: Processus de cimentation primaire. [03]

I.5.2. Cimentation étagée :

Il arrive parfois qu'une longue colonne de tubage doive être cimentée, notamment lorsque les formations sont fragiles et ne sont pas en mesure de supporter la pression hydrostatique générée par une très longue colonne de coulis de ciment. Dans ce cas, le travail de cimentation est réalisé en deux étapes (Figure I.7).

- ✓ La première étape est réalisée comme la cimentation primaire 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.
- ✓ La deuxième étape consiste à introduire un outil spécial dans la colonne de tubage afin d'ouvrir les orifices de l'étage multiple, ce qui permet de pomper le ciment du tubage vers 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.

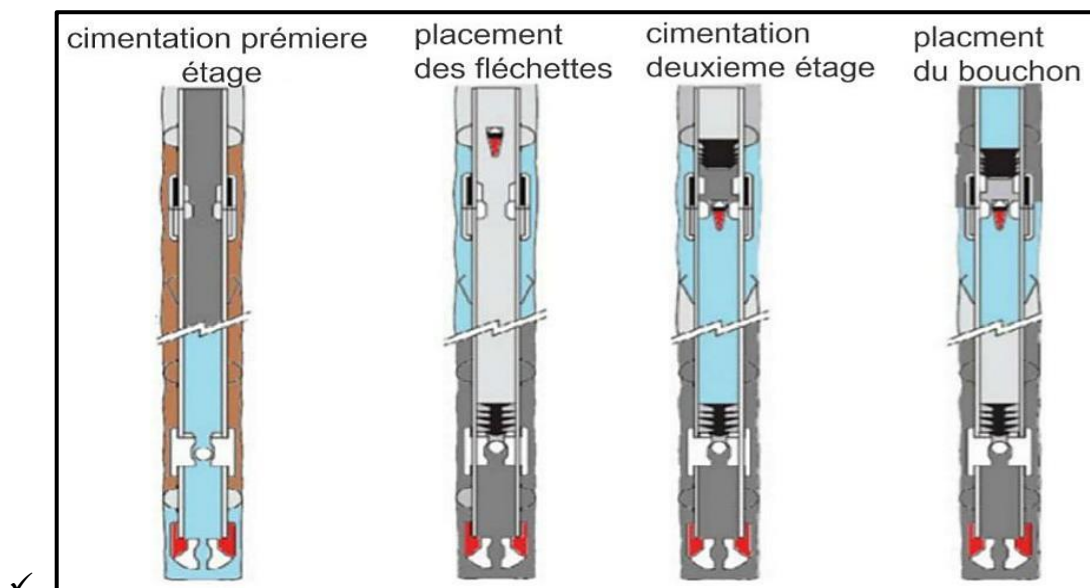


Figure I. 7: Illustration de la cimentation étagée. [03]

I.5.3. Cimentation de remediation:

Les cimentations primaires médiocres sont généralement la cause de travaux de rehabilitation coûteux, nous citons :

I.5.3.1. Cimentation Plugs (bouchons) :

Au cours de la vie d'un puits, des bouchons de ciment sont posés à un moment donné. Les bouchons de ciment sont appliqués pour éviter le mouvement vertical des fluides (Figure I.8).

Les bouchons de ciment sont utilisés de différentes manières :

- Abandon des zones épuisées.
- Fermer les zones à circulation perdue.
- Fournir un point de départ pour le forage directionnel
- Isoler une zone pour tester la formation.
- Abandonner un puits entier.

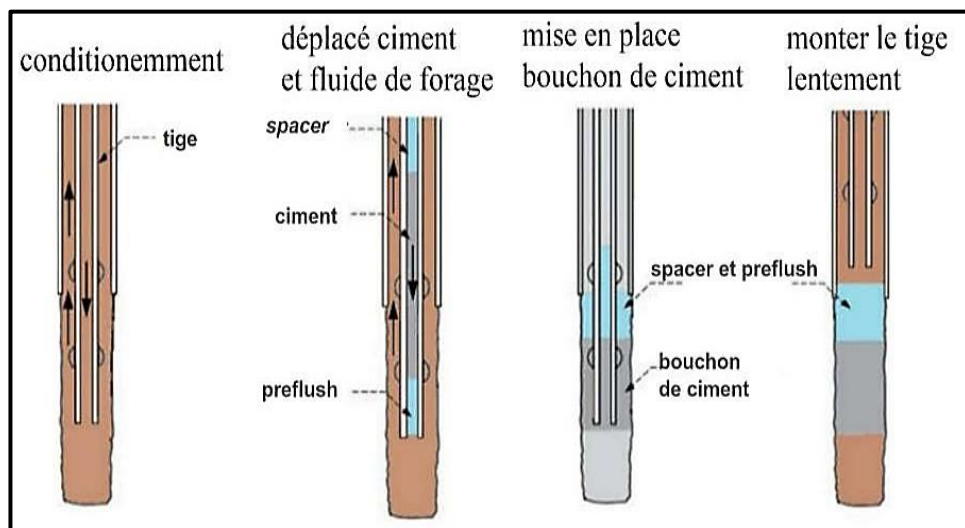


Figure I. 8: Cimentation Plugs. [03]

I.5.3.2. Cimentation Squeeze (injection sous pression) :

C'est une opération de dans laquelle le laitier est injecté sous pression, soit dans une formation, soit derrière une colonne perforée pour rattraper une cimentation défailante (Figure I.9). Pour traiter les problèmes suivants :

- Réparer les défaillances du tubage.
- Fermeture les zones de circulation perte.
- Complément de cimentation primaire insuffisante.
- Fermeture d'un niveau producteur de gaz ou un niveau aquifère.
- Empêcher les fluides de s'échapper des zones abandonnées.

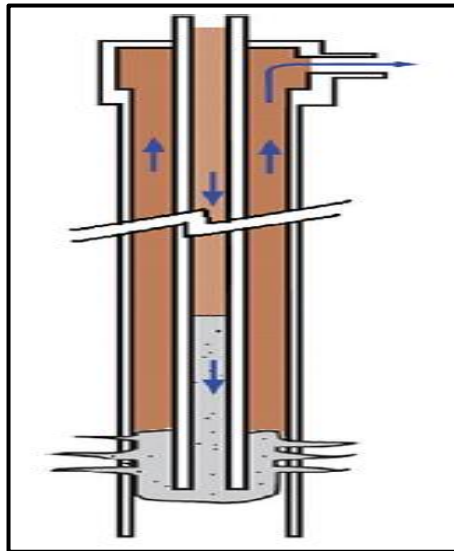


Figure I. 9: Processus de cimentation squeeze. [03]

I.5.4. Cimentation du liner :

Le processus de cimentation de la gaine est, comme l'explique la figure I.10. le suivant:

1. Conditionnement d'un puits avant la cimentation pour nettoyer les débris.
2. Pompage de l'espaceur avant le laitier de ciment.
3. Pompage du laitier de ciment.
4. Libération du bouchon de pompage.
5. Déplacement du ciment le long du train de roulement et hors du liner dans l'espace annulaire et maintien du pompage jusqu'à ce que le bouchon de pompage atterrisse sur le bouchon racleur.
6. Appliquer une pression sur le bouchon de pompage et cisailer les goupilles sur le bouchon racleur pour libérer le bouchon racleur.
7. Les deux bouchons se déplacent vers le bas du liner jusqu'à ce qu'ils se verrouillent sur la bague d'atterrissage.
8. Appuyez sur les bouchons avec une pression de 1000 psi.
9. Arrêtez les pompes.
10. Lance la circulation inverse pour le nettoyage.

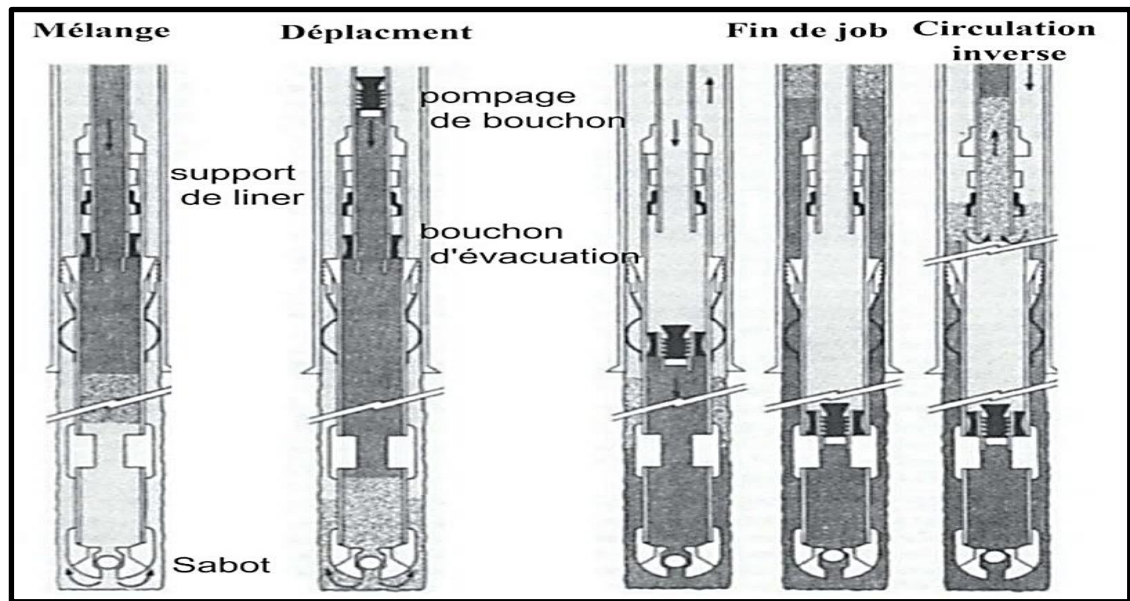


Figure I. 10: Procédure de cimentation du liner. [03]

I.6. Facteurs pouvant influencer le contrôle de cimentation :

- La taille du casing et son épaisseur.
- La compressibilité du ciment.
- Le type et la densité de la boue dans le puits.
- Les conditions de fonds (température et pression).
- L'excentricité du casing. [04]

I.7. La ciment d'un puit pétrolier :

Le ciment est une substance pulvérulente composée de calcaire et d'argile. La plupart du ciment utilisé dans l'industrie pétrolière est un type de ciment Portland. Les ciments sont mélangés à de l'eau et à des additifs spéciaux pour former une boue, qui est ensuite pompée dans le puits. C'est se solidifie lorsqu'elle atteint l'endroit visé. Le ciment, dans ce cas, est soumis à certaines conditions telles que :

- La température qui augmente avec la profondeur.
- La pression.
- Les éléments agressifs, les sulfates, les chlorures et les hydrocarbonates. [03]

I.7.1. Processus de fabrication des ciments Portland :

Le ciment utilisé dans le domaine pétrolier est à base Portland. La Figure I.11 présente un organigramme indiquant les étapes et le chemin suivi pour la fabrication du ciment Portland.

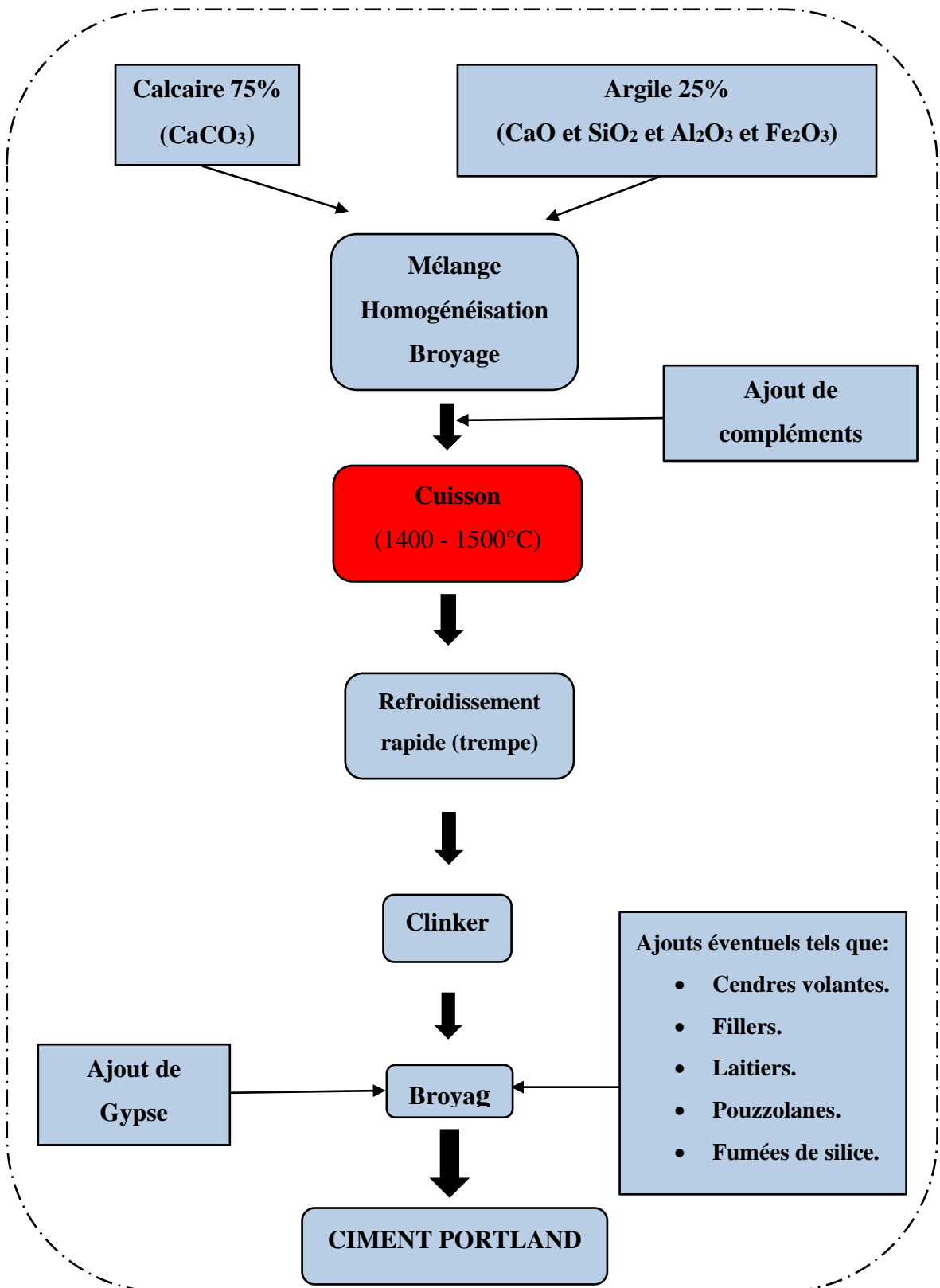


Figure I. 11: Organigramme de fabrication du ciment Portland. [05]

I.7.2. Sélection du laitier (Choix du laitier de ciment) :

Le choix de la classe du laitier de ciment, tiendra compte essentiellement les facteurs suivants :

- La température statique de fond et la pression et la profondeur.
- Les caractéristiques rhéologiques du laitier.
- La densité du laitier dépend de la pression hydrostatique des formations rencontrées.
- Le temps de pompabilité.
- La viscosité plastique du laitier.
- La résistance à la compression.
- La résistance du ciment aux différentes attaques tels que :
 - Les eaux corrosives.
 - Les conditions HTHP (les hautes températures et hautes pressions).
 - Les venues de gaz. [04]

L'institut américain de pétrole (*API*) a classé les types de ciment selon la profondeur et la température du fond de puits et surtout leur résistance aux sulfates et sont citées dans le Tableau I.1.

Tableau I. 1: Les différents types de ciment (norme API). [05]

Classes	Applications
A	Utilisé de la surface à 1830 m (6000ft) de profondeur, lorsque des propriétés spéciales ne sont pas requises. type ordinaire .
B	Utilisé de la surface à 1830 m (6000ft) de profondeur, lorsque les conditions exigent un ciment à une résistance aux sulfates modérée à élever. types à résistance modérée et élevée aux sulfates .
C	Utilisé de la surface à 1830 m (6000 ft) de profondeur lorsque l'on désire une forte résistance initiale à la compression ; existe une ordinaires et à résistance modérée et élevée aux sulfates .
D	Utilisé de 1830 m (6000 ft) à 3050 m (10000 ft) de profondeur lorsque la température et la pression sont moyennement fortes. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates..

E	Utilisé de 3050 m (10000 ft) et 4270 m (14000 ft) de profondeur pour des températures et des pressions extrêmement élevées, existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
F	Utilisé de 3050 m (10000 ft) et 4880 m (16000 ft) de profondeur pour les températures et les pressions très élevées. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
G	Utilisé de la surface à 2440 m (8000 ft) de profondeur, c'est un ciment de base, 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.
H	Utilisé de la surface à 2440 m (8000 ft) de profondeur dans les mêmes conditions que le ciment G. Mais prévu pour des densités de laitier supérieures.

I.7.3. Les additifs de formulation :

La plupart des laitiers de ciment contiennent des additifs pour modifier les propriétés du laitier et optimiser le travail du ciment. Les additifs du ciment peuvent être utilisés pour :

I.7.3.1. Accélérateurs (*Accelerators*) :

Ces additifs sont destinés à accélérer le durcissement du ciment et le développement de la résistance mécanique à basse température et de pouvoir reformer plus rapidement (gain de temps), et aussi ces accélérateurs permettent de réduire le temps de pompabilité. Le plus utilisé est le chlorure de calcium (CaCl), le chlorure de sodium (NaCl) et le gypse. [03]

On l'utilise dans les cas suivants : [05]

- ✓ Cimentation de casing de surface et bouchons à faible profondeur.
- ✓ Bouchons de ciments pour colmatage de zone à pertes.
- ✓ Cimentations avec additifs à effet retardateur.

