

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT DE GENIE CHIMIQUE

Schlumberger

Projet de Fin d'Etudes

**En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie
Chimique**

Formulation d'un ciment dans l'industrie du forage

Dirigé par :

Pr T.AHMED ZAID.

Mr. Z.RAHMANI, Lab Manager Schlumberger.

Présenté par :

M.BECHEKER.

A.MECHERI.

Soutenu le 24 juin 2012 devant le jury composé de :

Mr E.H. BENYOUSSEF, Professeur(E.N.P)

Mr R.BOUARAB, Professeur(E.N.P)

Mme F. MOHELLEBI, Maitre de conférences (E.N.P)

Mr T.AHMED ZAID, Professeur (E.N.P)

Mr Z.RAHMANI Lab. Manager(Schlumberger)

Président

Examinateur

Examinatrice

Rapporteur

Encadreur

Promotion Juin 2012

10, Avenue Hassen Badi BP 182 El-Harrach- Alger

Tél : 213 21 52 53 01 _ Fax : 213 21 52 29 73.

Remerciements

Nombreux sont ceux que nous voudrions remercier pour nous avoir aidés, soutenus ou accompagnés durant notre travail. C'est pour leur montrer toute notre reconnaissance que nous leur dédions ces quelques lignes.

En premier lieu, nous tenons à remercier DIEU tout puissant, notre créateur de nous avoir donné la force, le courage, la volonté et la patience pour réaliser ce travail.

Nous tenons à exprimer notre immense gratitude à nos très chers parents, frères, sœurs, et l'ensemble de nos proches, pour leur soutien permanent et leurs encouragements tout au long de notre travail, sans lesquels nous ne l'aurions jamais mené à bien.

Nous tenons à remercier le professeur E.H. BENYOUSSEF de nous avoir fait l'honneur de présider notre jury .et Dr F.MOHELLEBI, Professeur R.BOUARAB d'avoir bien voulu examiner notre modeste travail.

Ce travail a été effectué au sein du **Laboratoire de stimulation et cimentation de Schlumberger** dans lequel règne d'excellentes conditions de travail. Nous adressons nos remerciements à Monsieur Zoubir RAHMANI, Manager du Laboratoire de stimulation et cimentation et Monsieur AZROU Bilal chef de personnel de SCHLUMBERGER, pour nous avoir accueilli et mis à notre disposition tout ce qui a été nécessaire à la bonne réalisation de ce travail. Que tous les membres du laboratoire trouvent ici l'expression de notre gratitude. Leur gentillesse et leur disponibilité ont grandement contribué à rendre notre tâche facile et notre séjour agréable.

Nous tenons à remercier vivement Monsieur TLAIBA Hamza Ingénieur, Schlumberger pour les discussions enrichissantes que nous avons pu avoir avec lui, ces questions et ses commentaires pertinents nous ont permis de rendre plus claire notre rédaction et nous ont donné de nouvelles pistes de réflexion.

Nos remerciements vont également aux enseignants du département de génie chimique et des sciences fondamentales de L'ENP et ENPEI, qui ont contribué à notre formation d'ingénieur.

Dédicaces

À mes très chers parents.

À mes frères et sœur.

À ma Grand-mère.

À la mémoire de mon oncle Hocine.

À tous les membres de ma famille : oncles, tantes, cousins et cousines.

À mon cher frère et binôme Ayoub.

À tous les enseignants de génie chimique.

À mes ami(e) : Mohamed Amine, Tarik, Salem, Khaled, Othmane,

Soraya,imène.

À tous ceux qui me sont chers.

M.BECHEKER.

Dédicaces

À mes très chers parents pour les sacrifices et les encouragements qu'ils n'ont pas cessé de me Conférer. Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma reconnaissance la plus dévouée.

À mes adorables sœurs.

À la mémoire de mon cousin Messaoud.

À tous les membres de ma famille : oncles, tantes, cousins et cousines.

À mon cher binôme Mokrane.

À tous les enseignants de génie chimique.

À tous mes ami(e)s.

À tous ceux qui m'ont connu et aidé de près ou de loin.

MECHERI Ayoub.

تلخيص:

الهدف من عملنا هو صياغة نوع جديد من الاسمنت الذي يساعد على حل بعض المشاكل الذي على ارض الواقع في مجال التنقيب على النفط.

و قد اظهرت التجارب في حقول حاسي مسعود ان العزل النطاقي مشكلة معقدة لتركيبات معينة و بتالي التمليط عملية حاسمة و اختيار نوع الاسمنت القادر على حل هذه المشكلة امر بالغ الاهمية.

ان الصيغة المقترحة تعطي اداءات افضل من الاسمنت التقليدي.

الكلمات المفتاحية: اسمنت بورتلاند, اسمنت بترولي, فليكستون, العزل النطاقي, مرونة, تمديد.

❖ Résumé :

L'objectif de notre travail est de formuler un nouveau type de ciment FlexSTONE qui permet de régler certains problèmes posés sur le terrain dans le domaine du forage pétrolier. Les expériences ont montré que l'isolation zonale est un problème complexe pour certaines formations par conséquent les opérations de cimentation sont critiques et le choix des systèmes de ciment capable de résoudre ce problème s'avère crucial. La formulation proposée exhibe des performances supérieures comparées à celles du système conventionnel.

Mots clés : ciment Portland, ciment pétrolier, isolation zonale, système FlexSTONE, flexibilité, expansion.

❖ Abstract :

The objective of our work is to formulate a new type of cement FlexStone that helps to solve some problems on the area in the field of oil drilling. Experiences in Hassi-Messaoud field have shown that zonal isolation is a very complex problem for some formations consequently cementing operations are critical and the need for cementing systems able of solving these problems is crucial. The proposed formulation exhibits better performance than the conventional system.

Key words: Portland cement, oil cement, zonal isolation, FlexSTONE system, flexibility, expansion.

Lexique

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des symboles

Introduction générale.....	1
Présentation de la Compagnie de Service Schlumberger.....	2

Chapitre 1 : Généralités sur la cimentation

1.1 Introduction.....	3
1.2 Les principes de la cimentation.....	3
1.2.1 Les objectifs de la cimentation.....	7
1.2.2 Préparation du trou avant l'injection.....	7
1.2.3 Utilisation des ciments.....	9
1.2.4 Réalisation de la cimentation.....	11
1.2.5 Test de la colonne après cimentation.....	11
1.3 Les différents problèmes de la cimentation	12

Chapitre 2 : Ciment pétrolier

2.1 Généralité sur la composition des ciments.....	14
2.2 Hydratation du ciment.....	15
2.2.1 Effet de la température sur l'hydratation d'une pâte de ciment.....	18
2.2.2 Effet de la pression de maturation sur l'hydratation de ciment.....	20
2.2.3 Effet de la Contamination.....	21
2.3 Le ciment pétrolier classe "G" (particularité, composition).....	21
2.4 Le laitier	22
2.4.1 Sélection du laitier	22
2.4.2 Choix du régime d'écoulement	23
a. la pompabilité	23
b. Rhéologie.....	23

Chapitre 3 : Etude de la rhéologie des laitiers de ciment

3.1 Introduction.....	24
3.2 Importance de l'étude rhéologique	24
3.3 Cisaillement simple d'un fluide	24
3.4 viscosité de cisaillement	27
3.5 Modèles rhéologiques	27
3.5.1 Modèle newtonien	27
3.5.2Modèle de loi en puissance	27
3.5.3 Modèle de Bingham	28
3.6 Mesure de gel.....	28

Chapitre 4 : Les additifs

4.1 Introduction.....	29
4.2 Définition.....	29
4.3 Les différents types d'additifs.....	30
4.3.1 Les accélérateurs.....	30
4.3.2 Retardateurs.....	31
4.3.3 Les Dispersants	32
4.3.4 Réducteur de filtrat	33
4.3.5 Les Alourdissant	34
4.3.6 Les Allégeant	34
4.3.7 Additifs spéciaux et spécifiques	35
4.4 Influence des additifs sur les propriétés de ciment.....	36