I.7.3.2. Retardateurs (*Retarders*) :

Les retardateurs retardent le temps de prise du coulis. Ce retard permet de placer le ciment avant que le durcissement ne se produise. Ces additifs contrent les effets de l'augmentation de la température sur le laitier de ciment. Les retardateurs les plus couramment utilisés sont le

lignosulfate de calcium et le solution saline saturée. [03]

I.7.3.3. Allégeants (*Extenders*) :

Utilisés dans les ciments de remplissage, ils permettent de réduire la densité de laitier, il est parfois nécessaire de l'utiliser dans le ciment pour diminuer la pression hydrostatique en face les formations fragiles. Le plus utilisé est bentonite, pouzzolane et terre de diatomée. [03]

I.7.3.4. Alourdissant (*Weighing Agent*) :

Les matériaux d'alourdit peuvent être utilisés pour augmenter la densité du ciment ou du laitier et aider à contrôler les pressions de formation. La barytine et l'hématite et sable sont les matériaux d'alourdit les plus utilisés. [03]

I.7.3.5. Réducteurs de filtrat (*Fluid Loss Agent or Filtration Control Agent*) :

C'est un 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. Le plus utilisé est polymers organiques et les dérivés de la cellulose. [03]

Les cas les plus classiques d'emploi de réducteurs de filtrat sont : [05]

- ✓ Squeeze ;
- ✓ Cimentation de colonnes de production ;
- ✓ Cimentation de zones à gaz.

I.7.3.6. Dispersants (*Friction reducing*) :

Les dispersants sont ajoutés pour améliorer les propriétés d'écoulement du ciment. En particulier, ils réduisent la viscosité du ciment de sorte que les turbulences se produisent à une pression de circulation plus faible, réduisant ainsi le risque de rupture des formations. Les plus couramment utilisés sont : Polymères et sel et lignosulphanate de calcium. [03]

I.7.3.7. Contrôle de l'eau libre (*Free Water Control*) :

Les additifs de contrôle de l'eau libre retiennent l'eau dans le ciment ou étendues. Si cette eau n'était pas contrôlée, les propriétés du ciment changeraient à mesure que l'eau serait absorbée par les formations environnantes. Cette absorption affecte la fluidité et la mise en place du ciment. Le chlorhydrate d'aluminium est surtout utilisé pour empêcher l'eau libre. [03]

I.7.3.8. Agents de rétrogression de la résistance (*Strength Retrogression Agents*) :

Les laitiers de ciment qui restent à des températures supérieures à 94°C (200°F) présentent une réduction de la résistance à la compression avec le temps. Ce phénomène peut être minimisé ou évité en ajoutant une autre source de silice, telle que de la farine de silice ou

du sable de silice, au ciment. [03]

I.7.3.9. Agents spéciaux (*Special agents*) :

Il y a deux types d'agents spéciaux : [03]

- ✓ **Les anti-moussants** : Ils évitent l'excès de mousse produit au mixage de, cela risque d'interférer avec le bon fonctionnement des pompes,
- ✓ **Les gélifiants** : Ils modifient les caractéristiques thixotropiques de certain laitier.

I.7.4. Les caractéristiques "pétrolières" du ciment :

I.7.4.1. 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 des différents additifs entrant dans la composition du laitier, en utilisant l'expression suivante : [05]

$$DL = \frac{MC + ME + \sum MAD}{VC + VE + \sum VAD} \quad (I.1)$$

Avec ;

DL : densité du laitier.

Mc : masse de ciment.

Vc : volume de ciment.

ME : masse d'eau.

VE : volume d'eau.

MAD : masses des additifs.

VAD : volumes des additifs.

Le calcul de la densité est un paramètre très important et indispensable dans la programmation de cimentation car la densité du laitier influe sur : [05]

- ✚ La pression hydrostatique en cours de cimentation.
- ✚ Le temps de pompabilité.
- ✚ La résistance à la compression du ciment durcit.
- ✚ La perméabilité du ciment.

I.7.4.2. Le filtrate (fluid loss):

Le laitier de ciment, qui est une suspension de solides dans l'eau, influe sur les caractéristiques mécaniques du ciment durci. Quand il est en face d'une formation perméable, et soumis à une pression, il va perdre de ce fait, une quantité de son eau.

Le phénomène de filtration va entraîner déshydratation prématurée du laitier qui pourradevenir impompable et fera prise dans de mauvaises conditions.

La filtration de laitier de ciment peut être mesurée, de la même façon que celle du ciment, par l'intermédiaire d'un filtre – presse API, à température ambiante et sous une pression de sept (7) bars, ou à l'aide d'un filtre – presse H.P – H.T. Lorsqu'on veut simuler les conditions de fond.

Le laitier se 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 : [05]

$$F_{30} = F_t \sqrt{\frac{30}{t}} \quad (I.2)$$

Avec : **F30** : filtrat 30 min.

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

t : temps de l'essai.

I.7.4.3. Le rendement :

C'est le volume de laitier obtenu par tonne de ciment. On ne le mesure pas, il se calculi simplement par la formule : [05]

$$R = 1000 \times \frac{VC + VE + \sum VAD}{MC} \quad (I.3)$$

Avec:

R: Rendement (l/t);

NB : tous produit, autre que le ciment, est considéré comme un additif, même s'il apparait en quantité considérable (farine de silice, allégeant).

I.7.4.4. Le temps de pompabilité (THICKENING TIME) :

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.

La prise du ciment étant influencée par l'agitation, la température et la pression, on doit, durant le test, maintenir le laitier en agitation et simuler la montée en pression et en température qu'il subira lors de son refoulement dans le puits. [05]

I.7.4.5. 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. [04]

I.7.4.6. Hydratation du ciment :

Décrire en détail les réactions physico-chimiques qui ont lieu lors de l'hydratation du ciment Portland est totalement impossible. Il faut bien savoir, en effet, que la réaction d'hydratation du ciment n'a rien de comparable. [04]

I.7.4.7. 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.

La perméabilité du laitier de ciment peut être calculée en utilisant l'équation suivante ci-dessous ; [03]

$$K = \frac{2000 \times OP \times Q \times \mu \times L}{A \times (IP^2 - OP^2)} \quad (I.4)$$

Avec :

Q : Débit, lit/s

K : Perméabilité, md

A : Surface de la section transversale, cm²

OP : Pression de sortie, atm

IP : Pression d'entrée, atm

μ : Viscosité, cp

L : Longueur, cm

I.7.4.8. Autre caractéristiques :

- **L'eau libre :** C'est le volume d'eau surnageant au – dessus du laitier après un certain temps de repos. Elle peut former un anneau d'eau à la partie supérieur de la gaine de ciment. [04]
- **La résistance à la compression :** le ciment doit supporter les contraintes mécanique et thermique et les vibrations pendant tout la durée de vie de puits. [04]
- **La rhéologie :** Les propriétés rhéologiques des boues de ciment sont importantes pour garantir que les boues peuvent être mélangées à la surface et pompées dans le puits avec une chute de pression minimale Il a également un rôle important dans l'élimination de la boue. [03]
- **La solidité :** C'est la capacité d'un coulis de ciment durci à conserver son volume après la prise sans expansion destructive différée. Cette expansion destructive est causée par des quantités excessives de chaux (CaO) ou de magnésie (MgO) libres. Elle peut être détectée par le test d'Autoclave-Expansion. [03]

I.8. Évaluation de la fonction cimentaire :

L'évaluation des opérations de ciment est le processus permettant de déterminer si les objectifs ont été atteints après l'opération de ciment a été effectué. [03]

I.8.1. Tests hydraulique :

Le test hydraulique est une méthode permettant d'évaluer l'isolation fournie par le ciment. Elle peut être réalisée après les travaux de cimentation primaire. Il peut également être effectué après une cimentation corrective pour vérifier si les perforations ont été efficacement scellées. [06]

I.8.1.1. Test de pression :

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. Pour éviter d'endommager le ciment durci ou la liaison ciment et tubage, cet essai doit être effectué peu de temps après les chocs du bouchon supérieur. [06]

I.8.1.2. Test d'afflux :

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 (Figure I.12).

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. L'essai à sec peut également être utilisé pour tester le joint de ciment autour du tubage après la perforation d'une couche imperméable ou le forage du sabot du tubage.

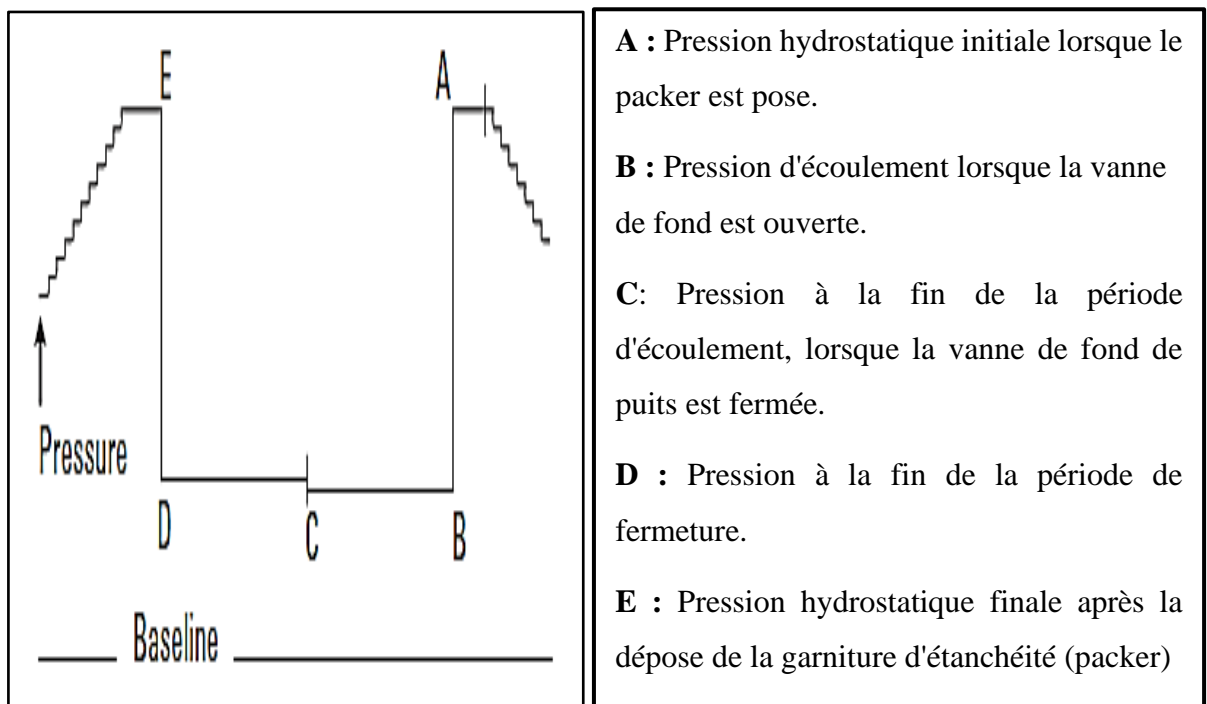


Figure I. 12: Diagramme de la pression d'essai d'afflux. [06]

I.8.1.3. Test par perforation:

Dans certaines régions, notamment lorsque l'intervalle de production a une faible perméabilité, l'isolation assurée par le ciment est évaluée après la perforation des intervalles à produire. Le puits produit alors à travers les perforations et la production est analysée. La présence d'eau dans le fluide produit indique généralement une communication annulaire et la nécessité d'une cimentation corrective. Ce test est rarement réalisé aujourd'hui. [06]

I.8.2. Le log de température (Thermométrie) :

Une étude de la température peut être réalisée pour déterminer la présence de ciment et le sommet du ciment autour du tubage. Cette étude est généralement réalisée dans les 24 heures suivant le travail de cimentation, [03]

Les réactions exothermiques d'hydratation du ciment augmentent la température du puits de forage, ce qui entraîne une déviation du gradient de température normal. La Figure I.13 montre un relevé de température typique effectué après une opération de cimentation primaire. La chaleur générée pendant l'hydratation du ciment est également intimement liée à la quantité de ciment et d'additifs présents dans un laitier.

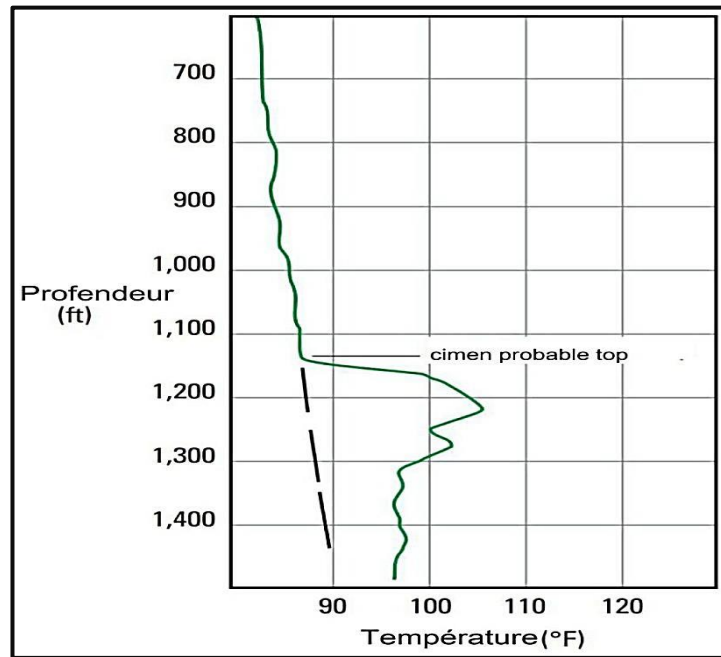


Figure I. 13: Relevé typique de la température. [06]

I.8.3. Logging acoustique (CBL-VDL) :

Le CBL (*Cement Bond Log*) et le VDL (*Variable Density Log*), Ce sont des Outils sonique enregistrant l'amplitude d'une onde sonore dans le tubage dont le taux d'atténuation est fonction de la compression du ciment et du pourcentage de circonférence cimentée. Sa mesure est appliquée à la détermination de la qualité de la cimentation d'un tubage. [06]

I.8.3.1. Principe de CBL (Cement Bond Logging) :

Un train d'onde de fréquence variant entre 15 et 30 KHz selon les appareillages, est périodiquement généré par un émetteur. Cette onde traverse la boue, passe dans le tubage, le ciment et la formation si ces divers milieux sont couplés acoustiquement, puis est détectée par un récepteur qui se trouve sur le corps de l'outil (généralement à 3 pieds de l'émetteur).

Cette diagraphie permet d'étudier et de quantifier la qualité de la cimentation par la mesure d'adhérence.

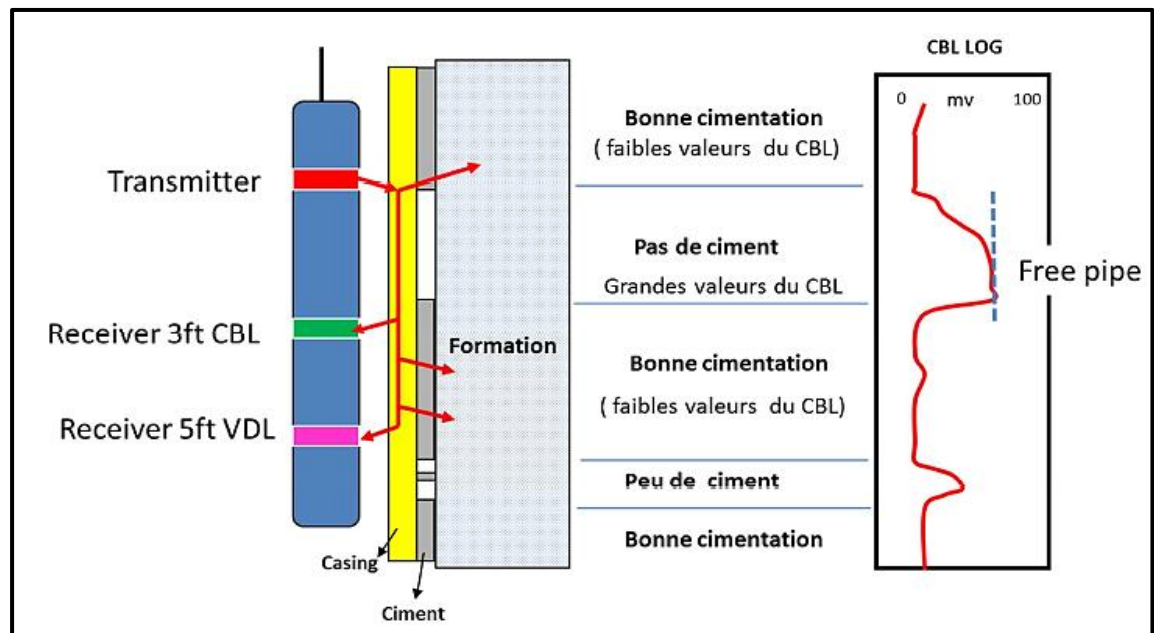


Figure I. 14: Principe de CBL. [08]

CBL interprétation: [08]

- ✓ Dans le cas d'un tubage "libre" (non cimenté) toute l'énergie acoustique circule le long de l'acier : il y a très peu d'atténuation de l'onde et de l'amplitude de la première arche du signal est importante.
- ✓ Dans le cas d'un tubage parfaitement cimenté, cette énergie se propagera à travers le ciment jusque dans la formation. Il y a grande atténuation de l'amplitude.
- ✓ Dans le cas d'un tubage mal cimenté, l'énergie se répartit entre le tubage et la formation.