Chapitre 5 : La nouvelle technologie FlexSTONE

5.1 Introduction.....	37
5.2 Comparaison par rapport au conventionnel pompé.....	38
5.3 La nouvelle technologie flexSTONE.....	39

Chapitre 6 : La formation LD2

6.1 Caractéristiques de la formation LD2.....	41
6.2 Analyse chimique de la formation LD2.....	42
6.3 Mécanisme d'attaque de la formation LD2.....	42
6.4 Etude physico-chimique de l'effet de LD2 sur le ciment	43
6.5 Effet du LD2 sur le fluide de forage	44

Chapitre 7 : Etude expérimentale

7.1 Problématique.....	45
7.2 Formulation du système FlexSTONE.....	45
7.3 Description des manipulations.....	48
7.3.1 Préparation du laitier de ciment	48
7.3.2 Etapes de la préparation de fluide intermédiaire	49
7.3.3 La rhéologie.....	49
a. Principe de la mesure.....	49
b. Procédure de l'essai	49
7.3.4 Test de compatibilité	51
7.3.5 La perte en fluide (Fluid Loss)	51
7.3.6 Test de mesure de l'eau libre	52
7.3.7 Test de sédimentation	52
7.3.8 Temps de pompabilité.....	52
7.3.9 Résistance à la compression	53
a. La méthode mécanique.....	53
b. la résistance à la compression avec des ondes ultrasoniques	53
7.3.10 Test d'expansion	53
7.3.11 Test de corrosion	53
7.4 Expression des résultats	54
7.5 Interprétation des résultats	62
7.6 Comparaison des résultats	66

7.6.1 Comparaison des designs	66
7.6.2 Comparaison des performances	67
7.6.3 Résistance des deux laitiers à la formation LD2	68

Conclusion et perspectives.....	71
--	-----------

Annexes

Bibliographie

Liste des Tableaux

Tableau 1.1: Les classes de ciment selon les normes API	9
Tableau 2.1: Compositions typiques du ciment Portland ordinaire et d'un ciment pétrolier class G.....	15
Tableau 2.2: Composition minéralogique du ciment classe << G>>.....	21
Tableau 4.1 : Effet de quelques additifs sur les propriétés physiques de ciment.....	36
Tableau 6.1 : géologie des puits de pétrole de Hassi-Messaoud.....	41
Tableau 6.2 : Analyse chimique de la formation LD2.....	42
Tableau 7.1 : composition de la phase solide.....	46
Tableau 7.2 : composition de la phase liquide.....	47
Tableau 7.3: caractéristiques des additifs.....	47
Tableau 7.4 : composition volumique de chaque mélange.....	51
Tableau 7.5: résultats de la rhéologie du laitier.....	54
Tableau 7.6: résultats de la rhéologie du fluide intermédiaire et de la boue.....	55
Tableau 7.7 : contrainte de cisaillement et vitesse de cisaillement du laitier.....	56
Tableau 7.8 : viscosité plastique et point de cisaillement du laitier (logiciel).....	57
Tableau 7.9 : viscosité plastique et point de cisaillement de la boue et du fluide intermédiaire (logiciel).....	57
Tableau 7.10: viscosité plastique et point de cisaillement du laitier (théorique).....	58
Tableau 7.11 : viscosité plastique et point de cisaillement de la boue et du fluide intermédiaire (théorique).....	58
Tableau 7.12: Paramètres de détermination de la compatibilité.....	58
Tableau 7.13 : compatibilité entre le ciment et la boue.....	59
Tableau 7.14 : compatibilité entre la boue et le fluide intermédiaire.....	59
Tableau 7.15: compatibilité entre le ciment et le fluide intermédiaire.....	60
Tableau 7.16: Résultats de masse et densité des échantillons.....	61

Tableau 7.17: évolution du temps de prises.....	61
Tableau 7.18: évolution de la résistance au cisaillement.....	61
Tableau 7.19 : Comparaison des designs du système FlexSTONE et Conventionnel.....	66
Tableau 7.20: les résultats des tests effectués sur le ciment conventionnel et le système FlexSTONE.....	67
Tableau 7.21 : évolution des masses des deux laitiers dans l'eau LD2.....	68

Liste des figures

Figure 1.1 : Cimentation correcte et cimentation défectueuse.....	6
Figure 1.2 : Principe de la cimentation d'un puits.....	7
Figure 1.3 : Les équipements pour la réalisation d'une opération de cimentation.....	8
Figure 1.4 : Réalisation de la cimentation.....	11
Figure 1.5 : Géométrie imparfaite de l'annulaire.....	12
Figure 1.6: Explosion d'un puits off short dans le Golfe du Mexique.....	12
Figure 1.7 : a) Effondrement de Berkaoui Algérie.....	13
Figure 1.7 : b) Effondrement de Berkaoui Algérie.....	13
Figure 2.1 : Evolution de l'hydratation des phases pures.....	17
Figure 2.2 : Evolution de l'hydratation des phases pures.....	17
Figure 2.3 : Relation entre le rapport E/C et le degré d'hydratation auquel cesse la continuité capillaire.....	18
Figure 2.4 : Influence de la température de murissement sur la résistance à 1 et 28 jours.....	19
Figure 2.5 : Relation entre la résistance à la compression et la durée de murissement de pate compacte de ciment pur à différentes températures de murissement.....	19
Figure 2.6 : Développement de la résistance d'un béton a différents températures de murissement.....	20
Figure 3.1 : Schéma du mouvement de cisaillement.....	24
Figure 3.2 : Schéma de La vitesse de cisaillement.....	25
Figure 3.3 : Schéma de La contrainte de cisaillement.....	26
Figure 3.3 : Modèle newtonien.....	27
Figure 3.4 : Modèle de loi en puissance.....	28
Figure 3.5 : Modèle de Bingham.	28
Figure 4.1 : Mécanisme d'action des retardateurs.....	31
Figure 4.2 : a) mécanisme d'action de dispersant.....	32

Figure 4.2 : b) mécanisme d'action de dispersant.....	33
Figure 5.1 : Composition du système flexSTONE.....	37
Figure 5.2 : Cem CRETE.....	38
Figure 5.3 : Conventionnel.....	38
Figure 5.4 : Comparaison entre la nouvelle technologie et le ciment conventionnel.....	38
Figure 5.5: la relation entre le module de Young et la flexibilité du ciment.....	39
Figure 5.6 : Domaines des propriétés du système FlexSTONE.....	40
Figure 7.1: Mixeur.....	48
Figure 7.2 : viscosimètre.....	50
Figure 7.3 : Consistomètre atmosphérique.....	50
Figure 7.4 : Cellule de perte de fluide.....	51
Figure 7.5 : Consistomètre.....	52
Figure 7.6 : Cellule d'expansion.....	53
Figure 7.7: Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement avant et après conditionnement.....	57
Figure 7.8 : L'expansion de système FlexSTONE™ à la température statique.....	64
Figure 7.9 : L'expansion de système FlexSTONE™ à la température statique.....	65
Figure 7.10 : Comparaison des caractéristique rhéologiques et fluide loss (FL) des deux systèmes.....	67
Figure 7.11 : comparaison de la résistance au cisaillement des deux systèmes.....	68
Figure 7.12: l'évolution des masses des deux systèmes en fonction du temps.....	69
Figure 7.13 : les deux cubes Avant l'immersion dans LD2.....	69
Figure 7.14 : les deux cubes après un mois dans LD2.....	69

Liste des symboles

τ : la contrainte de cisaillement.

η : la viscosité dynamique.

$\dot{\gamma}$: la vitesse de cisaillement.

n : l'ordre de la puissance.

τ_c : la contrainte de cisaillement critique.