I.8.3.2. Principe de VDL (Variable Density Logging) :

Le VDL donne une représentation graphique de la forme d'onde sonore réelle enregistrée à 5 pieds. Cette trace doit être utilisée pour mieux différencier les arrivées du tubage et de la formation. Le VDL est généralement utilisé pour évaluer la liaison entre le ciment et la formation et permet de détecter la présence de canaux et d'intrusions de gaz. [03]

La figure I.15 est une buche combinée entre CBL et VDL, il montre les cas suivants :

- Cimentations régulières.
- Absence de ciment.
- Cimentation partielle.

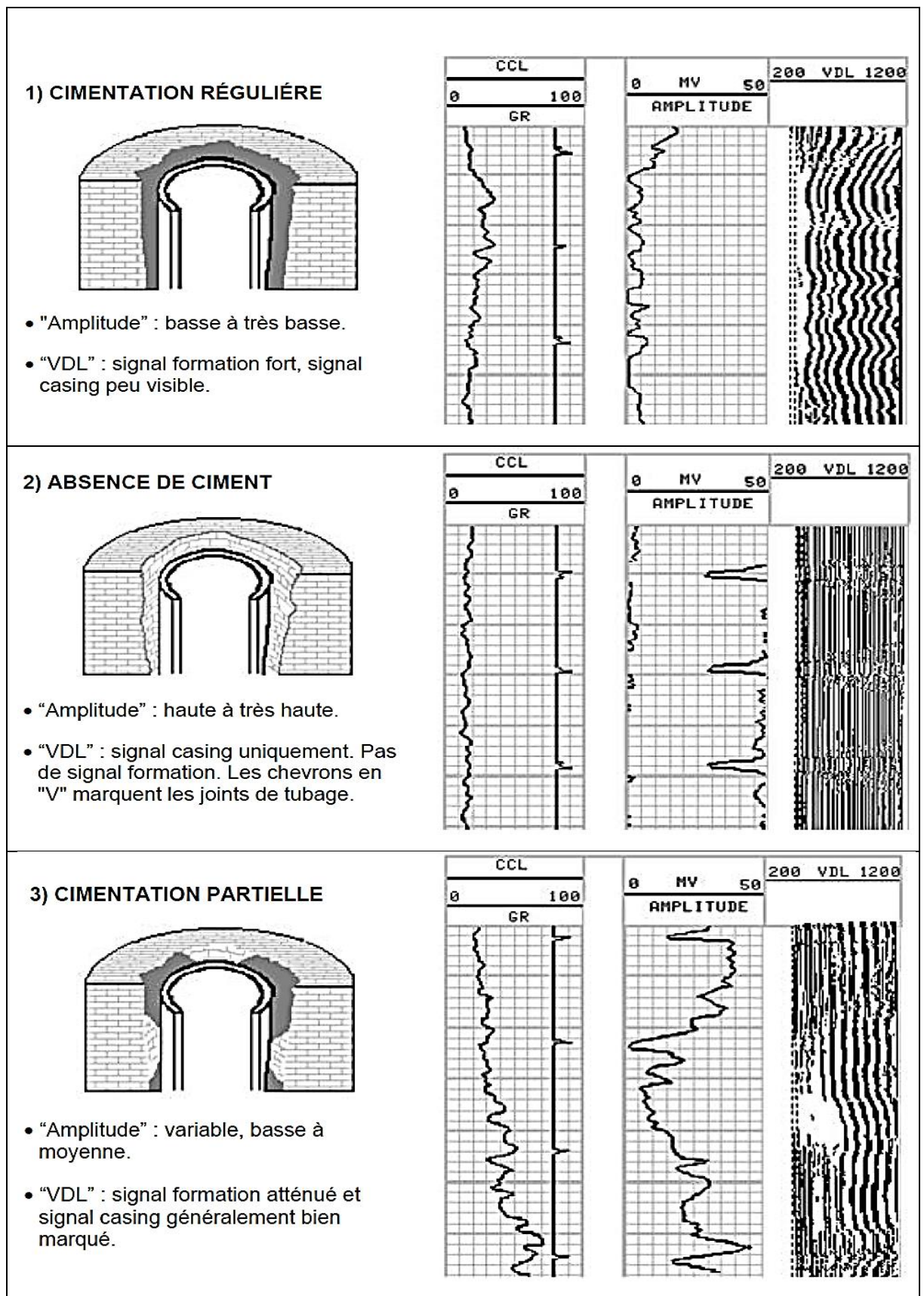


Figure I. 15: Exemple de CBL et VDL. [01]

I.8.4. L'outil d'imagerie ultrasonique (USIT) :

L'outil à ultrasonique (Comme l'illustre la Figure I.16) utilise pour donner une image de haute résolution de la paroi du casing et de la distribution du ciment et permet de donner quatre mesures de base : l'impédance acoustique du ciment, l'épaisseur de casing, le rayon interne du casing, l'estimation des conditions de la surface interne du casing.

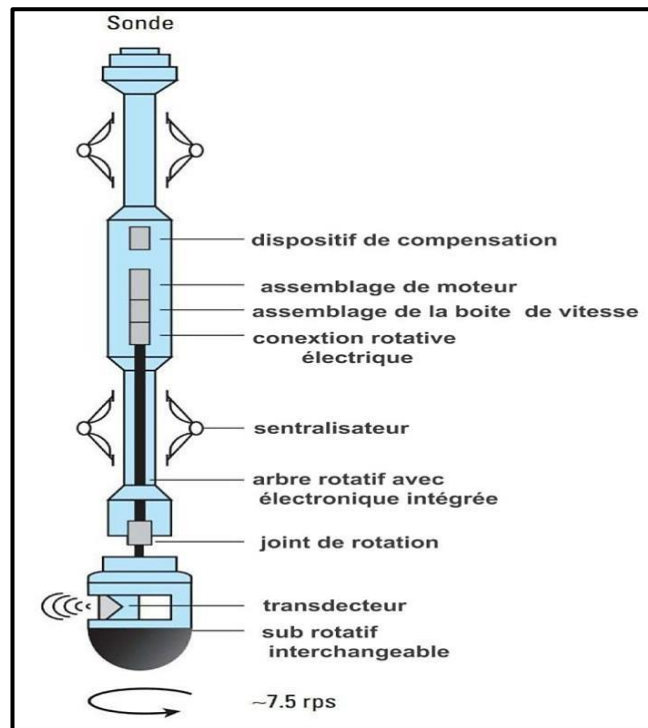


Figure I. 16: L'outil de log ultrasonique. [06]

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. La résonance est analysée pour déterminer l'impédance acoustique du ciment.

- ✓ S'il y a du liquide derrière le tubage, il aura tendance à résonner ou à « sonner ».
- ✓ S'il y a du ciment solide derrière le tubage, la résonance sera amortie.

Exemple d'un Log Standard de l'outil d'imagerie ultrasonique (Figure I.17) :

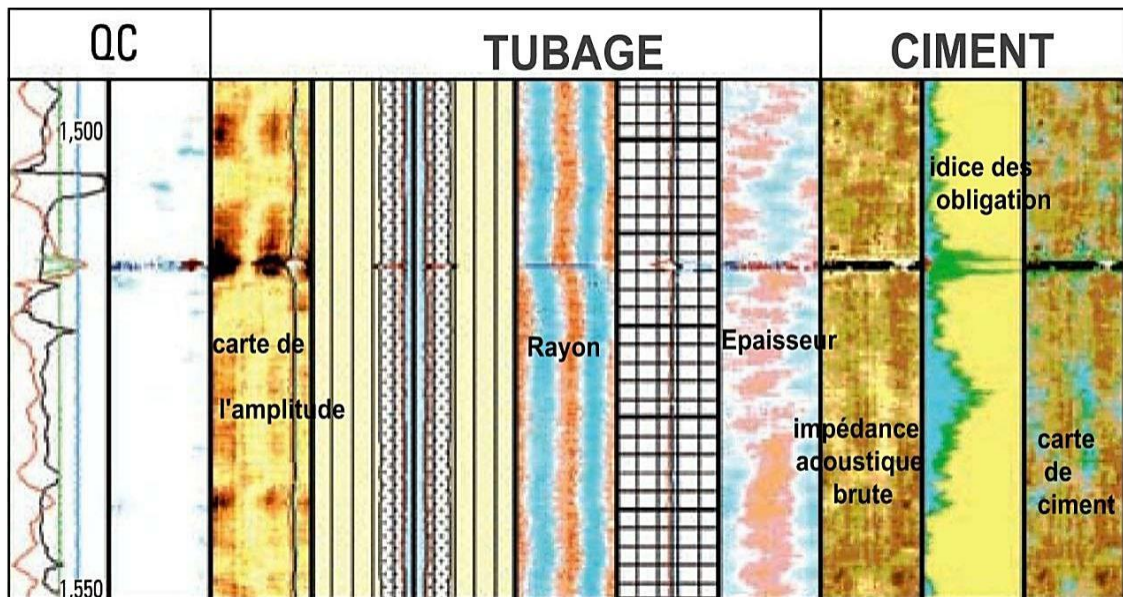


Figure I. 17: Exemple d'un log standard de l'outil d'imagerie ultrasonique. [06]

- *Enregistrements "QC"* : Courbes de contrôle de qualité.
- *Enregistrements "TUBAGE"* : Caractéristiques du casing (ID, OD et épaisseur).
- *Enregistrements "CIMENT"* : Impédance acoustique et interprétation du ciment.

Tout dommage à l'intérieur du tubage dispersera le signal qui se reflétera par une atténuation de l'amplitude du signal, ceci apparaîtra en traces sombres sur l'image d'amplitudes. [06]

I.8.5. Segmented bond tool (SBT):

Le log SBT est un outil de diagraphie spécial fourni par Baker. Il contient six tampons à ressort qui s'appuient sur le tubage. Chaque tampon contient un émetteur et un récepteur. Fonctionnant à une fréquence de 100 kHz, le SBT est un dispositif de diagraphie compensé (il calcule la moyenne de deux séries de lectures dans des conditions de fond de trou) qui mesure le taux d'atténuation de la " première amplitude de crête du tubage " sur un secteur de 60 degrés de circonférence du puits de forage. La sortie de la diagraphie de liaison segmentée est illustrée à la Figure I.18.

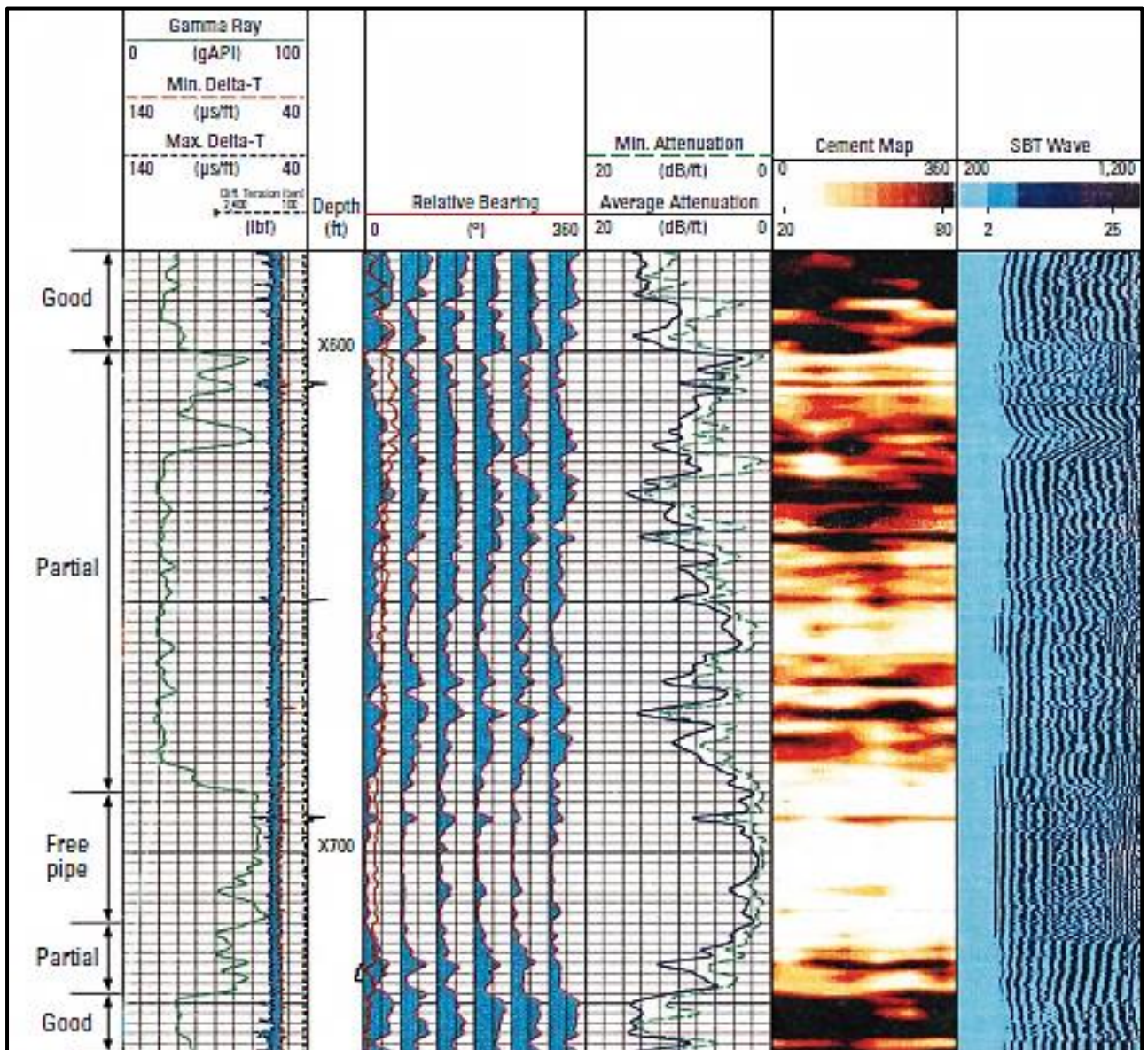


Figure I. 18: Affichage d'un log SBT. [06]

I.9. Facteurs affectant la fonction du ciment :

Le tubage lui - même et la gaine de ciment qui l'entoure peuvent être affectés par des défauts induits par les variations de pression et de température en fond de puits affectent les propriétés de liaison du ciment avec le tubage et la formation. La figure I.19 présente les problèmes potentiels de cimentation rencontrés dans les formations HPHT. Ces problèmes sont liés au retrait, à la régression de la résistance, à la perte de fluide, à la migration du gaz.

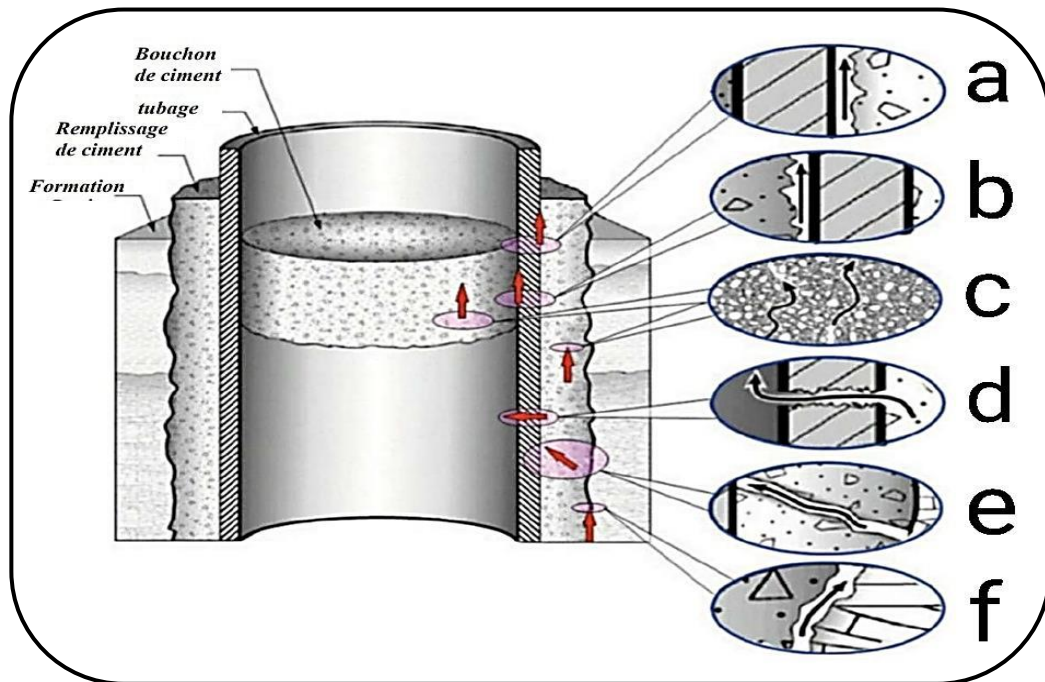


Figure I. 19: Problèmes majeurs de cimentation dans les puits HPHT. [03]

a) Mauvais accrochage du ciment sur le tubage.