μ_p : la viscosité plastique.

E : Module de YOUNG.

Pg : La pression de la formation.

Ph : la pression hydrostatique.

ν : Coefficient de Poisson.

BHST : La température statique du fond du puits (Bottom hole static temperature).

BHCT : La température en circulation du fond du puits (Bottom hole circulating temperature)

BHP : La pression du fond du puits (Bottom hole pressure).

SVF : la fraction volumique solide (Solide volume fraction).

BVOB: par volume du blend (by volume of blend).

k_1 : la tension de torsion du ressort.

k_2 : la contrainte de cisaillement constante pour la surface efficace du bob.

k_3 : la constante de vitesse de cisaillement.

θ : la lecture moyenne.

N : la vitesse de rotation du cylindre externe.

P_v : viscosité plastique

T_y : point de cisaillement.

F : facteur de tension du ressort.

θ_x : lecture du viscosimètre à x.

R : indice de compatibilité.

% FF : pourcentage de l'eau libre (free fluide).

V_{FF} : Volume de l'eau libre.

ρ : La densité.

Ms : Masse initiale du laitier.

FI : Le volume de la perte de fluide.

V : le volume récupéré du filtre presse.

t : le temps de la manipulation en minutes.

P : la pression appliquée sur le cube.

F : la force appliquée sur le cube.

S : la surface du cube.

CS : résistance à la compression (compressive strength).

POD : point de départ (point of departure).

UCA : analyse ultra-sonique du ciment (ultra sonic cement analysis).

WOC : c'est le point correspondant à une pression de 500psi (weight on cement).

SG : Densité (specific gravity).

Lexique

Lexique

Additif : une poudre ou une matière solide ou liquide autre que le ciment et l'eau qui est ajouté à un ciment à la suite de sa fabrication pour modifier ses propriétés.

Agent Antimousse (Antifoam Agent) : un additif initialement ajouté à l'eau de gâchage (mix water) ou incorporé dans le ciment se mélange pour empêcher la formation de bulle d'air pendant le mixage.

Agent antisédimentation (Antisetling Agent) : un additif incorporé dans le laitier pour empêcher la sédimentation.

Agent alourdissant (weighting agent) : un additif avec une gravité spécifique plus grande que le ciment qui est utilisé pour augmenter la densité de laitier ou des fluides de forage.

Allégeant (extender) : un additif ajouté au ciment pour réduire la densité du laitier.

Bingham plastique : voir la viscosité plastique.

Blend : un mélange de ciment et des additifs secs.

Boue (Mud) : un terme familier se référant à un fluide de forage, elle est utilisée pour exécuter un forage rotatif. La boue refroidi et lubrifie le trépan, transporte les déblais vers la surface et soutient les parois du puits.

Bottomhole : désigne le niveau le plus bas ou le plus profond d'un puits.

BHCT (Bottomhole Circulating Temperature) : la température maximale qui est rencontrée au fond du puits tandis que le fluide est en circulation.

BHST (Bottomhole Static Temperature) : la température atteinte au fond d'un puits dans les conditions statiques.

Cuvelage (casing): le cuvelage est constitué de tuyaux métalliques que l'on fait descendre dans le puits. Il empêche le puits de s'écouler, et isole également les différentes couches rocheuses.

Cimentation de cuvelage : c'est le remplissage d'espace annulaire entre le cuvelage et les parois du puits avec un laitier pour empêcher la migration de fluide entre des zones perméables et soutenir le cuvelage.

Ciment portland : un mélange complexe d'argile calciné et de calcaire qui forme une masse dure lorsqu'il est mélangé avec de l'eau.

Cisaillement (shear) : une action ou contrainte résultant des forces appliquées, ce qui provoque une tendance entre deux parties adjacentes d'un corps glissé par rapport à l'autre dans une direction parallèle à leur plan de contact.

Déshydratation : c'est la perte d'eau du laitier ou du fluide de forage par le processus de filtration.

Densité : masse par volume d'unité (lbm/gal, kg/l, etc).

La densité absolue considère seulement le volume réel occupé par la matière.

La densité en gros est la masse par volume apparent d'unité qui inclut le volume réel de l'air pris au piège.

Densité du fluide (Specific gravity SG) : proportion du poids d'un corps par poids d'un volume d'eau.

Dispersant : un additif du ciment qui favorise la dispersion des particules dans le laitier de ciment.

Eau libre (free water): le volume d'eau surnageant (exprimé en ml) développé pendant que le laitier

Fluide de forage (drilling fluid): tout fluide circulant dans un puits lors des opérations de forage. Ils sont généralement à base d'eau ou d'huile.

Flac (fluid loss additive control) : un additive utilise pour réduire la perte du liquide de coulis de ciment.

Fracture : les fissures et les crevasses dans la formation soit intrinsèque ou induit.

Gel : la suspension colloïdale dans un tel état que les contraintes de cisaillement en dessous d'une certaine valeur finie ne produisent pas la déformation permanente.

Gisement : un gisement est une roche réservoir perméable, la roche réservoir doit présenter des caractères de porosité, de perméabilité et de volume intérieur accueillant une quantité d'hydrocarbure suffisante pour une exploitation économiquement justifiée.

Gypse : une formule cristalline naturelle de sulfate de calcium combiné avec deux molécules de l'eau ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$), Le gypse et le clinker sont mélangés pour produire un ciment fini pendant la fabrication du ciment portland.

Isolation zonale : la gaine de ciment permet l'isolation entre les fluides de la formation : eau potable, eau salée, gaz ; c'est le support mécanique du tubage. Elle permet aussi d'isoler le cuvelage des fluides agressifs que peut contenir une formation.

Laitier ou slurry : un laitier est une préparation de 600ml contenant de l'eau et du ciment. Le ciment est ajouté à la partie liquide contenant les additifs en 15s ; à 4000tours par minute, puis 35 secondes à 12000 tours par minute (d'après les normes de l'Américain Petroleum Institut, API).

Migration : la migration du pétrole de la roche mère vers une roche-réservoir aura lieu lorsque le pétrole rencontre une roche poreuse ou se mélange à un fluide de densité différente ce qui provoque un mouvement pour établir un équilibre physique.

Migration de gaz : la migration des gaz est un terme générique qui couvre toutes les voies possibles pour l'entrer annulaire et la propagation du gaz comme l'interface de cuvelage/ciment.

Perte de circulation (lost circulation): c'est la perte totale ou partielle des fluides de forage ou laitiers de ciment dans des zones fortement perméables, formations cavernueuses, ou fractures naturelles ou incitées pendant le forage ou l'opération de cimentation.

Perte de liquide (fluid loss) : le volume du liquide perdu pour un matériau perméable en raison du processus de filtration. Le fluid loss d'API est le volume de liquide dans un filtrat déterminé selon «'le test de fluide loss » présentée dans la spécification API 10B.

Perméabilité : c'est la propriété des espaces intérieurs d'une roche de communiquer entre eux, ce qui permet aux fluides qu'ils contiennent de se mouvoir à travers la roche en question.

Pompabilité : il s'agit d'une caractéristique physique d'un laitier, un laitier est dit pompable lorsque le fluide s'écoule facilement et qu'il n'induit pas une perte de charge trop importante lorsqu'on le place dans la gaine du ciment.

Portlandite : ce terme utilisé dans l'industrie du ciment pour désigner l'oxyde de calcium hydraté.

Porosité : la porosité d'une roche est caractérisée par le volume des espaces inter granulaires des éléments constituant. Elle représente la fraction volumique occupée par l'eau et l'air dans une éprouvette du ciment pris.

Retardateur : un produit chimique qui est ajouté aux ciments pour augmenter leurs temps de prise.

Résistance à la compression (compressive strength): c'est le degré de résistance d'un matériau produit par une force agissante sur l'un de ses axes d'une manière qui tend à l'écraser. D'habitude elle est exprimée dans les livres de force par pouce carré de surface affectée (psi) (voir la spécification API 10B).

Rhéologie : une science qui traite la déformation et l'écoulement de matière.

Sédimentation (settling): c'est un phénomène à minimiser lors de la formulation du laitiers par exemple trop de dispersant déstabilise la suspension ou la séparation des particules à cause des différentes tailles et gravités spécifique.

Spacer (mud push) : c'est un fluide isolant contenant des alourdisants insolubles avec une densité soigneusement conçue et des propriétés rhéologiques qui sont utilisés aux fluides de forage qui sépare la boue et le laitier. Il aide dans le déplacement de boue et le contrôle du puits.

Surfactant : un composé qui réduit la tension superficielle quand il est le dissous dans l'eau ou dans des solutions d'eau, ou qui affecte de la même façon la tension interraciale entre deux phases.

Temps de prise (thickening time) : la durée d'un laitier pendant laquelle il peut être pompable.

Trépan : outil utilisé pour écraser ou découper la roche. Le trépan est situé dans la partie inférieure du train de forage et doit être remplacé lorsqu'il est émoussé. La plupart des trépan fonctionnent par raclage ou écrasement de la roche, généralement selon un mouvement de rotation.

Tubage : dans un puits de production, c'est la conduite tubulaire par laquelle les flux (eau, pétrole, gaz) s'élève de la couche productrice jusqu'à la surface. Cette conduite est fixée en surface à la tête de production.

Viscosité : une propriété de la friction interne d'un fluide. L'attraction entre les molécules d'un liquide qui provoque une résistance à l'écoulement.

Viscosité plastique (plastic viscosity pv) : une propriété d'écoulement absolue indiquant la résistance d'écoulement d'un corps plastique de bingham ; une mesure de la contrainte de cisaillement au-delà des limites d'élasticité, qui va entraîner un taux unitaire de cisaillement.

Wellbore : le trou fait par le trépan.

Introduction générale

Introduction générale

La naissance d'un puits pétrolier commence par le forage, suivi de la cimentation primaire. Plusieurs forages successifs sont nécessaires, depuis la surface jusqu'au gisement qui peut atteindre une profondeur de 5 à 6 km dans certains cas. On commence par un diamètre de forage relativement important de l'ordre de 80 cm dans les premiers mètres pour terminer par le diamètre final plus petit, au niveau du gisement d'environ 12 cm. A l'intérieur de ce forage, des tubes en acier assemblés, nommés casing, sont fixés sur toute la longueur. La géométrie de l'interstice entre les tubes et la paroi rocheuse est donc un annulaire et présente le plus souvent un excentrement. En effet, le forage n'est jamais parfaitement circulaire, et il est presque impossible que le tube et le forage soient concentriques sur une telle longueur.

Ultérieurement, le pétrole remonte du réservoir à la surface par l'intérieur de ce tube. Il est utile de consolider ce tube de forage et d'empêcher les effondrements des parois. Par ailleurs, il est nécessaire d'isoler les différentes formations environnantes entre elles.

La cimentation de l'espace annulaire d'un puits pétrolier entre le casing (tube en acier) et la formation rocheuse environnante est une opération indispensable à sa consolidation. L'intégrité et l'étanchéité des cimentations sont un facteur clé de la sécurité et de la durabilité des puits de pétrole ou de gaz. L'espace annulaire doit être bien cimenté puisque la gaine de ciment est soumise à des variations de température et à différents chargements mécaniques depuis la phase forage jusqu'à l'abandon du puits.

L'objectif ultime de la cimentation étant de parvenir à assurer l'intégrité du puits à long terme ; ceci peut être réalisé en optimisant un système de ciment qui possède de fortes propriétés mécaniques (bonne résistance au cisaillement, faible perméabilité, expansion et flexibilité), assurant ainsi une isolation zonale entre les formations appropriées.

Les expériences dans les champs de Hassi Messaoud ont montré que l'isolation zonale est un problème complexe pour certaines formations telles que la zone LD2 qui est une formation mobile, saline et corrosive provoquant l'effondrement du tubage de cimentation par conséquent l'opération de cimentation est critique et le choix des systèmes capables de résoudre ces problèmes s'avère crucial.

En mettant l'accent sur les facteurs qui ont contribué à l'échec potentiel du système de ciment existant (ciment conventionnel G), la modélisation du stress a été utilisée pour sélectionner le système de ciment approprié pour surmonter les difficultés rencontrées par la gaine de ciment dans ce type d'environnement. Des calculs d'analyse de stress, combinés avec des propriétés mécaniques d'essai du système de ciment, a suggéré l'utilisation d'une nouvelle technologie de cimentation. Ce nouveau système a été en mesure de résoudre ces problèmes pour fournir la flexibilité, améliorer le contrôle de la corrosion, propriétés de dilatation du ciment durci, de réduire les chances de création de micro-anneaux, et donc d'éviter une surpression de l'enveloppe annulaire. Pour assurer l'emplacement correct de ciment dans les zones de

circulation perdues, ce système de suspension a été combiné avec succès avec des fibres spécialement conçues pour les coulis de ciment.

FlexSTONE est une technologie avancée de ciment flexible qui représente un changement fondamental de la cimentation des puits de gaz et de pétrole. Ce système d'étanchéité confère des propriétés mécaniques qui sont adaptées à l'environnement de stress de fond en permettant au ciment de se conformer aux changements qui se produisent au cours du forage d'une part, la production, et les cycles de l'abandon du puits d'autre part.

Dans ce projet, nous allons contribuer à l'amélioration des performances du système de ciment FlexSTONE, en optimisant la densité et la porosité de ce dernier.

Afin de réaliser cet objectif, l'étude est structurée comme suit :

La première partie et aussi la plus importante, est la formulation d'un laitier de système FlexSTONE* à l'aide du logiciel du laboratoire de cimentation de Schlumberger WellBook tout en respectant les critères de la technologie CemCRETE.

La deuxième partie consiste à faire passer le design obtenu aux différents tests au laboratoire (rhéologie, temps de prise, résistance à la compression, l'expansion et la résistance à la formation LD2) pour vérifier les performances du système.

Enfin la troisième partie envisage l'interprétation des résultats obtenus et la comparaison par rapport au système conventionnel pompé.

Présentation de la compagnie Schlumberger

Présentation de la Compagnie de Service Schlumberger

L'aventure commence en 1912, lorsque deux frères Marcel et Conrad Schlumberger font des essais en laboratoire sur la résistivité électrique de la « roche à huile » basés sur les formules géophysiques afin de déterminer la lithologie de tel ou tel sous-sol. Quinze années plus tard (1927), ils vont appliquer les résultats de leur recherche dans un réel puits pétrolier pour le compte de 'Pechelbronn Oil Company'. C'est la naissance du Wireline Logging de Schlumberger.

Schlumberger (Slb) Limited est une compagnie à capitaux privés cotée à la bourse de New-York (NYSE) depuis 1962 avec plus de 19,23 milliards de dollars américains de chiffre d'affaires en revenus des opérations; ce qui la classe à la 1^{ère} place mondiale des compagnies de services pétroliers (Oilfield) suivie par son concurrent direct HALLIBURTON Energy Services (HES). Slb a ses principaux bureaux à Houston pour l'Oilfield et à Paris pour le développement et la recherche (SRPC).

Schlumberger, leader mondial des services pétroliers, fournit des technologies, de la gestion de projets ainsi que des solutions d'information pour permettre à l'industrie pétrolière et gazière d'optimiser ses performances. La Société compte aujourd'hui plus de 50 000 collaborateurs de plus de 140 nationalités, dans près de 100 pays et îles dans le monde entier, parmi lesquels l'Algérie.

Schlumberger propose des technologies pour l'évaluation des formations, le forage directionnel, la cimentation, la stimulation des puits, la complétion et la productivité des puits, ainsi que du conseil, des logiciels et des services de gestion de l'information et d'infrastructure informatique pour les processus opérationnels clés.