- ✓ Formation d'un micro annulaire (bonding défectueux).
- ✓ Retrait du ciment au séchage, effets mécaniques.

b) Idem à l'intérieur du tubage pour un bouchon de fermeture.

c) Ciment de mauvaise qualité.

- ✓ Porosité trop importante, fissuration et fracturation.
- ✓ Pollution du laitier par la boue de forage.

d) Tubage percé (corrosion) ou déboité.

e) Ciment endommagé.

- ✓ Fracturation mécanique.

f) Mauvais accrochage du ciment sur les formations.

- ✓ Cake trop épais, retrait du ciment, effets mécaniques.

I.10. Conclusion :

Cette étude a montré que dans le cadre de la réalisation d'un puits de pétrole, que l'opération de cimentation joue un rôle primordial dans chaque phase d'un forage. Il a été démontré qu'à la fin de sa mise en place, le laitier de ciment durci subit de nombreuses facteurs extérieurs (la température géothermique, la pression et l'invasion chimique des formations géologiques).

**CHAPITRE II : Cémentation et
détermination de la température du
puits OKS-49**

II.1. Introduction :

Pour que le processus de cimentation du puits réussisse, les sociétés spécialisées doivent tenir compte des conditions du puits OKS-49 en termes de pression, de profondeur, de couches géologiques, d'enregistrements de température, et déterminer la conductivité et le flux de chaleur du puits, afin pour préparer un laitier de ciment qui nous éloignera de la possibilité d'échec de ce processus.

Etude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

II.2. Origine de la chaleur terrestre :

Il existe trois principales sources de chaleur géothermique :

- L'origine principale du flux géothermique provient de la désintégration des substances radioactives contenues dans les roches.
- 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. [09]

II.3. Presentatin le puits :

Le puits « OKS-49 » est un puits d'exploration se trouve dans le bassin Hassi Messaoud, a une distance 126.8 km, le puits est vertical avec une profondeur (TVD :3388) m, la construction comprend 4 phases, suit à « SONATRACH – DF » et l'appareil de forage «Rig TP-220»

II.4. Cimentation le puit « OKS-49 » :

II.4.1. Phase 1 (18 5/8" Csg) :

II.4.1.1. Objectifs Du Travail :

- Pomper le travail en toute sécurité, conformément à la conception, avec un NPT nul.
- Amener le haut du ciment à la surface (un travail d'appoint peut être nécessaire pour assurer la présence du ciment à la surface).
- Fournir un chemin de fer compétent pour pouvoir forer la section suivante.

CHAPITRE II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

- La durée minimale de la période de travail avant le forage du sabot est de 24 heures.

L'objectif peut être compromis si le volume de l'OH est plus important que prévu ou si des pertes importantes se produisent pendant le travail. Des pertes importantes se sont produites pendant le travail, un travail d'appoint sera nécessaire pour amener le ciment à la surface. [10]

II.4. 1.2. Recommandation pour la cimentation :

1. S'assurer que le DP/CSG ANNULAIRE reste plein pour éviter que le csg ne s'effondre.
2. Confirmer la capacité de la tige de forage et calculer le déplacement en conséquence.
3. Introduire le tube de forage et faire circuler deux tubes de bas en haut.
4. Si les retours ne sont pas observés à la surface, R/U pour le travail supérieur ; utiliser 5 (kg/m) Ton de WCZ-33 (CaCl₂).
5. Si un ciment est observé à la surface, la densité du laitier sur les retours doit être vérifiée avant de passer au laitier de queue.
6. Si le sabot ne maintient pas la pression, pomper les retours et maintenir la pression ; vérifier toutes les 30 minutes.
7. Réaliser une réunion de sécurité avec tout le personnel impliqué dans les opérations et revoir la procédure de travail. [10]

II.4.1.3. Données sur le puits (18 5/8" Csg) :

Tableau II. 1: les données phase (1) [10]

Trou	Profondeur : 319 m MD Taille de l'outil : 26 in, Excès en OH : (50% d'excès pour lead, 35% d'excès pour la tail)
Données actuelles du tubage	Casing de 18 5/8 in (87,5 ppf) Sabot de tubage : 318 m 5 in DP, 19.5 ppf (Capacité : 9.05 l/m)
Données sur les tiges	5 in DP, 19.5 ppf (Capacité : 9.05 l/m)
Fluide de forage	Type : Boue WBM, Densité : 1.05 SG
Pre-flushes/ Spacers	06 m ³ d'eau douce : 1.00 SG

CHAPITRE II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

Déplacement	Eau douce, Volume : 2,07 m³ (0,8 m³ sous le déplacement)
Slurry	Lead : - Type : Slurry LT-1 @ 1.58 SG - Volume : 54,53 m ³ - T.T. 05 hrs 40 min - TOC à la surface Tail : - Type : Slurry LQ-1 @ 1.90 SG - Volume : 23.47 m ³ - T.T. 04 hrs 20 min - TOC @ 218 m (100 m de longueur)

II.4.1.4. Propriétés thermiques du puits (18 5/8" Csg) : [10]

- ✓ BHST : 37°C
- ✓ BHCT : 30°C
- ✓ Gradient de température : 2.9°C/100m

II.4.1.5. Composition Laitier de ciment :

Tableau II. 2: Composition Laitier de ciment phase (1) [10]

Composant	Code	Concentration
Cement-G	G-L	Tonne
Antimousse	C011	1 litre / tonne
Bentonite	C033	4% BOWC

II.4.1.6. Schéma la cimentation de cette phase :

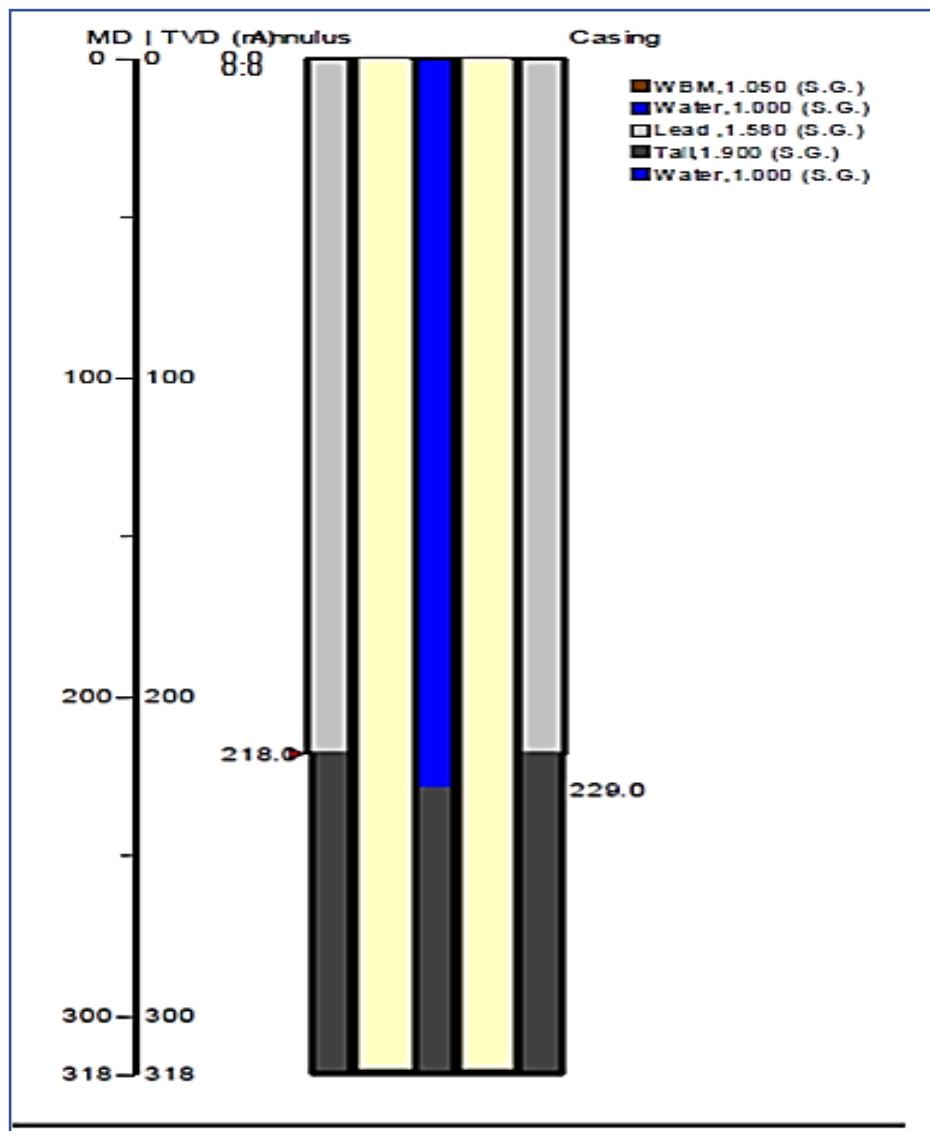


Figure II. 1: Schéma cimentation phase (1). [10]

II.4.2. Phase 2 (13 3/8" Csg) :

II.4.2.1. Objectifs Du Travail :

- Pomper le travail en toute sécurité conformément à la conception avec zéro NPT.
- Amener le haut de la boue de plomb jusqu'à la surface.
- Amener le haut de la boue de queue jusqu'à 319 m @ 18 5/8" shoe.
- Fournir une trace de sabot compétente pour pouvoir forer la section suivante.
- Le temps de travail minimum avant le forage du sabot est de 24 heures.

L'objectif peut être compromis si le volume de l'OH est plus important que prévu ou si

CHAPITRE II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

des pertes significatives se produisent pendant le travail. Ou si des pertes importantes se produisent pendant le travail. [11]

II.4.2.2. Recommandation pour la cimentation :

- 1) Le superviseur de la cimentation doit vérifier les calculs avec le co-man à l'aide des données réelles.
- 2) Avant la cimentation, afin de conditionner le puits, faites circuler deux volumes de fond en augmentant progressivement le débit de la pompe jusqu'à 1000 (l/m). Surveiller les retours et vérifier les pertes. Prélever un échantillon de laitier dans le réservoir actif avant le travail de cimentation, afin de vérifier les paramètres de la boue.
- 3) Surveillez toutes les densités, espaceur et boue, avec une balance à boue pressurisée.
- 4) Suivez les procédures SH concernant les bouchons et les tubages d'essai.
- 5) Prenez en considération le volume mort du réservoir pour le fluide de mélange du plomb et du laitier de ciment.
- 6) Vérifiez le volume de retour avec l'ingénieur boue après avoir pompé lead et tail de cement.
- 7) Lisez attentivement et faites une liste de contrôle complète avec CO-Man sur place pour toutes les recommandations mentionnées à la dernière page du programme de ciment. [11]

II.4.2.3. Données sur le puits (13 3/8" Csg) :

Tableau II. 3: Les données phase (2) [11]

Trou	Profondeur : 854 m MD Taille de l'outil : 16.0 in, Caliper ID 16.57 in Excès : (25% pour les laitiers de queue)
Données actuelles du tubage	13 3/8 po (68 ppf), Sabot de tubage : 854 m MD, LC : 829,93 m MD
Données sur les tiges	18 5/8 po (87,5 ppf), Sabot de tubage : 319 m MD

CHAPITRE II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

Fluide de forage	Type : Boue OBM, Densité : 1.30 SG
Pre-flushes/ Spacers	09 m ³ d'espaceur SC-1 : 1.35 SG 02 m ³ d'eau douce derrière le bouchon supérieur
Déplacement	OBM : 1,30 sg, Volume : 64,20 m³ (à vérifier avec le pointage réel de la canalisation) 2 m ³ d'eau sont inclus.
Slurry	Lead laitier : - Type : Boue LT-2 @ 1.58 SG - Volume : 22,04 m ³ - T.T. 6 hrs 40 min - TOC à la surface Tail laitier : - Type : Boue LQ-2 @ 1.90 SG - Volume : 34.14 m ³ - T.T. 06 hrs 40 min - TOC @ 319 m (@ 18 5/8 Csg shoe)

II.4.2.4. Propriétés thermiques du puits (13 3/8" Csg) : [11]

- ✓ BHST : 60°C
- ✓ BHCT : 40°C
- ✓ Gradient de température : 2.9°C/100m

II.4.2.5. Composition Laitier de ciment :

Tableau II. 4 : Composition Laitier de ciment phase (2) [11]

Composant	Code	Concentration
Cement-G	G	Tonne
Antimousse	C011	2% BWOC
Bentonite	C033	4% BWOC
Retardeur	C100	0.100% BOWC

II.4.2.6. Schéma la cimentation de cette phase :

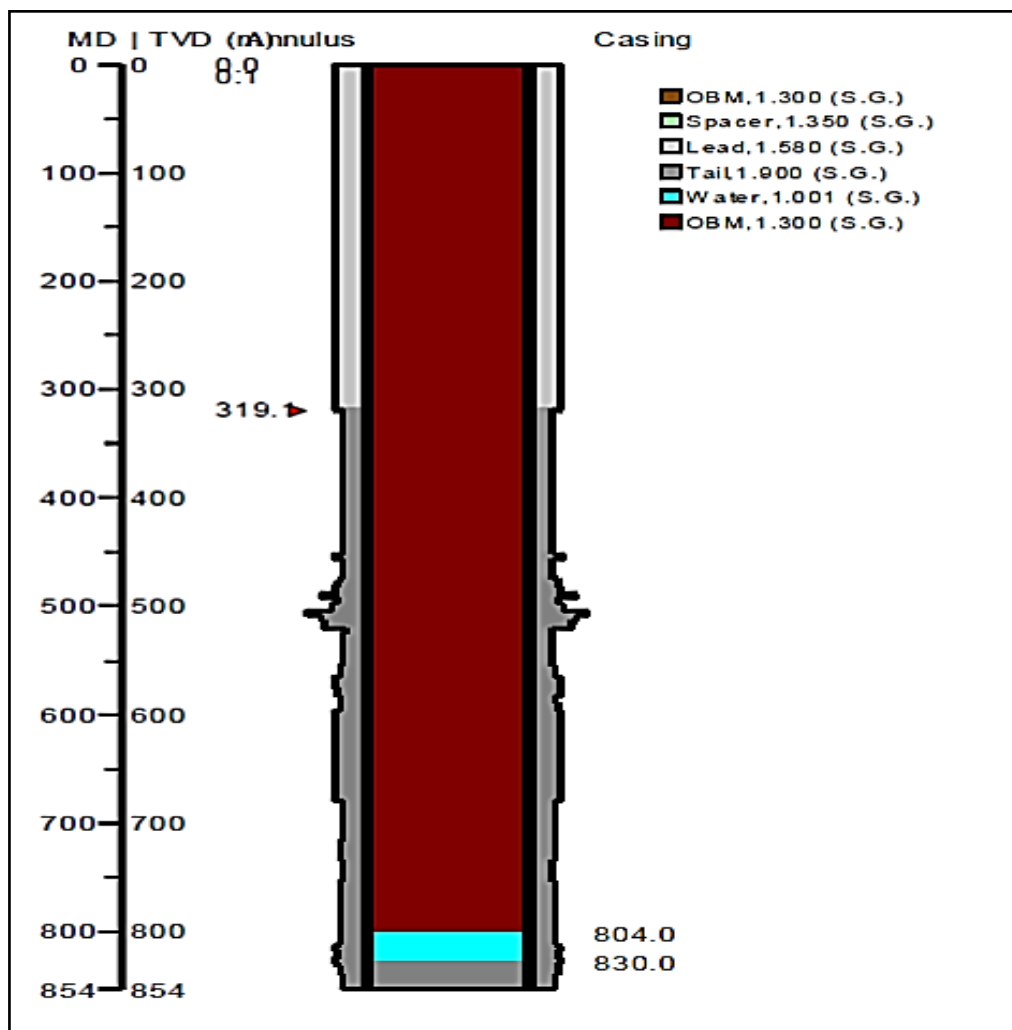


Figure II. 2: Schéma cimentation phase (2) [11]

II.4.3. Phase 3 (9 5/8" Csg) :

II.4.3.1. Objectifs Du Travail :

- Pomper le travail en toute sécurité selon la conception avec zéro NPT.
- Amener le sommet de la boue de plomb jusqu'à 654 m (200 m à l'intérieur du CSG 13"3/8 précédent).
- Amener le sommet de la boue de queue à 1455 m (au sommet du Barremian).
- Fournir un chemin de fer compétent pour pouvoir forer la section suivante.
- La durée minimale de la période de travail avant de forer le chemin de fer est de 24 heures.

[12]

II.4.32. Recommandation pour la cimentation :

1. Prendre en considération le volume mort du réservoir.
2. L'enregistrement doit être fait de la circulation jusqu'à la fin du travail.
3. Vérifier l'efficacité de la pompe à boue.
4. Faire circuler 2 fonds vers le haut.
5. Pendant le travail de cimentation, ne pas dépasser la pression FIT.
6. Maintenir le Ty de boue égal ou inférieur à 10 (lb/100ft²).
7. Confirmer les calculs sur le terrain avant de commencer.
8. Si vous rencontrez des problèmes sur un tuyau, assurez-vous de fermer toutes les vannes après le dépannage.
9. Ne déplacez pas plus de la moitié de la piste du sabot avant d'obtenir l'autorisation de SH.
10. Purge et vérification du retour à la fin.
11. Si des retours se sont produits, pompez le volume de retour et fermez le collecteur de l'unité pendant 1 heure, puis purgez.
12. Le superviseur de cimentation et l'opérateur de service doivent vérifier le volume d'eau et de liquide de mélange.
13. Une personne doit être présente au sommet du réservoir pendant toute la durée de la cimentation afin de surveiller l'évolution du fluide de mélange selon le plan de cimentation. L'évolution du fluide de mélange en fonction de la boue.
14. Utiliser une balance à boue pressurisée pour mesurer la densité.
15. La durée du WOC doit être d'au moins 2 x TT avant le ciment de forage. [12]

CHAPITRE II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

II.4.3.3. Données Sur Le Puits (9 5/8" Csg):

Tableau II. 5: Les données phase (3) [12]

Trou	<p>Profondeur : 2523 m MD</p> <p>Taille de l'outil : 12.25 in,</p> <p>Caliper ID (12.34 in lead, 12.67 in Tail)</p> <p>Excès en OH (10 % au-dessus du plomb, et 10 % au-dessus de la Tail)</p>
Données actuelles du tubage	<p>9 5/8" (47 ppf),</p> <p>Sabot de tubage : 2522 m MD,</p> <p>LC : 2497.39 m MD</p>
Données sur les tiges	<p>13 3/8" (68 ppf),</p> <p>Sabot de tubage : 854 m MD</p>
Fluide de forage	Type :Boue OBM, Densité : 1.30 SG
Pre-flushes/ Spacers	<p>7 m³ d'espacement devant le bouchon inférieur SC-1 : 1,32 SG</p> <p>2 m³ d'espacement derrière le bouchon supérieur SC-1 : 1.32 SG</p> <p>1,91 m³ d'espacement devant l'ACP SC-1 : 1,32 SG</p> <p>1,91 m³ d'espacement derrière l'ACP SC-1 : 1,32 SG</p>
Déplacement	<p>OBM : 1,30 SG,</p> <p>Volume : 95,36 m³ (y compris 5,82 m³ d'espaceur et 3,82 de laitier et 2 m³ d'eau ont été inclus)</p>
Slurry	<p>Lead laitier : - Type : Laitier LT-7 @ 1.35 SG</p> <ul style="list-style-type: none"> - Volume : 29,24 m³ - T.T. 10 hr 10 mn - TOC @ 654 m (200 m à l'intérieur du tubage précédent) <p>Tail laitier : - Type : LQ-3 laitier @ 1.90 SG</p> <ul style="list-style-type: none"> - Volume : 36.36 m³ + 3.82 m³ (à travers l'ACP) - T.T. 10 h 05 min - TOC à 1455 m (au sommet du Barremian)

II.4.3.4. Propriétés thermiques du puits (9 5/8" Csg) : [12]

- ✓ BHST : 92°C
- ✓ BHCT : 61°C
- ✓ Gradient de température : 2.9°C/100m

II.4.3.5. Composition Laitier de ciment :

Tableau II. 6: Composition Laitier de ciment phase (3) [12]

Composant	Code	Concentration
Cement-G	G	Tonne
Antimousse	C011	2 (litre / Tonne)
Fluid loss	C306	0.60% BWOC
Dispersant	C200	0.17% BWOC
Retardeur	C100	0.35% BOWC

II.4.3.6. Schéma la cimentation de cette phase :

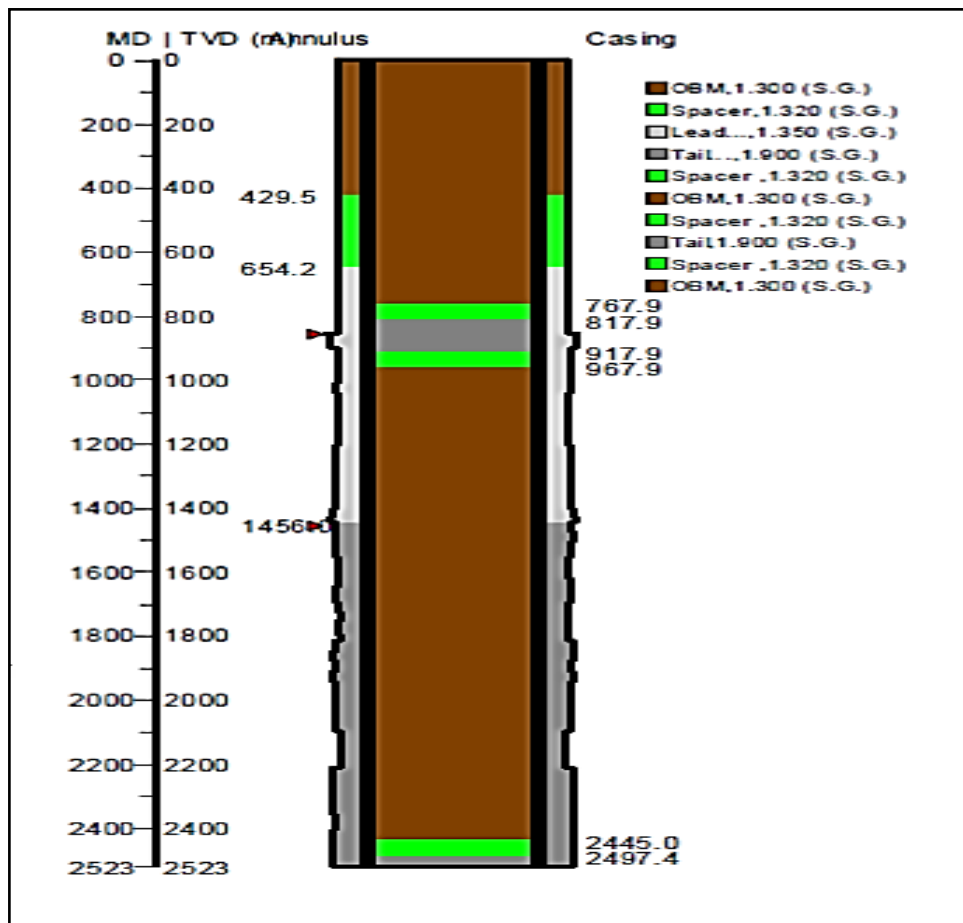


Figure II. 3: Schéma cimentation phase (3) [12]

II.4.4. Phase 4 (7" Csg liner) :

II.4.4.1 Objectifs Du Travail :

- Pomper le travail en toute sécurité conformément à la conception avec zéro NPT.
- Amener le haut du laitier de ciment jusqu'à 2322 m (200 m à l'intérieur du tubage précédent).
- Fournir un chemin de fer compétent pour pouvoir forer la section suivante.
- La durée minimale de la période de travail avant le forage du sabot est de 24 heures.

L'objectif peut être compromis si le volume de l'OH est plus important que prévu ou si des pertes significatives se produisent pendant le travail. Ou si des pertes importantes se produisent pendant le travail. [13]

CHAPITRE II Cimentation et détermination de la température du puits OKS-49

II.4.4.2. Recommandation pour la cimentation :

1. Avant le travail et afin de conditionner le puits, faites circuler 2 fonds à un taux maximum.
2. Il est recommandé de maintenir le Yp de la boue égal ou inférieur à 12 (lb/100ft²).
3. Contrôlez toutes les densités, l'espaceur et la boue avec une balance à boue pressurisée.
4. Contrôlez toutes les pressions pendant le pompage, ne dépassez jamais la pression maximale autorisée.
5. Pompez l'eau après avoir laissé tomber le bouchon supérieur.
6. Ne pas sur déplacer.
7. Confirmez tous les calculs avec Co-Man avec les données réelles.
8. Veillez à nettoyer le site de forage avant de le quitter. [13]

II.4.4.3. Données Sur Le Puits (7" Csg liner) :

Tableau II. 7: Les données phase (4). [13]

Trou	Profondeur : 3388 m MD Taille de l'outil : 8.5 in, Calliper : 8.685 in Excédent sur Calliper : 15%
Données actuelles du tubage	7 dans le tubage (32 ppf) Sabot de tubage : 3387 m MD, LC : 3362.50 m MD,
Données sur les tiges	Tubage de 9 5/8 po (47 ppf), 2522 m MD
Fluide de forage	Type : Boue OBM, Densité : 2.02 SG
Pre-flushes/ Spacers	07.00 m ³ tête de Spacer SC-4 : 2.04 SG 01.00 m ³ arrière de Spacer SC-4 : 2.04 SG
Déplacement	OBM : 2.02 SG, Volume : 63.27 m ³ (1 m ³ d'arrière de Spacer est inclus)
Slurry	Laitier lourd : - Type : LQ-6 laitier @ 2.06 SG - Volume : 16,45 m ³ - T.T. 08 hr : 25 min (1,5 hr de mélange de lots non inclus) -TOC à 2322 m (200 m à l'intérieur du CSG précédent)

II.4.4.4. Propriétés thermiques du puits (7" Csg liner) : [13]

- ✓ BHST : 110°C
- ✓ BHCT : 80°C
- ✓ Gradient de température : 2.9°C/100m

II.4.4.5. Composition laitier de ciment :

Tableau II. 8: Composition laitier de ciment phase (4). [13]

Composant	Code	Concentration
Cement-G	G	Tonne
Salt	Salt	37% BWOW
Antimousse	C011	2 (litre / Tonne)
Fluid loss	C306	0.60% BWOB
Dispersant	C200	0.15% BWOB
Retardeur	C103	0.29% BOWB
Silica flour	C030	35% BWOC
Barite	C501	10% BWOC

II.4.4.6. Schéma la cimentation de cette phase :

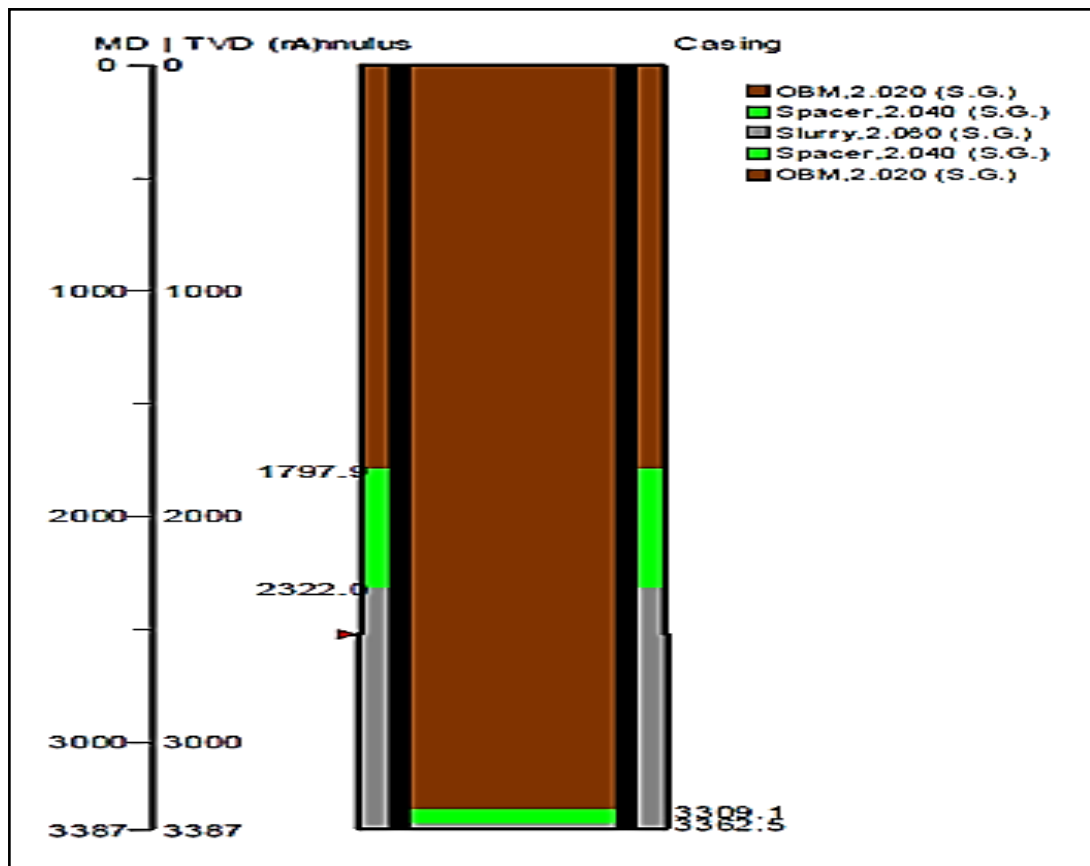


Figure II. 4: Schéma cimentation phase (4) [13]

II.5. Graphe (température – profondeur) :

Afin d'avoir une idée sur la variation de la température en fonction de la profondeur sur le plan vertical, les graphes de la (Figure.II.5) sont réalisés. Les données recueillies au niveau de cinq forages pétroliers sont illustrées dans (Le tableau II.9)

Liste des forages utilisés pour établir les graphes $T=f(P)$:

Tableau II. 9: Cinq Puits de forage. [14]

Forage	Longitude E-W	Latitude N-S	G (°C / 100)
ER-1	01° 42' 54'' W	31° 32' 58'' N	3.1
CBM-1	2° 22' 45'' W	31° 27' 56'' N	3.4
AM-1	0° 29' 00'' W	27° 18' 10'' N	6.63
TO-1	6° 27' 32'' E	30° 04' 18'' N	3.7
HBZ-1	1° 07' 44'' W	30° 07' 44'' N	8

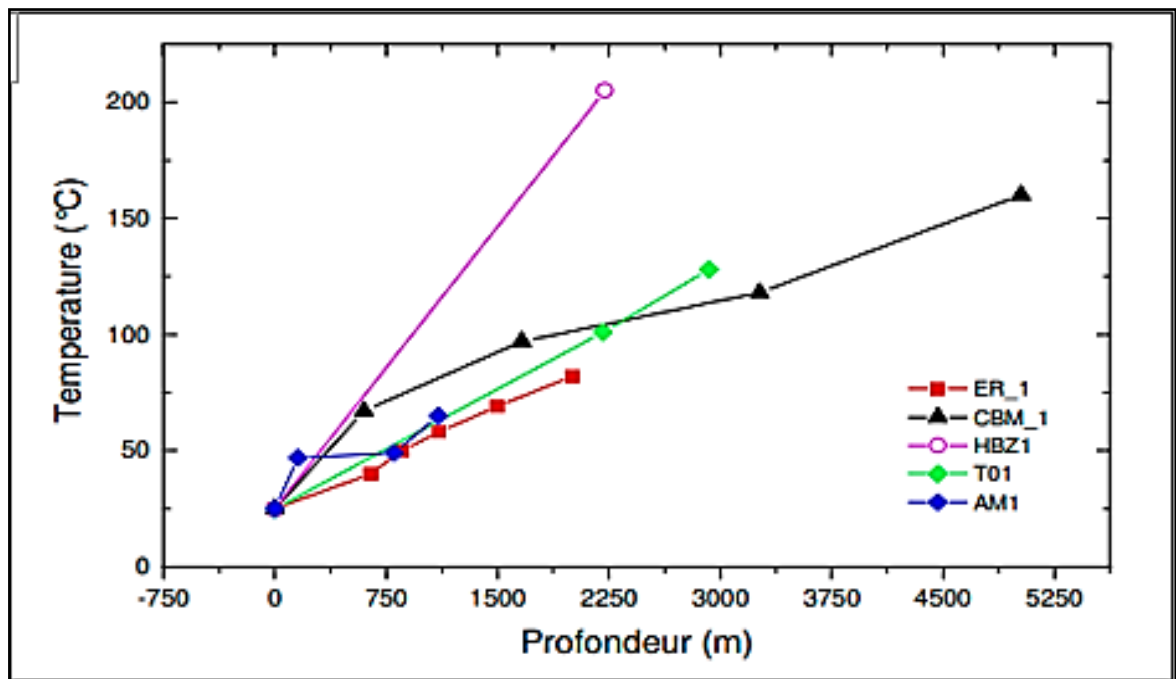


Figure II. 5: La variation de la température en fonction de la profondeur. [14]

II.5.1. Interprétation des graphes

Tous les graphes ci-dessus montrent clairement l'augmentation de la température avec la profondeur indiquant que la profondeur est l'un des facteurs du gradient de température.

Il apparaît bien à travers les graphes, que sur une même couche sédimentaire, la température varie linéairement avec la profondeur.

La variation (Température - Profondeur) peut être linéaire sur toute la profondeur du forage, ce cas est rencontré au niveau des forages : TO1 ; ER-1 ce qui indique que les couches sédimentaires traversées sont presque homogènes les unes par rapport aux autres ; ou bien la variation (Température - Profondeur) est non linéaire, on retrouve ce cas au niveau des forages CBM-1, AM-1. Dans ce cas, les couches sédimentaires traversées sont hétérogènes les unes par rapport aux autres.

Le gradient de température est représenté par les pentes des courbes $T=f(P)$. Il varie latéralement d'un forage par rapport à un autre, et parfois verticalement le long d'un même forage. Les forages de la zone saharienne Ouest tel que, CBM-1, présentent les pentes les plus élevées, donc les gradients les plus forts.

Les graphes ci-dessus illustrent d'une façon générale le caractère non homogène du sous-sol saharien. [14]

II.6. Enregistrement de température :

II.6.1. Gradient géothermique :

La température de la roche augmente avec la profondeur, c'est ce qu'on appelle le gradient géothermique. Les données utilisées pour l'établissement de la carte de gradient et du flux de chaleur sont les données de forages pétroliers.