- **Activité de la Compagnie (Oilfield Services)**

Slb fournit pratiquement tous types de services d'exploitations et de production requise durant la vie d'un puits de pétrole et/ou de gaz. Dans ce domaine, le travail est réparti en deux (2) divisions : Les Opérations et la Technologie.

- A. La division des Opérations s'organise par secteurs d'activités géographiques «GeoMarkets » pour mettre en place, développer et fournir des solutions adéquates pour ses Clients.
- B. La division des Technologies est chargée du développement, de la recherche et du support technique (formations) dans ces différents services :

La gestion des projets intégrés (IPM) Elle fournit une combinaison de compétences et d'expertises en tenant compte des contraintes et des conditions locales liées à chaque client. Elle assure la gestion des projets complexes dans le secteur pétrolier.

- **Schlumberger Service d'information (SIS)**

Ce dernier s'occupe des infrastructures sécurisées du projet intégré (IP), des connexions sans fils et à distance à travers son système « DeXa Suite ».

- **Services de pétrole de HASSI MESSAOUD :**

Schlumberger offre plusieurs services techniques et technologiques à ses clients. Parmi ces différentes activités, les plus courantes sont :

- ✓ **La cimentation des puits :**

La cimentation consiste à mixer du ciment en continu, de l'eau et des produits chimiques à l'aide des appareils spéciaux (CPT). Ce mélange est pompé dans l'intervalle formé par le tuyau et la paroi du puits. Pour ce faire, SLB a besoin d'un personnel spécialisé; un superviseur qui se charge d'expliquer les processus au client avant et pendant l'opération et des opérateurs des équipements qui opèrent les différents appareils et engins afin de réaliser le travail.

- ✓ **La stimulation de la production :**

Après la cimentation, les tuyaux, le ciment et les parois doivent être percés pour permettre à l'effluent de remonter en surface. La plupart du temps, les impuretés de la perforation et la pression hydrostatique du fluide de forage et de complétion empêchent l'effluent de couler. Dans ce cas, il est nécessaire de stimuler le puits. Il s'agit d'injecter à pression et débit constants des produits chimiques et parfois même de l'acide chlorhydrique pour nettoyer les parois et ouvrir les poires et les perforations, afin que le pétrole puisse couler librement. Ce service a besoin également d'un chef d'équipe avec des opérateurs des équipements.

- ✓ **La complétion des puits**

Les foreurs surveillent constamment la progression du forage pour être en mesure de décider rapidement d'abandonner ou d'achever un puits. Pendant le forage, on analyse les débris de roche afin de déceler des traces d'hydrocarbures. D'autres évaluations et analyses sont également réalisées. Si les résultats indiquent qu'il s'agit d'un puits sec, on lui injecte du ciment et on l'abandonne. Toutefois, si les résultats semblent positifs, on procède à la complétion du puits.

La première étape de la complétion est l'installation d'une colonne de production, c'est-à-dire qu'on fixe solidement un tube d'acier jusqu'au fond du puits. La colonne de production est perforée pour permettre la circulation des liquides et des gaz issus de la production dans le puits. Grâce aux techniques de complétion devenues rentables, en raison du prix du pétrole et du gaz ou de l'amélioration de la technologie, on peut ainsi obtenir une production intéressante en exploitant des formations dont le potentiel était considéré comme étant minimal il y a quelques années. La fracturation est la technique de complétion la plus courante. Selon ce procédé, on injecte des matières sous haute pression dans le puits pour créer des fissures dans la roche-réservoir et permettre au pétrole ou au gaz de circuler plus.

▪ **Laboratoire de cimentation :**

Avec plus d'un demi-siècle de travail en Algérie, Schlumberger maintient son laboratoire de cimentation et de stimulation pour accompagner les opérations et répondre aux besoins du terrain. Le laboratoire de Hassi-Messaoud combine les connaissances locales avec une expertise globale pour mettre en œuvre la technologie la plus avancée de l'industrie et des services afin d'augmenter la durée de vie et la production d'un puits. Le laboratoire collabore également à des projets et des travaux de développement avec d'autres sites Schlumberger.

Chaque cimenterie produisant des ciments pétroliers abrite un laboratoire concernant les ciments pétroliers détenant les capacités suivantes :

- Programme complet de contrôle de qualité pendant le processus de fabrication.
- Essais d'assurance de qualité avant l'expédition des produits de la cimenterie.
- Capacité de donner les conseils et le soutien techniques aux acheteurs de ciment pétrolier.

Mission du laboratoire :

Les tests requis par le laboratoire sont :

- Rhéologie.
- Contrôle de perte de fluide.
- Test de l'eau libre.
- Temps de pompabilité.
- Résistance à la compression à ultra son (UCA).
- Test d'expansion de ciment.
- Test de sédimentation

- Test de compatibilité.

- Test de corrosion.

Chapitre 1. Généralités sur la cimentation

Chapitre 1. Généralités sur la cimentation

1.1 Introduction

La cimentation consiste à créer un joint hydraulique entre le tubage et une formation géologique considérée, pour prévenir les cheminements de fluide dans les couches adjacentes. Ce type de cimentation consiste à la mise en place d'un laitier de ciment approprié, en un point donné d'un espace annulaire du trou, à travers la colonne mise en place. Le ciment isolera les zones productrices des eaux salées ou des formations de gaz.

La cimentation d'un tubage et plus particulièrement d'une colonne de production est une opération d'une extrême importance car elle conditionne en grande partie l'exploitation future du puits.

Cimenter un tubage 'casing', c'est fabriquer une gaine de ciment qui soit aussi étanche que la formation, qu'elle remplace, en tenant compte des conditions inhérentes au sondage à savoir, la température, la pression, les fluides de formation et la boue. [1]

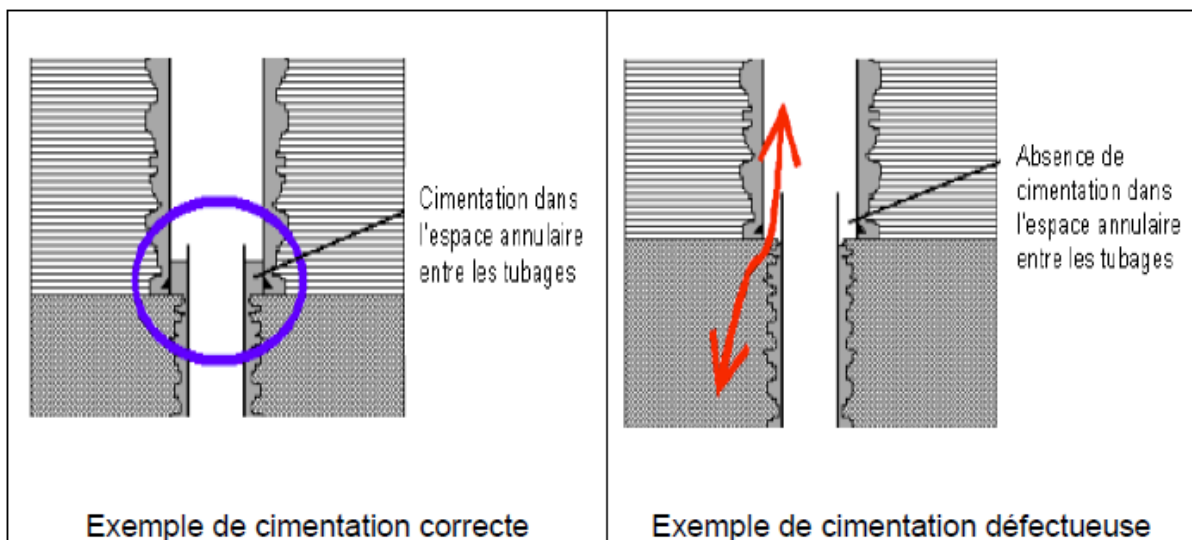


Figure 1.1 : Cimentation correcte et cimentation défectueuse. [2]

1.2 Les principes de la cimentation

Il s'agit de forcer un laitier de ciment dans l'espace annulaire existant entre l'extérieur du tubage en place et la paroi du trou, en l'injectant directement à l'intérieur du tubage à cimenter ou à travers les tiges de forage, de façon à le faire ensuite remonter dans cet annulaire jusqu'à une hauteur prédéterminée.