Le gradient géothermique est estimé pour chaque forage pétrolier en utilisant les températures de boue de forage en font de trou (T_{bht}) grâce à la formule suivante : [16]

$$G = \frac{DT}{DZ} \left(\frac{^{\circ}C}{100m} \right) \quad (\text{II.1})$$

T : Température ($^{\circ}C$)

Z : Profondeur (m)

Dans le cas général, les valeurs de (T_{bht}) sont corrigés ; en effet plusieurs méthodes de corrections existent. La correction utilisant les températures des fluides recueillis lors des tests de formation (T_{dst}) comme référence est la plus utilisée.

Néanmoins cette correction est négligée par certains auteurs. Dans notre cas cette correction n'est pas utilisée en raison de l'absence des valeurs de T_{dst} pour un grand nombre de forages. [16]

II.6.2. La température du fond du trou (BHT) :

La température de fond de trou (BHT) est la température maximale enregistrée au cours d'une logging ou de préférence la dernière d'une série au cours de la même opération. La BHT est la température utilisée pour l'interprétation des logs à la profondeur totale. Plus haut dans le trou, la température correcte est calculée en supposant un certain gradient de température. La BHT se situe entre la température de circulation au fond du trou (BHCT) et la température statique au fond du trou (BHST). [15]

II.6.2.1. La température statique BHST :

La température statique du fond (Bottom Hole Static Temperature BHST) : C'est la température atteinte au fond du puits après sa fermeture pendant un laps de temps suffisamment long pour refléter la température ambiante de la formation. [15]

II.6.2.2. La température de circulation BHCT :

La température de circulation du fond (Bottom Hole Circulation Température BHCT) C'est la température d'un fluide au fond du puits en cours de circulation. Celle-ci est toujours inférieure à la température statique à cette même profondeur, on raison du refroidissement créer par le fluide circulé. [15]

II.6.2.3. Correction des températures enregistrées :

La méthode de Horner pour corriger les données d'accumulation de pression à l'équilibre est appliquée pour déterminer la température corrigée du fond de puits : [16]

$$\text{BHTcorr} = A \log \left(1 + \frac{\text{tcirc}}{\text{ts}} \right) + \text{BHT} \quad (\text{II.2})$$

BHTcorr : la température corrigée du fond de puits,

A : le gradient,

tcirc : le temps de circulation,

ts: le temps écoulé depuis la circulation et BHT est la température du fond de puits.

Une étude détaillée a été réalisée pour déterminer la durée de circulation la plus appropriée à utiliser avant de calculer le gradient géothermique. Il a été constaté que la durée de circulation la plus appropriée entre 20 heures, et 30 heures et 40 heures. Le gradient géothermique d'un puits est le taux de variation de la température en fonction de la profondeur. Le gradient géothermique est déterminé en calculant.

Le BHT corrigée mesuré à partir d'une profondeur spécifique est tracé à : [16]

$$\text{Ln} \left[\frac{\text{ts} + \text{tcirc}}{\text{ts}} \right] \quad (\text{II.3})$$

(Coefficient de récupération de chaleur) est construit à partir de la carte de récupération de chaleur. Appliquer les moindres carrés linéaires ajustés aux tracés et lignes BHT.

II.6.3. Données de température de DST :

Les données DST sont directement mesurées sur le fluide extrait lors des opérations de forage et ne subissent aucune perturbation. Puisque le fluide est à l'équilibre thermique avec la formation traversée, il n'est pas nécessaire de corriger la valeur de température obtenue. [17]

II.6.4. La Conductivité thermique :

La conductivité thermique k est l'aptitude d'un matériau à transférer la chaleur par conduction en présence d'un gradient de température et s'exprime en (W/m.K) dans le S.I. Elle dépend essentiellement de la nature du matériau considéré et de sa température. [15]

II.6.4.1. La Conductivité primaire :

Elle est mesurée en laboratoire et dépend de la composition minérale, de la porosité des roches et de la nature des liquides saturés dans l'espace poreux, son équation est donnée comme suit : [14]

$$K_{s\ 20} = \prod^m K_i \cdot p_i \quad (\text{II.4})$$

Ks 20 : Conductivité thermique de la matrice à 20°C.

Ki : Conductivité thermique de constituant.

Pi : Proportion volumique de constituant.

Tableau II. 10: Conductivités thermiques des principaux constituants. [14]

Constituants	Conductivité Thermique [Wm ⁻¹ 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.6.4.2. Conductivité thermique en situ :

Pour les roches de porosité \emptyset , la conductivité k_r des roches saturées en eau adaptées aux conditions in situ peut être calculée comme la moyenne géométrique des conductivités en phase pure, pondérées en fonction de leurs volumes fractionnaires : [18]

$$K_r = K_s^{1-\emptyset} \cdot K_w^\emptyset \quad (\text{II.5})$$

CHAPITRE II Cémentation et détermination de la température du puits OKS-49

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.

∅ : La porosité de l'échantillon.

En supposant que les pores sont remplis d'eau, la dépendance à la température de la conductivité de l'eau **kw** et la correction de la conductivité nécessitent également la conductivité de la matrice **ks**. La conductivité de l'eau est de 0,56 ($\text{Wm}^{-1} \text{K}^{-1}$) à 0°C, mais augmente à 0,68 ($\text{Wm}^{-1} \text{K}^{-1}$) à 100°C.

Conductivité thermique de l'eau données par la fonction : [18]

$$K_w = 0.56 + 0.003T^{0.827} : \quad 0 \leq T \leq 63^\circ\text{C} \quad (\text{II.6})$$

$$K_w = 0.481 + 0.942 \ln T : \quad T > 63^\circ\text{C} \quad (\text{II.7})$$

En supposant que la conductivité de la matrice solide **K_s** est proportionnelle à l'inverse de la température absolue. Ainsi : [18]

$$K_s = K_{20} [293 / (T + 273)] \quad (\text{II.8})$$

K₂₀ est la conductivité déterminée en laboratoire à 20°C.

II.6.5. Le flux de chaleur :

Le flux de chaleur est une transmission de chaleur (ou énergie thermique) à travers un corps. Le flux de chaleur s'exprime en (W/m^2). Dans un solide, le flux de chaleur suit l'équation de Fourier. [18]

$$q_0 = (T_b - T_0) / (\sum_{z=0}^b \Delta Z / K) \quad (\text{II.9})$$

q₀ : Flux de chaleur [Wm^{-2}]

ΔZ : Épaisseur de l'unité de roche.

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

T₀ : température de surface.

T_b : température de fond corrigée

CHAPITRE II Cémentation et détermination de la température du puits OKS-49

On appelle flux de chaleur traversant une surface donnée la quantité de chaleur qui s'écoule, pendant l'unité de temps. La chaleur se déplace du corps le plus chaud au plus froid jusqu'à ce que la température se stabilise. Tous les corps (solide, liquide ou gazeux) subissent ce phénomène d'échange de chaleur. La chaleur se transmet par la conductivité thermique. [18]

II.7. Les températures et le flux de chaleur enregistré dans le puits « OKS-49 » :

Tableau II. 11: Les températures et le flux de chaleur le puit « OKS-49 » [13]

Profondeur(m)	T (°C)	Profondeur(m)	T (°C)
229	35.06	1905	71.32
400	39.49	2017	75.51
519	44.53	2322	80.26
767	46.70	2445	89.14
902	49.40	2523	94.35
110	52.9	2780	99.64
1224	57.24	3036	105.19
1456	59.12	3309	110.92
1644	62.52	3362	114.83
1797	65.18	3388	117.39
$\Sigma\Delta Z/K$	1480.983		
T₀ (°C) température de surface	28		
T_b (°C) température de fond corrigée	125.7		
q₀ (mWm⁻²)	65.96 mWm⁻² = 0.06596 Wm⁻²		

II.8. Conclusion :

Après que les enregistrements de température se soient **BHST** et **BHCT** pour le puits **OKS-49**, et sur la base des équations présentées dans cette chapitre; les équations (**II.1; II.2; II.3; II.4; II.5; II.6; II.7; II.8**), à travers lesquelles la conductivité thermique a été déterminée, et à partir desquelles nous avons obtenu le flux de chaleur, la société responsable de la cimentation du puits **OKS-49** a préparé du ciment conforme aux conditions nécessaires et avec la température relevée pour chaque phase C'est grâce aux ajouts et composants nécessaires tels que (Retardeur , Antimousse , Silica flour ,Disparent , fluid loss) , qui ont assuré le succès de ce processus.

**CHAPITRE III : Etude
expérimentale sur les
propriétés de laitier de
ciment dans des différentes
conditions thermiques.**

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

III.1. Introduction :

Les essais en laboratoire sont effectivement un moyen important d'évaluer et de développer les propriétés du ciment utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière. Les essais en laboratoire sont menés conformément aux procédures de l'American Petroleum Institute (API) et comprennent plusieurs tests de ciment. Voici quelques-unes des propriétés du ciment couramment testé en laboratoire :

1. Temps de prise : le temps de prise est le temps nécessaire pour que le ciment commence à durcir. Ce test mesure le temps que met le ciment pour passer de l'état liquide à l'état solide.
2. Résistance à la compression : la résistance à la compression est la mesure de la capacité du ciment à résister à la charge ou à la pression. Ce test mesure la résistance du ciment à une force appliquée sur lui.
3. Exo thermicité : l'exo thermicité est la mesure de la quantité de chaleur dégagée par le ciment lorsqu'il durcit. Ce test est important pour s'assurer que le ciment ne provoque pas de dommages thermiques aux formations de puits.
4. Stabilité en suspension : la stabilité en suspension est la mesure de la capacité du ciment à maintenir une suspension uniforme lorsqu'il est mélangé avec de l'eau. Ce test est important pour garantir que le ciment se mélange uniformément avec l'eau et ne se sépare pas.
5. Perméabilité : la perméabilité est la mesure de la capacité du ciment à laisser passer les fluides. Ce test mesure la perméabilité du ciment pour s'assurer que les fluides ne peuvent pas passer à travers le ciment et contaminer le puits.

Ces tests sont essentiels pour s'assurer que le ciment est capable de résister aux conditions extrêmes rencontrées dans un puits de forage et pour garantir la sécurité et la durabilité des opérations de forage.

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

III.2. Objectif :

Il est courant de tester ces propriétés du ciment dans l'industrie pétrolière et gazière pour s'assurer que le ciment est capable de remplir efficacement le trou de forage et de maintenir une barrière étanche entre les formations géologiques. Voici une brève description de ces propriétés du ciment :

- ✓ **Temps de pompabilité (Thickening Time) :** Le temps de pompabilité est le temps nécessaire pour que le ciment atteigne une consistance suffisante pour être pompé dans le trou de forage. Ce test est important pour s'assurer que le ciment est prêt à être utilisé au moment où il est nécessaire.
- ✓ **Densité :** La densité est la mesure de la masse du ciment par unité de volume. La densité est importante pour déterminer la quantité de ciment nécessaire pour remplir le trou de forage.
- ✓ **Rhéologie :** La rhéologie est la mesure de la capacité du ciment à résister à l'écoulement. Ce test mesure la viscosité du ciment, qui est importante pour s'assurer que le ciment se déplace efficacement dans le trou de forage et ne se sépare pas.
- ✓ **Le Filtrat (Fluid Loss) :** La perte de fluide ou filtrat est la mesure de la quantité de liquide qui passe à travers le ciment pendant le processus de durcissement. Ce test est important pour s'assurer que le ciment ne perd pas de liquide et ne se fissure pas.
- ✓ **Séparation de l'eau libre :** La séparation de l'eau libre est la mesure de la quantité d'eau qui se sépare du ciment après la mise en place. Ce test est important pour s'assurer que le ciment a une consistance uniforme et ne se sépare pas en couches.

Ces tests sont importants pour garantir que le ciment est capable de remplir efficacement le trou de forage et de maintenir une barrière étanche entre les formations géologiques, ce qui est essentiel pour garantir la sécurité et la durabilité des opérations de forage.

III.3. Programme expérimental :

III.3.1. Le Programme

Une série de tests est effectuée sur la conception du laitier selon le programme expérimental. Programme expérimental présenté au tableau suivant :

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

Tableau III. 1 Programme expérimental. [03]

Tests	Équipement	Paramètres
Temps de pompabilité	Test HPHT Consistomètre	Consistance, Bc
Test de l'eau libre	Cylindre gradué	Eau libre, ml
Fluide Loss	Fluide Loss Tester	Fluide loss, ml per 30 min
Test de densité	Boue pressurisée Balance	Densité, lb/gal
Test de rhéologie Viscosité	Viscosimètre	Plastique, limite d'élasticité, résistance du gel
Résistance à la compression	Machine à Durcissement HPHT	Résistance à la compression d'écrasement, psi
	Analyseur de ciment à ultrasons	Non destructif Résistance à la résistance à la compression, psi
Test de décantation des particules	Cylindre long et HPHT chambre de séchage	Ségrégation de la densité
Porosité et Test de perméabilité	Prosimètre et Perméamètre	Porosité et perméabilité

III.3.1. Conception du laitier de ciment :

Tableau III. 2. Conception du laitier de ciment (Classe G). [03]

Propriétés	Valeurs
Densité du laitier (approx.), PCF	125
Rendement de laitier	1.367
Rapport eau-ciment	0,44
Temps pompabilité	4-5 heures
Ciment classe G + 35 % de Silice + 1 % Agent d'expansion + 0,8 % Dispersant +0,2% Agent de contrôle des pertes de fluides + 1 %Retardateur + 0,25 g Anti-mousse	

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

III.4. Les appareils de test :

III.4.1. Mixeur (Le mixage du laitier de ciment) :

La préparation de la couche de ciment est une étape critique en raison de l'impact de l'histoire du cisaillement sur les propriétés du ciment [22]. Des laits de ciment sont préparés en utilisant une machine à cisaillement à haut régime avec des pales à entraînement inférieur, conformément aux normes API [23]. Il existe deux méthodes courantes de préparation du lait de ciment : le mélange à sec et le mélange humide. Dans la méthode de mélange à sec, tous les additifs sont pré-mélangés avec le ciment sec, tandis que dans la méthode de mélange humide, les additifs sont mélangés avec l'eau avant d'être ajoutés au ciment [22]. [23]



Figure III. 1: Mixeur.[06]

La méthode de mélange humide est largement utilisée car elle permet d'obtenir un mélange plus homogène que la méthode de mélange sec [25]. Dans cette méthode, le ciment, les additifs et l'eau sont pesés en fonction de la formulation de ciment. Les produits de ciment et de silice sont d'abord mélangés à sec avant d'être ajoutés à l'eau. Les additifs liquides et secs sont mélangés dans l'eau du robinet à basse vitesse de 4000 tours/minute. Le mélange sec de ciment et de silice est ajouté au mélange d'additifs dans l'eau, et le mélange complet est agité à grande vitesse pendant 35 secondes dans un mélangeur à haute vitesse [26].

III.4.2. Consistomètre pressurisé HPHT (Le temps de pompabilité) :

Le temps de pompabilité du ciment est mesuré à l'aide d'un consistomètre pressurisé HPHT. Selon les spécifications de l'API Spec 10A, l'appareil est équipé d'un récipient cylindrique rotatif muni de palettes fixes, enfermé dans un récipient sous pression capable de supporter des pressions et des températures de simulation de puits (API Spec 10A, Figure III.2).

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.



Figure III. 2: Consistomètre pressurisé (HTHP). [06]

Pour déterminer le temps de pompabilité, le consistomètre pressurisé HPHT est utilisé pour mesurer la consistance du laitier de ciment. La consistance est exprimée en unités de consistance Bearden (Bc) et est mesurée sous forme de couple (API Spec 10A). Le test est réalisé en augmentant la température et la pression du laitier de ciment conformément aux spécifications du programme de test de simulation de puits approprié [27]. Le test se poursuit jusqu'à ce que le laitier atteigne une consistance jugée suffisante pour le rendre non pompable (par exemple 70Bc ou 100Bc), et la consistance du laitier à la fin de l'essai doit être documentée et rapportée. Ensuite, le test est terminé et le consistomètre est refroidi avant de relâcher la pression [28]. Le dispositif consistomètre HPHT est équipé d'un récipient cylindrique rotatif muni d'un ensemble de palettes fixes, le tout enfermé dans un récipient sous pression capable de supporter des pressions et des températures de simulation de puits (API Spec 10A). Le laitier de ciment préparé selon les spécifications de l'API est versé dans le godet de consistomètre HPHT et placé dans le consistomètre pour effectuer le test [27].