Ce laitier est généralement mixé en surface de façon continue au moyen de deux éducateurs d'eau sous pression qui mouillent et entraînent le ciment pulvérulent jusqu'à un petit bac tampon ou ce laitier, dans la densité est contrôlée en permanence.

Il est ensuite repris par des pompes à pistons haute pression pour être injecté dans le puits. [1]

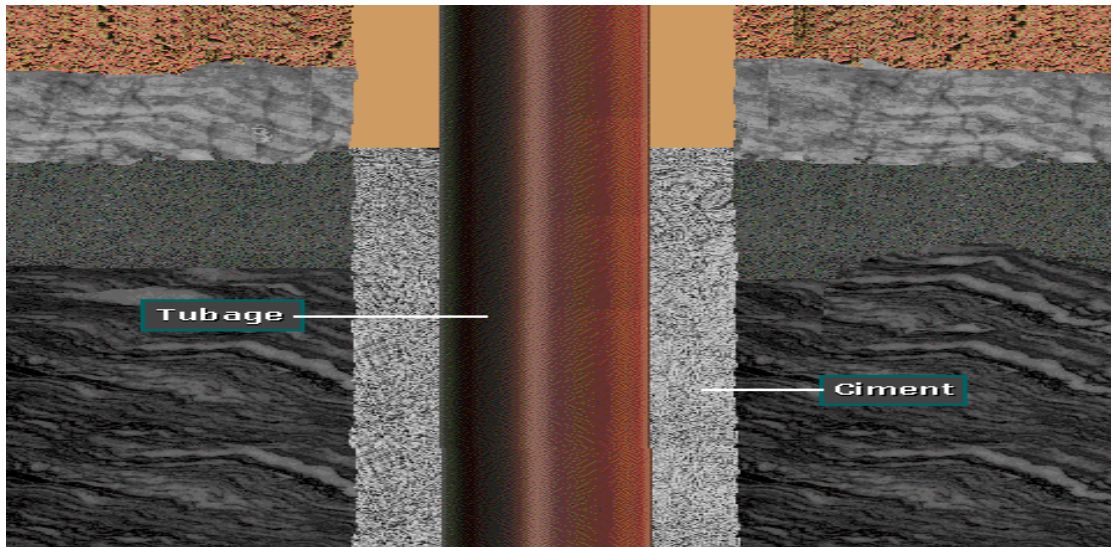


Figure 1.2 : Principe de la cimentation d'un puits.[1]

Une opération de cimentation nécessite donc de :

- Définir les objectifs de la cimentation.
- Préparer le trou avant l'injection.
- Utiliser les ciments et les additifs.
- Réaliser la cimentation.
- Tester la colonne après cimentation.

1.2.1 Les objectifs de la cimentation

- Prévenir le dévissage des tubes pendant le forage.
- Canaliser en surface les fluides exploités.
- Eviter la pollution des nappes phréatiques.
- Réaliser la séparation entre les différentes couches productrices pouvant contenir des fluides différents à des pressions différentes.
- Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption.
- Protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion électrochimique.

Il faudra donc obtenir la meilleure étanchéité possible derrière la colonne de tubage.[1]

1.2.2 Préparation du trou avant l'injection

En fin de descente de la colonne de tubage, la circulation est établie en ralenti au démarrage pour ne pas créer des surpressions qui risqueraient de craquer le terrain (**augmentation des pertes de charge**) et poursuivie jusqu'à élimination complète des déblais, en manœuvrant la colonne si celle-ci est équipée de racleurs.

Pour assurer un nettoyage complet du cake, on fait précéder l'injection du laitier d'un bouchon d'eau (2 à 20 m³), où d'une solution désagrégeant le cake.

Dans certains cas un volume d'eau trop important peut provoquer une éruption si la pression hydrostatique n'est plus adaptée au maintien de la pression du gisement.

Généralement, le forage aura été arrêté 1 à 2 mètres plus bas que la cote demandée du sabot de tubage (**par sécurité**).

La colonne descendue dans le trou reste suspendue à l'élévateur.

Elle est surmontée d'un tube de manœuvre court qui permet l'installation de la tête de cimentation. [1]

✓ **Le fluide intermédiaire (spacer) :**

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

- Faciliter le déplacement de la boue dans l'annulaire,
- Isoler le laitier du ciment du contact avec la boue pour éviter tout gel de la boue,
- Faciliter l'élimination de la boue gelée sur les parois du tubage.

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

Les fluides intermédiaires agissent principalement comme tampon pour éviter la contamination de la boue en contact avec le ciment.[3]

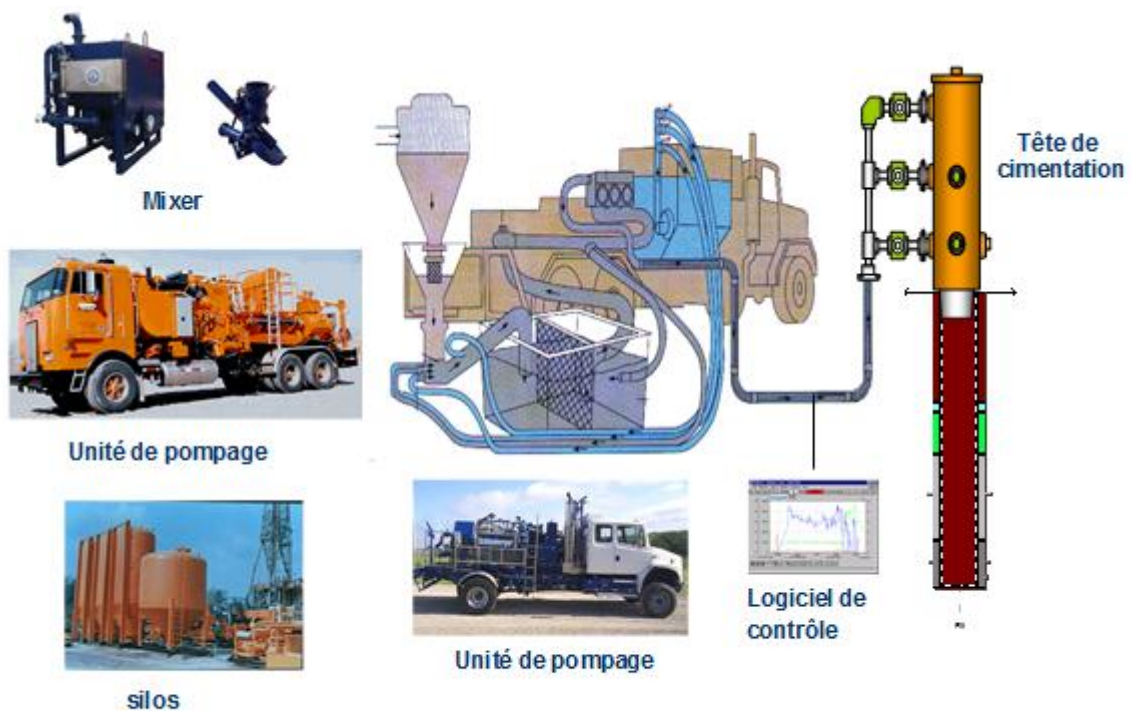


Figure 1.3 : Les équipements pour la réalisation d'une opération de cimentation. [1]

1.2.3 Utilisation des ciments

Pour mener à bien la cimentation d'un puits, le foreur dispose de plusieurs classes de ciment, définies par les normes **A.P.I.**

Tableau 1.1 Les classes de ciment selon les normes **API**. [3]

Les classes	Description
Classe A	Utilisation de 0 à 1830 m lorsque des propriétés spéciales ne sont pas nécessaires, type ordinaire.
Classe B	Utilisation de 0 à 1830 m lorsque les conditions nécessitent un ciment à résistance moyenne à forte aux sulfates.
Classe C	Utilisation de 0 à 1830 m lorsque l'on désire une forte résistance initiale à la compression. Existe en faible, moyenne et forte résistance aux sulfates.
Classe D	Utilisation de 1830 à 3050 m lorsque la température et la pression sont moyennement forte. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
Classe E	Utilisation de 3050 à 4270 m pour les fortes températures et pression. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
Classe F	Utilisation de 3050 à 4880 m pour les très fortes températures et pressions. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
Classe G	Utilisation de 0 à 2440 m. C'est un ciment de base. Il peut être utilisé avec des accélérateurs ou retardateurs de prise pour couvrir une grande gamme de profondeurs et de températures. Il existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
Classe H	Utilisation de 0 à 2440 m. c'est un ciment de base. Il peut être utilisé dans les mêmes conditions que le ciment de classe G. Il n'existe qu'en moyenne résistance aux sulfates.
Classe J	Utilisation de 3660 à 4880 m pour des températures et pressions extrêmement élevés. Existe uniquement en type résistant aux sulfates.

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

- la profondeur, la pression au fond du puits,
- la température au fond du puits,
- et aussi l'éventualité d'un contact laitier eau de formation corrosive.

Pour faciliter les problèmes de stockage ou d'approvisionnement, les ciments classe **G** et **H** sont de plus en plus utilisés ;

Ils peuvent être :

- Accélérés (**tubage de surface**),
- Retardés (**tubages profonds**),
- Allégés, alourdis... si nécessaire.

Pour que la cimentation soit réussie, il faut que :

- Le laitier soit de bonne qualité et ait un temps de pompabilité permettant l'achèvement de l'opération dans de bonnes conditions de sécurité
- le sabot soit parfaitement cimenté
- le laitier adhère bien aux parois du trou et au tubage
- la pollution du laitier par la boue soit évitée
- la chasse soit arrêtée lorsque le laitier est à l'emplacement prévu.

Le remplacement de la boue par le laitier se ferait d'autant mieux que la différence entre densité laitier et densité de boue sera grande et que les caractéristiques rhéologiques de la boue seront bonnes.

Quand la boue est gelée, le laitier est mal réparti dans l'annulaire, il a tendance à passer par les zones de moindre résistance.[3]

Les ciments sont choisis en fonction de :

- Leur bonne résistance.
- Le temps de pompabilité est le temps pendant lequel le laitier peut être pompé en toute sécurité.
- **l'A.P.I** considère que ce temps est celui au bout duquel le laitier atteint une viscosité de **100 poises**.
- L'augmentation de la température et de la pression diminue le temps de pompabilité.

1.2.4 Réalisation de la cimentation

Aussitôt le tampon d'eau injecté, la pompe est arrêtée, le bouchon de cimentation inférieur est libéré (**pour une tête à deux bouchons**) par manœuvre de la tirette et en pompant au-dessus après avoir préparé les vannes en conséquence.

Pendant le trajet du laitier dans le tubage, ce bouchon empêchera le contact laitier boue. [1]

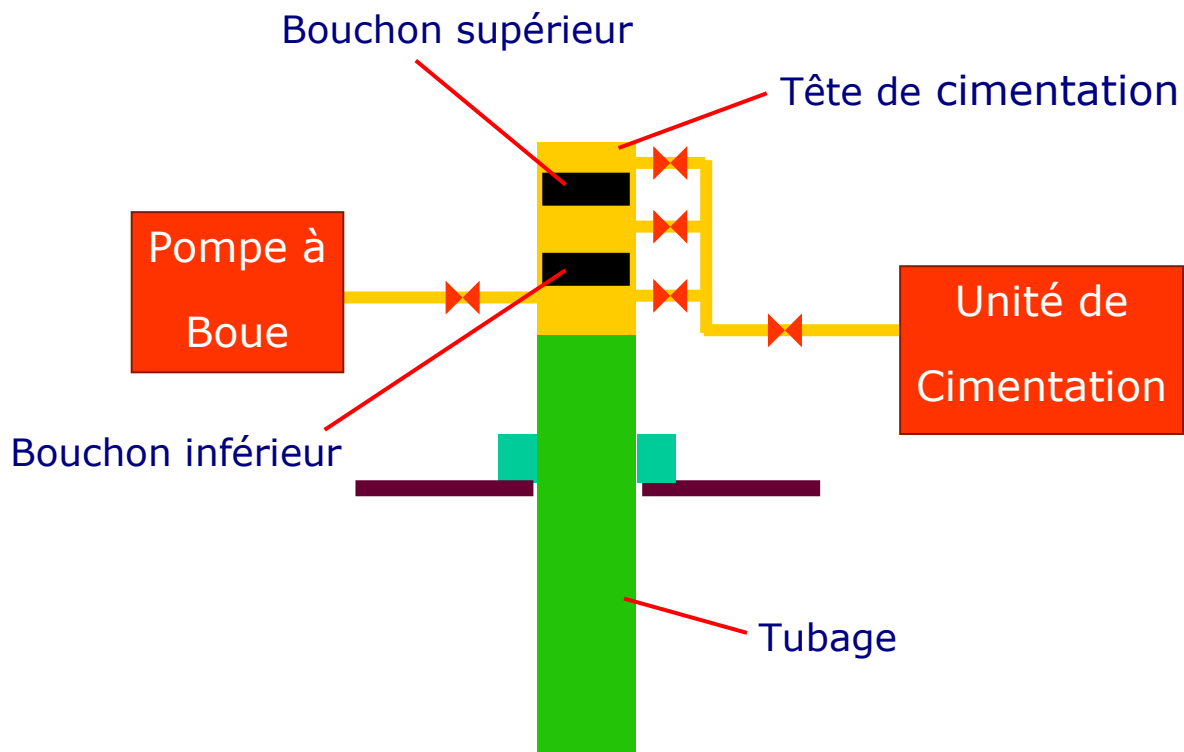


Figure 1.4 : Réalisation de la cimentation. [1]

1.2.5 Test de la colonne après cimentation

Dans la mesure du possible on fait le test de la colonne au moment où l'on a l'**à-coup de pression** en fin de chasse.

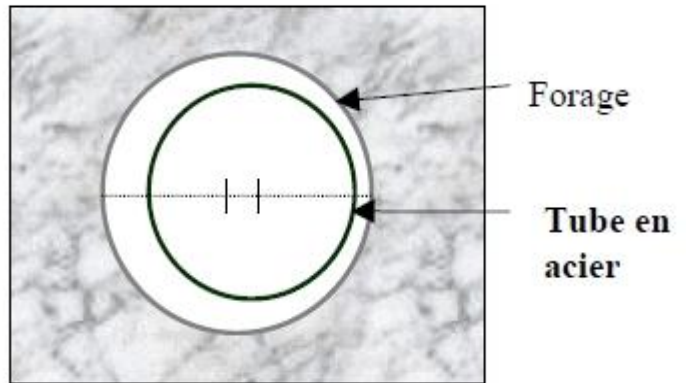
On continue à monter la pression jusqu'à **60 %** de la résistance à l'éclatement de la colonne, la pression est maintenue pendant **10 ou 15 minutes**.