III.4.3. Densimètre (La densité) :

Pour mesurer la densité du laitier de ciment, la balance de densité à fluide sous pression est utilisée (Figure III.3) (API RP 10B-4). La pressurisation de la coupelle d'échantillon permet

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

de réduire l'air emprisonné à un volume négligeable, donnant ainsi une mesure de densité du laitier plus représentative de sa véritable densité. Le laitier de ciment est préparé conformément aux spécifications de l'API, puis conditionné à la pression atmosphérique et à la température cible avant d'être versé dans la balance à boue pressurisée pour la mesure de densité (API RP 10B-4; API Spec 10A). [06]

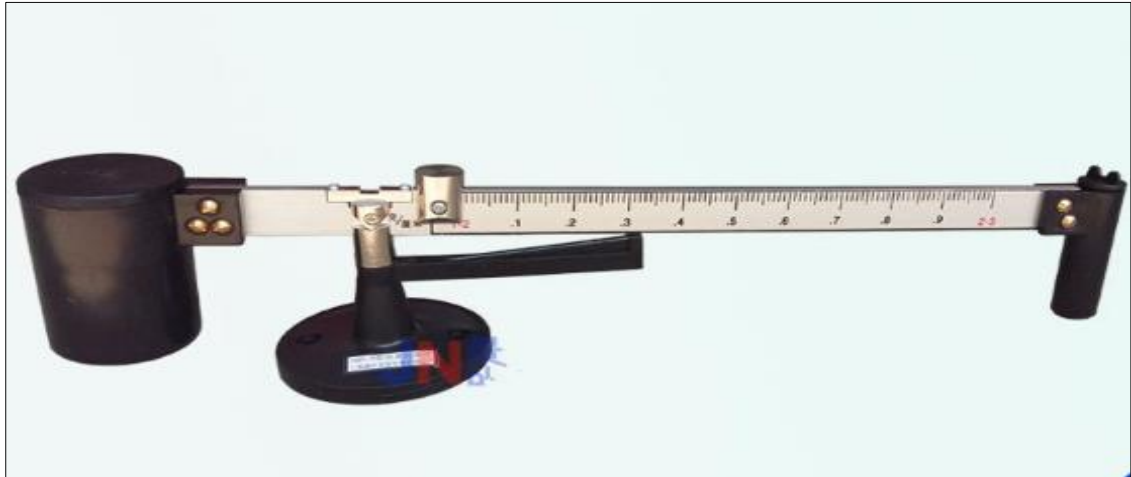


Figure III. 3: Densimètre. [06]

III.4.4. Consistomètre atmosphérique (Les conditions de test) :

Dans une étude récente menée par Wang et al. (2019), le consistomètre atmosphérique a été utilisé pour conditionner le laitier de ciment à différentes températures avant les tests de consistance. Le laitier de ciment a été conditionné pendant 20 minutes à des températures de 30°C, 40°C, 50°C et 60°C. Les résultats ont montré que la température de conditionnement avait un impact significatif sur la consistance du laitier de ciment, avec une augmentation de la consistance à mesure que la température augmentait. Cette étude met en évidence l'importance de l'étape de conditionnement pour obtenir des résultats de test précis et reproductibles. [27]

Dans notre cas, le laitier de ciment a été conditionné à quatre températures différentes qui sont : 86, 104, 142 et 176 °F.



Figure III. 4: Consistomètre atmosphérique. [06]

III.4.5. Rhéomètre (Test rhéologique) :

Selon une étude récente menée par Prakash et al. (2021), la rhéologie du ciment est cruciale pour garantir ses performances. Pour déterminer la pompabilité du ciment, les propriétés rhéologiques du laitier de ciment, telles que la viscosité plastique, la limite d'élasticité, les propriétés de friction et la résistance au gel, sont évaluées à l'aide d'un viscosimètre rotatif HPHT de Chandler sous des conditions de haute température. Le laitier de ciment est préparé et conditionné conformément aux normes de l'API avant d'être versé dans le cylindre préchauffé du viscosimètre à la température souhaitée. Les tests sont effectués à différents taux de cisaillement, et les résultats de la viscosité plastique et de la limite d'élasticité sont calculés à l'aide d'un logiciel intégré. La force de gel est mesurée immédiatement après les tests rhéologiques, soit en réconditionnant le fluide dans le viscosimètre pendant 1 minute à 300 RPM, soit en effectuant des tests sur un fluide séparé fraîchement préparé. La déflexion maximale obtenue après 10 secondes de rotation à 3 RPM est appelée gel initial ou gel 10 secondes, tandis que la déflexion maximale obtenue après 10 minutes de maintien statique est appelée gel de 10 minutes. Cette méthode de test permet d'évaluer la performance du ciment et de déterminer sa pompabilité. [29]

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.



Figure III. 5: Rhéomètre. [06]



Figure III. 6 : HPHT viscosé meter . [06]

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 : [19]

$$V_p = (\text{lecture } 300\text{tr}/\text{min} - \text{lecture } 100\text{tr}/\text{min}) \times 1.5 \quad (\text{III.1})$$

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 calculée à partir de cette formule en lbf/100ft². [19]

$$Y_p = (\text{lecture } 300\text{tr}/\text{min} - V_p) \quad (\text{III.2})$$

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. [19]

III.4.6. Filtre presse (Le filtrat) :

La perte de fluide est effectuée pour déterminer la quantité de perte de fluide du laitier dans des conditions ciblées. Un appareil de mesure de la perte de fluide du laitier de ciment à haute pression et haute température est utilisé pour mesurer la perte de fluide (Figure III.7). Le laitier de ciment est d'abord préparé conformément aux spécifications de l'API. Le laitier est

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

conditionné à la pression atmosphérique et à la température cible.

Après conditionnement, le laitier est amené dans la cellule de test de perte de fluide pour être testé dans les conditions prévues pendant 30 minutes. À la fin du test, la quantité de perte de fluide collectée est mesurée à l'aide d'un tube gradué (Figure III.8). [03]



Figure III. 7 : Filtre presse. [06]



Figure III. 8 : Tube gradué(Graduated cylinder) . [06]

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

III.5. Les Résultats :

III.5.1. Les paramètres rhéologiques

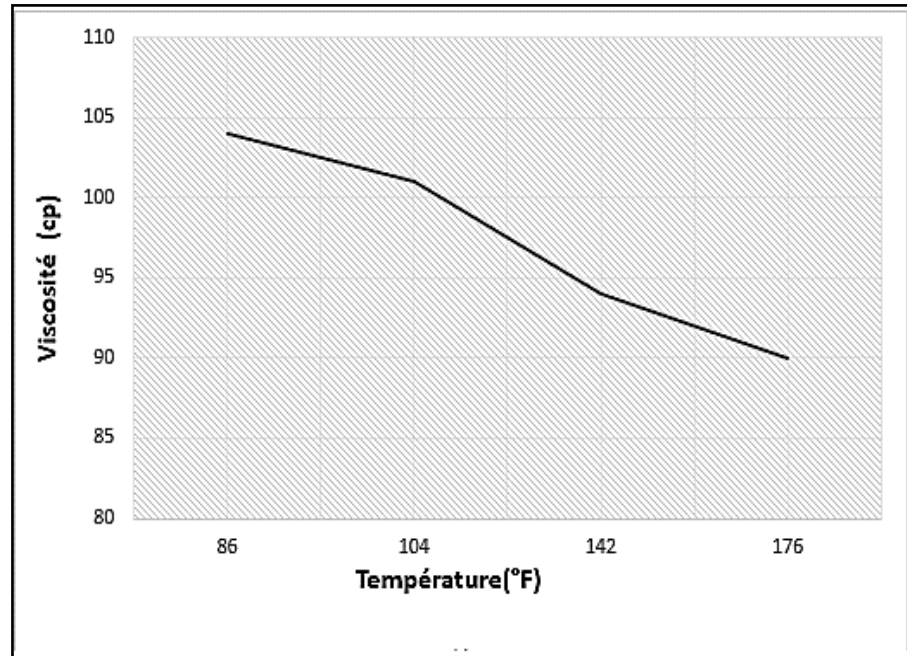


Figure III. 9: La variation de viscosité plastique.

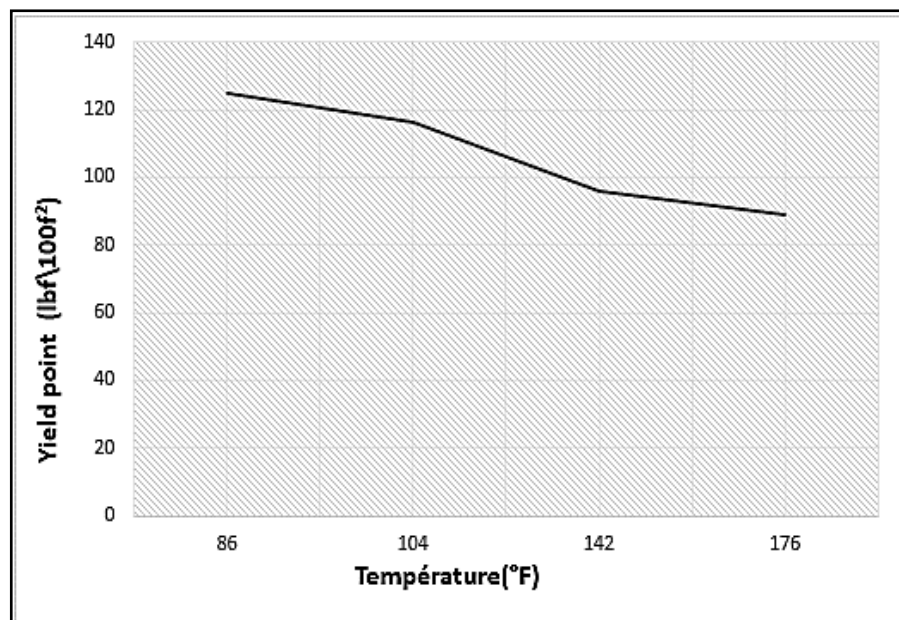


Figure III. 10: La variation de Yield point.

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

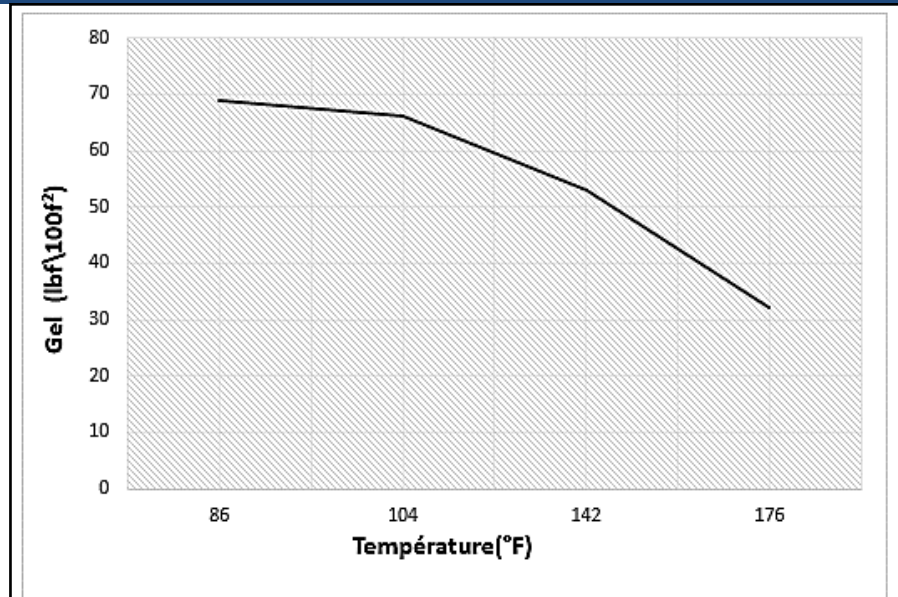


Figure III. 11: La variation de gel.

III.5.1.1 Analyse les résultats :

La viscosité :

En augmentant la température de 86 °F à 176 °F lors des tests précédents, les résultats ont montré une diminution de la viscosité de 104 cp à 90 cp. Ceci est scientifiquement expliqué par le fait que l'augmentation de la température dans un fluide entraîne une augmentation de l'énergie cinétique des molécules, ce qui diminue l'énergie de liaison et conduit à une diminution de la viscosité du fluide. Ainsi, il est établi que plus la température est élevée, plus la viscosité est faible.

La limite d'élasticité :

Les résultats des tests ont montré que les valeurs de la limite d'élasticité ont diminué à mesure que la température augmentait, passant de (86 ; 104 ; 142 ; 176) °F à (125 ; 116 ; 96 ; 89) lbf/100f². Cette diminution de la limite d'élasticité témoigne d'une réduction de la résistance à l'écoulement du laitier de ciment avec l'augmentation de la température. Cette baisse de résistance peut être expliquée par la diminution des interactions électrochimiques entre les molécules dans le laitier de ciment. En effet, plus la température d'un corps est élevée, plus l'énergie cinétique des molécules dans ce corps est élevée, ce qui entraîne une augmentation de la vitesse des molécules et donc une diminution de l'énergie de liaison entre elles. Cette diminution de l'énergie de liaison conduit à une diminution de la viscosité du laitier de ciment.

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

Gel de laitier de ciment :

En augmentant la température dans les tests précédents (86 ; 104 ; 142 ; 176) °F, les résultats obtenus ont montré une diminution significative de la résistance du gel du laitier de ciment, avec des valeurs diminutives de (69 ; 66 ; 53 ; 32) lbf/100f². Cette diminution de la résistance du gel est un indicateur positif de la capacité du ciment à empêcher la migration de gaz qui pourrait se former après l'arrêt du processus de pompage. Ainsi, ces résultats mettent en évidence l'importance de prendre en compte la température dans l'évaluation de la performance du ciment et de sa capacité à prévenir la migration de gaz.

III.5.2. Résultats de temps de pompabilité:

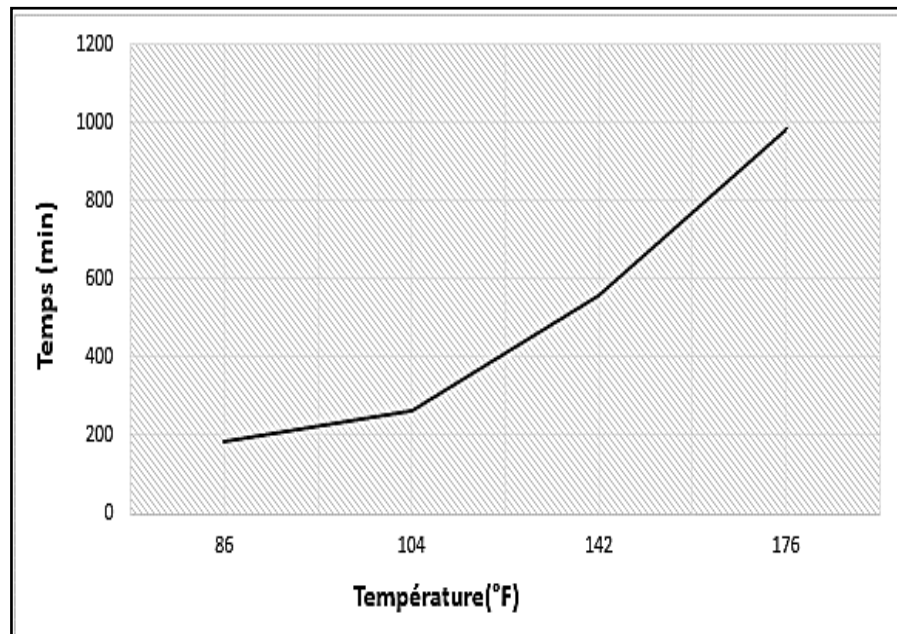


Figure III. 12: La variation de temps de pompabilité en fonction de température.

III.5.2.1 Analyse les résultats :

Temps de pompabilité :

Nous avons augmenté la température (86 ; 104 ; 142 ; 176) °F dans le test, nous avons observé une augmentation correspondante du temps de pompabilité (185 ; 262 ; 559 ; 981) minutes. Cette augmentation peut être expliquée par la présence d'inhibiteurs spécifiques au temps de pompage, qui sont ajoutés au laitier de ciment pour améliorer ses propriétés de fluidité. Ainsi, cette observation confirme que pour une cimentation efficace, il est essentiel d'avoir un temps de pompabilité approprié, qui est influencé par divers facteurs tels que la température, la composition du ciment et les additifs utilisés. En conséquence, l'utilisation d'inhibiteurs

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

spécifiques au temps de pompage peut être une stratégie efficace pour assurer une bonne pompabilité du ciment et donc une cimentation réussie.

III.5.3. Résultat de test de filtrat :

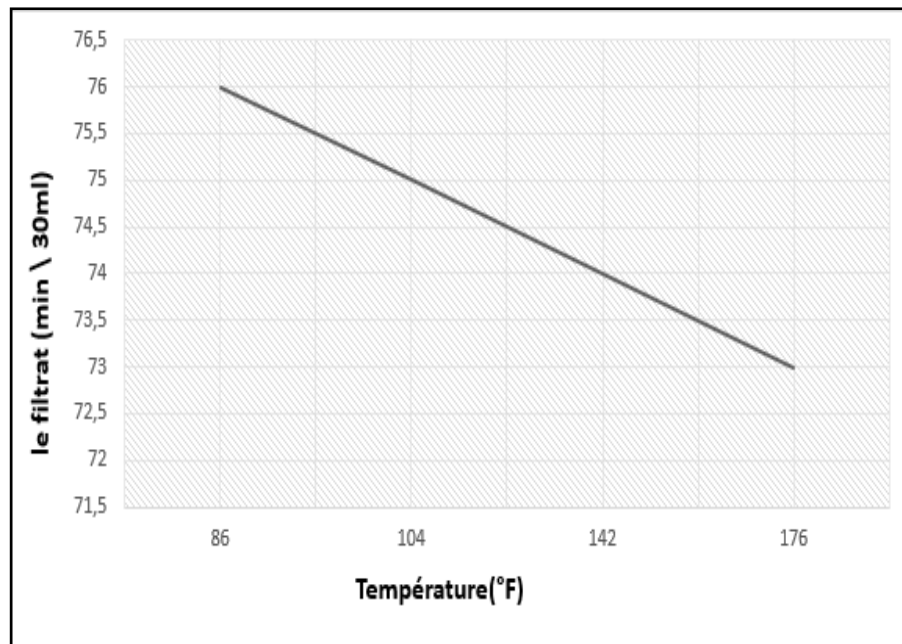


Figure III. 13: La variation de volume de filtrat en fonction de température.

III.5.3.1 Analyse les résultats :

Le filtrat :

Chaque fois que nous avons augmenté la température (86 ; 104 ; 142 ; 176) °F dans les tests, les résultats ont montré une diminution du volume d'eau (76 ; 75 ; 74 ; 73) ml/30min. Cette observation est cohérente avec les connaissances scientifiques, qui indiquent que la diminution du volume d'eau est un phénomène courant lorsqu'on augmente la température. Cette diminution du volume d'eau a été observée lors du test de filtration, ce qui a entraîné une diminution du résultat de filtrat. Ces résultats soulignent l'importance de prendre en compte la température lors de la mesure du volume d'eau afin d'obtenir des résultats précis et fiables.

III.6. Les modèles prédictifs pour les propriétés du laitier de ciment :

Nous avons effectué diverses expériences pour étudier l'influence de la température sur les caractéristiques du ciment utilisé (telles que la viscosité plastique, la limite d'élasticité, la résistance au gel et la perte de fluide) dans les puits de gaz et de pétrole. Ces expériences ont simulé l'effet de l'augmentation de la température dans les profondeurs des puits, qui survient pendant le processus de pompage du ciment dans les cavités entre la surface de la terre et les

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

tuyaux des puits. Nous avons ensuite obtenu un modèle statistique de régression polynomiale pour analyser les données obtenues. [20]

$$y_i = a + bx_i + cx_i^2 + dx_i^3 \quad (\text{III.3})$$

y ; est la variable dépendante (propriétés rhéologiques)

x ; est la variable indépendante (température)

a , b et c ; des constantes.

Le système d'équations linéaires utilisé pour obtenir les constantes est donné par :

$$na + b\sum xi + c\sum x^2 = \sum yi \quad (\text{II.4})$$

$$a\sum xi + b\sum x^2 + c\sum x^3 = \sum xiyi \quad (\text{II.5})$$

$$a\sum x^2 + b\sum x^3 + c\sum x^4 = \sum x^2yi \quad (\text{II.6})$$

On en extrait les équations suivantes : [20]

[Température en (°F)]

L'équation de la viscosité plastique du laitier de ciment :

$$Vp = 112.6154 + 0.02589T - 0.00206T^2 + 6.87814T^3 \times 10^{-6} \quad (\text{III.7})$$

L'équation de la limite d'élasticité du laitier de ciment :

$$Yp = 146.07493 + 0.317502T - 0.0090876T^2 + 0.000030952T^3 \quad (\text{III.8})$$

L'équation de la résistance du gel du laitier de ciment :

$$G = 68.4932 + 0.0461T + 0.0003677T^2 - 0.000010317T^3 \quad (\text{III.9})$$

L'équation du filtrat du laitier de ciment :

$$FL = 81.595 - 0.0844T + 0.0002T^2 \quad (\text{III.10})$$

L'équation du temps de pompabilité du laitier de ciment :

$$Tp = 392.32 - 7.9023T + 0.0639T^2 \quad (\text{III.11})$$

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

III.6.1. Codes matlab :

Ce code matlab pour déterminer les propriétés de conception d'un laitier de ciment adapté à une température donnée sans effectuer des tests :

```
% Define the functions

Vp = @(T) 112.6154 + 0.02589*T - 0.00206*T^2 + 6.87814e-6*T^3;
Yp = @(T) 146.07493 + 0.317502*T - 0.0090876*T^2 + 0.000030952*T^3;
G = @(T) 68.4932 + 0.0461*T + 0.0003677*T^2 - 0.000010317*T^3;
FL = @(T) 81.595 - 0.0844*T + 0.0002*T^2;
Tp = @(T) 392.32 - 7.9023*T + 0.0639*T^2;

% Prompt the user to enter a value for T
T = input('Enter a value for T: ');

% Calculate the results
Vp_result = Vp(T);
Yp_result = Yp(T);
G_result = G(T);
FL_result = FL(T);
Tp_result = Tp(T);

% Display the results
fprintf('Vp = %.4f\n', Vp_result);
fprintf('Yp = %.4f\n', Yp_result);
fprintf('G = %.4f\n', G_result);
fprintf('FL = %.4f\n', FL_result);
fprintf('Tp = %.4f\n', Tp_result);
```


CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

Et pour calculer les propriétés de conception en fonction de la température, de la densité et de la viscosité du laitier de ciment. Les résultats sont affichés à l'écran pour permettre une analyse rapide et facile des propriétés de conception du laitier de ciment adapté à la température donnée nous utilise le code suivant :

% Paramètres d'entrée

```
temp = 150; % Température en degrés Fahrenheit
```

```
densite = 150; % Densité du laitier de ciment en lb/gal
```

```
viscosite = 50; % Viscosité du laitier de ciment en cp
```

% Calcul des propriétés de conception

```
pression_max = 5000 + 10 * temp; % Pression maximale en psi
```

```
epaisseur_min = 0.5 + temp / 100; % Épaisseur minimale en pouces
```

```
debit_max = 1000 / viscosite; % Débit maximal en gal/min
```

```
poids_specifique = densite / 8.345; % Poids spécifique en lb/gal
```

% Affichage des résultats

```
disp(['Pression maximale : ' num2str(pression_max) ' psi']);
```

```
disp(['Épaisseur minimale : ' num2str(epaisseur_min) ' pouces']);
```

```
disp(['Débit maximal : ' num2str(debit_max) ' gal/min']);
```

```
disp(['Poids spécifique : ' num2str(poids_specifique) ' lb/gal']);
```

III.7. Conclusion :

D'après les résultats obtenus de l'expérience de laboratoire et des modèles existants sur les propriétés rhéologiques, plusieurs conclusions ont été établies.

- Tout d'abord, l'augmentation de la température diminue la viscosité plastique, la limite d'élasticité, la résistance de gel et la perte de fluide du laitier de ciment.
- De plus, la résistance à la limitation du ciment diminue également avec l'augmentation de la température.
- Il est essentiel d'avoir un temps de pompabilité approprié pour un bon travail de cimentation.

CHAPITRE III Étude expérimentale sur les propriétés de laitier de ciment dans des différentes conditions thermiques.

- Les modèles prédictifs peuvent être utilisés pour analyser théoriquement les propriétés rhéologiques du laitier de ciment en fonction de la variation de la température.
- Le code Matlab peut être utilisé comme alternative à l'expérimentation en laboratoire pour estimer l'effet de la température sur les propriétés rhéologiques du laitier de ciment. Cela permet de gagner du temps et de réduire les coûts associés aux expériences en laboratoire.
- Enfin, étant donné que la température du puits détermine tout le travail de cimentation à effectuer, elle doit être prise en compte lors de la préparation de la pâte de ciment.

Conclusion Générale

Conclusion générale :

L'effet des variations géothermiques de la température sur les propriétés du ciment utilisé dans les puits de pétrole a été largement étudié et documenté dans la littérature scientifique. De nombreuses recherches ont été menées sur la fabrication du ciment, ses différentes compositions, les procédés de cimentation et les additifs nécessaires pour garantir des performances optimales en fonction des conditions spécifiques des puits.

Dans le cadre de cette étude, nous avons examiné en détail le processus de cimentation d'un puits particulier, le puits OKS-49 situé à Hassi Messaoud, en Algérie. Cette opération de cimentation a été réalisée par la société Oilserv. Nos investigations ont révélé une augmentation progressive de la température du sol au fur et à mesure de l'avancement du forage, ce qui a contraint la société à ajuster les propriétés du ciment et à incorporer divers additifs afin de les adapter aux conditions thermiques rencontrées.

Les tests effectués sur les propriétés du mortier de ciment à l'intérieur du puits ont démontré que la température joue un rôle crucial dans la conception du ciment pour éviter certains problèmes couramment observés. Parmi ces problèmes, on peut citer la dégradation du ciment, la migration des gaz, le séchage prématuré du ciment, la faible résistance à la traction et un temps de pompage inapproprié.

Plusieurs études scientifiques ont souligné l'importance de prendre en compte la compatibilité avec la température du puits lors de la formulation du ciment utilisé dans les opérations de cimentation. Par exemple, une recherche menée par (Smith et al. 2018) a mis en évidence l'effet néfaste de l'augmentation de la température sur la résistance mécanique du ciment. Cette étude a montré que des températures élevées pouvaient entraîner une diminution significative de la limite d'élasticité du ciment, compromettant ainsi son intégrité structurelle. [30]

De plus la compatibilité thermique est essentielle pour prévenir la migration des gaz et la formation de voies préférentielles dans le ciment. Ces voies préférentielles pourraient permettre aux fluides ou aux gaz de s'infiltrer à travers le ciment, entraînant ainsi des fuites potentielles et compromettant l'isolation adéquate des formations géologiques.

Une autre recherche menée par (Lee et al. 2019) a examiné l'effet de la température sur le temps de prise du ciment et a conclu que des températures élevées pouvaient entraîner un durcissement prématuré du ciment, réduisant ainsi la fenêtre de temps disponible pour effectuer l'opération de cimentation de manière adéquate. [31]

Conclusion générale

En résumé, les études scientifiques et les recherches sur ce sujet soulignent de manière concluante que la compatibilité avec la température du puits est d'une importance cruciale pour garantir l'efficacité du ciment dans l'exécution de sa fonction de manière optimale.

Liste des références

Liste des Références

- [01] Hervé.J.Y ,**Forages géothermiques au Dogger en Île-de-France, réalisation et contrôle des cimentations**, BRGM/RP-58793-FR. (2010).
- [02] 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.
- [03] Hossain.M.E et A.A.Al-Mejed,**Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering** ,Society of Petroleum Engineers, 2015
- [04] Abdelmalik,M et M Youssouf, **ETUDE DE L'OPERATION D'ANCRAGE ET DE CIMENTATION DU LINER MECANIQUE 4 ½ DANS LE CHAMP DE HAUD BERKAOUI CAS DE Puits OKJ-03**, mémoire de master, UMBB, 2017.
- [05] Documents IFP, **Laitier et ciment** » ENSPM Formation Industrie-IFP Training FOR01038 (2006).
- [06] Erik B. Nelson et Dominique Guillot, **Well Cementing**, Schlumberger, 2006.
- [07] Documents IFP, **Les diagraphies de cimentations**, ENSPM Formation Industrie-IFP Training FOR95026 (2005).
- [08] Tahar.G et G.Merouane et M Sofiane, **Évaluation de la qualité du laitier de ciment préparé pour la cimentation des tubages des puits pétroliers**, Département de forage et mécanique des chantiers pétrolier, UKMO, 2021.
- [09] Pierre Thomas, Article | 11/03/2014, ENS de Lyon - Laboratoire de Géologie de Lyon ,
publier par : Olivier Dequincey
- [10] Samir.benlamnouar, **Cementing Program 18 5/8” Casing Inner-String Option**, Société Sonatrach " Oilserv ". June 29, 2021
- [11] Samir.benlamnouar, **Cementing Program 13 3/8” CSG @ 854 m**, Société Sonatrach " Oilserv ". July 7, 2021
- [12] Sofiane.kharchi, **Cementing Program 9 5/8” CSG @ 2523 m**, Société Sonatrach " Oilserv ". August 4th, 2021
- [13] Sofiane.kharchi, **Cementing Program 7” Casing @ 3388 m MD**, Société Sonatrach " Oilserv ". August 19, 2021

Liste des Références

- [14] Salima. Ouali, **Etude géothermique du Sud de l'Algérie**, Département de Géophysique, Génie parasismique et Phénomènes Aléatoires, Université de Boumerdès, 2005.
- [15] Cynthia Garibaldi, **Détermination des températures profondes du Bassin du Sud-Est de la France et relations entre anomalies thermiques, géologie et circulations hydrothermales par modélisation 3D**, Sciences de la Terre. Université Nice Sophia Antipolis, 2010. Français
- [16] MOHD FIRDAUS ABDUL HALIM, **Geothermics of the Malaysian sedimentary basins**, US Geological PETRONAS Research & Scientific Services Sdn. Bhd. Lot 1026 PKNS Industrial Area 54200 Ulu Kelang
- [17] Ph. MAGET, **LES TESTS " DST" EN GÉOTHERMIE**, Bureau de recherches géologiques et minières, Mai1984
- [18] Andrew A. Tyoh, Etim D. Uko, Olatunji S. Ayanninuola1 et Onengiyeofori A. Davies, **Effects of Near-Surface Air Temperature on Sub-Surface Geothermal Gradient and Heat Flow in Bornu-Chad Basin, Nigeria**, Department of Physics, Nassarawa State University, PMB 1022, Keffi, Nigeria. Department of Physics, Rivers State University, PMB 5080, Port Harcourt. (01 avril 2021)
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] Oilfield Team <https://oilfieldteam.com/>, 23/02/2023
- [22] Zhu, T., Chen, Z., Zhang, S., Liu, S., & He, L, **Effects of shear history on cement slurry properties**, Journal of Petroleum Science and Engineering, 164, 487-496. (2018)
- [23] Luo, X., Lin, Z., Wang, X., & Liu, L, **Study on the shear history of cement slurry based on rheological tests**, Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107370. (2020).
- [24] Orban, J. M., Ochsner, E. M., Smith, G. W., & Hodge, R. G, **Influence of mixing on cement slurry properties**, SPE Production Engineering, 1(04), 385-390. (1986).

Liste des Références

- [25] Saadi, R, **Effect of mixing method on cement slurry properties**, SPE Drilling Engineering, 282-287. (1984)
- [26] Ghavami, R., Sabet, A., & Khosravi, A. « **Study of cement slurry mixing method and its effect on slurry properties**, Journal of Petroleum Science and Engineering, 176, 889-896. (2019).
- [27] Wang, K., Chen, Y., Li, Y., & Xue, Y, **Optimization of cement slurry formulation for shale gas well cementing under high temperature and high-pressure conditions**, Journal of Petroleum Science and Engineering, 179, 491-500. (2019).
- [28] Cheng, J., Zhang, Y., Zhao, S., Cao, Y., & Li, L, **Effect of bauxite on the properties of cementing slurries for deep wells**, Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107438. (2020).
- [29] Prakash, A., Singh, S., & Prasad, B, **Experimental investigation on effect of cement rheology on cement performance**, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11(2), 893-900. (2021).
- [30] Smith, E. N., Romero, C., Donovan, B., Herter, R., Paunesku, D., Cohen, G. L., . . . Gross, J. J, **Emotion theories and adolescent well-being**, Results of an online intervention. Emotion, 18(6), 781-788. (2018).
- [31] Lee J., Xi Y., Willam K., Jung Y, **A multiscale model for modulus of elasticity of concrete at high temperatures**, Cement and Concrete Research, 39, 754-762. (2019)

ملخص :

عملية التدعيم من أهم العمليات التي تجرى للبئر البترولي حيث تعتبر الداعم الأول لجدران البئر، لذا من الضروري مراعاة الظروف الداخلية للبئر كدرجة الحرارة، والضغط وسوائل البئر وخصائص التكوين وذلك من أجل تصميم تدعيم مناسب. درجة الحرارة عامل لا يمكن الغفلة عنه أو تجاهله لأنه ببساطة عامل ضروري في هذه العملية وكما يعتبر النجاح في مراعاته وتقديره خطوة كبيرة لنجاح عملية التدعيم، ويمكن تقدير هذه الحرارة باستخدام التدرج الحراري الأرضي والتوصيل الحراري للصخور. لذا حاولنا في هذا العمل تحديد تأثير تغير درجة الحرارة على ملاط الاسمنت وذلك من خلال القيام بتجارب معملية، قمنا بتحليلها وفسرنا تلك النتائج المتحصل عليها، وهذا بغية تقدير ومعالجة تأثير درجة الحرارة بالإضافات اللازمة للحصول على ملاط مناسب لكل حالة.

الكلمات المفتاحية: الاسمنت؛ بئر حفر؛ الحرارة الأرضية الجوفية؛ درجة حرارة

Résumé :

Le processus de cimentation est l'une des opérations les plus importantes qui sont menées pour le puits de pétrole, car il est considéré comme le premier support pour les parois du puits, il est donc nécessaire de prendre en compte les conditions internes du puits telles que la température, la pression, les fluides du puits et les caractéristiques de la formation, afin de concevoir un ciment approprié.

La température est un facteur qui ne peut être négligé ou ignoré car c'est simplement un facteur nécessaire dans ce processus, et le succès de sa prise en compte et de son estimation est un grand pas pour le succès du processus de cimentation, et cette température peut être estimée en utilisant le gradient géothermique et la conductivité thermique des roches.

Par conséquent, dans ce travail, nous avons essayé de déterminer l'effet du changement de température sur le laitier de ciment, en menant des expériences en laboratoire, et nous avons analysé et interprété les résultats obtenus, afin d'estimer et de traiter l'effet de la température avec les additifs nécessaires pour obtenir un laitier adapté à chaque cas.

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

Summary:

The cementing process is one of the most important operations that are carried out for the oil well, as it is considered the first support for the good walls, so it is necessary to take into account the internal conditions of the well such as temperature, pressure, well fluids and formation characteristics, to design a suitable cement.

The temperature is a factor that cannot be neglected or ignored because it is simply a necessary factor in this process, and the success of its consideration and estimation is a big step for the success of the cementing process, and this temperature can be estimated using the geothermal gradient and thermal conductivity of the rocks.

Therefore, in this work, we have tried to determine the effect of temperature change on the cement slag, by conducting laboratory experiments, and we have analyzed and interpreted the results obtained, to estimate and treat the effect of temperature with the necessary additives to obtain a slug suitable for each case.

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