Si le bouchon n'est pas étanche le test de la colonne sera fait après le séchage du ciment.[1]

1.3 Les différents problèmes de la cimentation

- Il est difficile de remplir le ciment dans la totalité de l'annulaire : en raison de sa géométrie imparfaite,
- Lorsque la cimentation n'est pas parfaite, il y a principalement deux problèmes:

a. Economique : le puits n'atteindra jamais sa capacité de production maximale, un travail coûteux et d'une efficacité incertaine de réparation pourra être nécessaire, certaines réserves pourront être perdues et la production retardée.



b. Sécurité et environnement :

Figure 1.5 : Géométrie imparfaite de l'annulaire.[4]

Le gaz peut migrer à l'extérieur du tube cimenté et occuper les formations proches de la surface avec tous les dangers que cela procure. La contamination des nappes d'eau pure et du pétrole est très dommageable pour l'environnement et nécessitera un traitement ultérieur très coûteux.

Golfe du Mexique (22 avril 2010)

Une explosion sur la plate-forme de Deepwater Horizon due à une mauvaise cimentation.



Figure 1.6 : Explosion d'un puits off short dans le Golfe du Mexique.[4]

Algérie (Rhoud Nous)

Une cimentation défectueuse peut entraîner la fermeture du puits. Une cimentation défectueuse a engendré une faille qui se propage encore à l'heure actuelle car une couche salifère a été mise en contact avec la nappe d'eau.



Figure 1.7 : a) Effondrement de Berkaoui Algérie.[4]

A 30 km au sud-ouest d'Ouargla, près du gisement de pétrole de Haoud Berkaoui, s'est formé un cratère de 300 m de diamètre et de 80 m de profondeur. Il est entouré de fissures allant de 25 à 30 cm de large sur 50 m de profondeur. L'effondrement a eu lieu en Octobre 1986 au forage pétrolier OKN 32 après bien des difficultés et des travaux entre 1978 et 1982. On a constaté la rupture des tubages de protection contre les nappes aquifères supérieures. C'est ainsi que l'eau de l'albien remonte vers la surface avec un débit de 300 m³/heure et une température de plus de 50° à la vitesse de 1 à 1,5 m/par seconde, à travers une couche de sel de 200m d'épaisseur. Le sel se dissout dans cette eau chaude et sous pression. Cela a formé une immense caverne située entre 450 et 650 m de profondeur et qui s'agrandit.

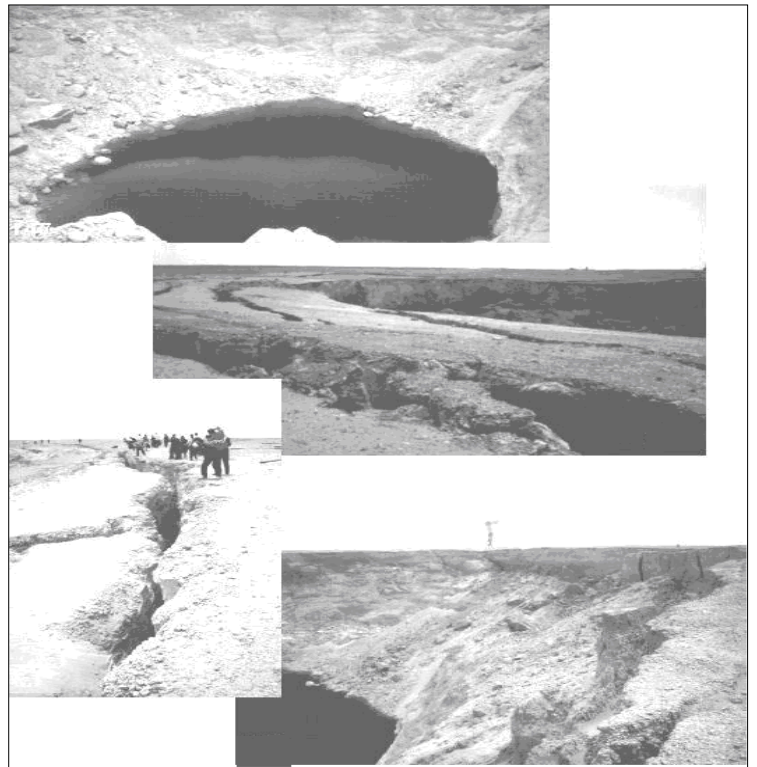


Figure 1.7 : b) Effondrement de Berkaoui Algérie.[4]

En Mai 1991, on note qu'un réseau de failles concentriques s'est installé à 600 m du centre du cratère; elles sont de l'ordre du mètre de largeur près du cratère. La cavité souterraine serait donc passée de 300-400 m à 600 m de diamètre ou plus. On n'a toujours pas trouvé le moyen de juguler la catastrophe.

Vue les incidents rencontrés dans le monde à la recherche et l'exploitation du pétrole, les compagnies services pétrolières viennent avec des solutions adéquates pour présenter une meilleure qualité de cimentation et s'assurer d'une bonne isolation perpétuelle.[4]

Chapitre 2. Ciment pétrolier

Chapitre 2. Ciment pétrolier

2.1 Généralité sur la composition des ciments

Le ciment est un liant hydraulique, c'est-à-dire capable de faire prise en présence d'eau. Il se présente sous l'aspect d'une poudre très fine qui, mélangée avec de l'eau, forme une pâte faisant prise et durcissant progressivement dans le temps. Ce durcissement est dû à l'hydratation de certains composés minéraux, notamment des silicates et des aluminâtes de calcium.

Le ciment est composé essentiellement des quatre phases cristallines suivantes :

- Silicate tricalcique également dénommé « alite » C_3S , dont la formule est $3CaO, SiO_2$,
- silicate bi calcique ou « bélite » C_2S , de formule $2CaO, SiO_2$,
- aluminat tricalcique C_3A , de formule $3CaO, Al_2O_3$,
- alimino-ferrite tétra calcique C_4AF , de formule $4CaO, Al_2O_3, FeO_3$.

Les proportions respectives moyennes de ces différentes phases sont en moyenne de :

- 50 à 70% pour le C_3S ;
- 5 à 25% pour le C_2S ;
- 2 à 12% pour le C_3A ;
- 0 à 15% pour le C_4AF .

Généralement le ciment contient aussi des petites quantités d'oxydes mineurs de calcium, Magnésium, potassium, sodium et soufre. Le ciment, lorsqu'il est utilisé dans un puits pétroliers, doit satisfaire à des besoins spécifiques. Le coulis de ciment au cours de sa mise en place dans le puits, peut atteindre une température élevée (jusqu'à 250°C) et une pression de l'ordre de 150MPa.

Le coulis doit rester suffisamment fluide pendant l'opération de pompage et doit développer rapidement une résistance à la compression suffisante. Le ciment doit être aussi suffisamment étanche pour isoler les formations et empêcher l'écoulement de fluides (eau, saumure ou gaz) et cela en résistant à l'attaque chimique.

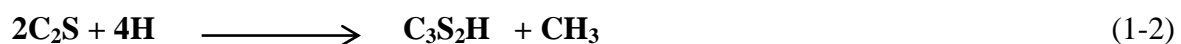
Différentes classes du ciment sont définies par l'*American Petroleum Institute (API)* pour l'utilisation dans les puits pétroliers. Les classes G et H, qui sont largement utilisées peuvent se trouver comme MSR (*Moderate Sulfate-Resistant Grade*) ou HSR (*High Sulfate-Resistant Grade*), la différence est leur teneur en C_3A . La concentration en C_3A doit être inférieure à 8% en poids pour un ciment MSR et à 3% pour un HSR. [5]

Tableau 2.1 : Compositions typiques du ciment Portland ordinaire et d'un ciment pétrolier class G.[5]

Composante	Nom	Formule chimique	Notation	% massique (ciment ordinaire)	% massique (ciment classe G)
Tricalcium silicate	alite	3CaO.SiO ₂	C ₃ S	50	50
Dicalcium silicate	Bélite	2CaO.SiO ₂	C ₂ S	25	30
Tricalcium aluminate	Aluminate	3CaO.AL ₂ O ₃	C ₃ A	12	5
Tetracalcium aluminoferrite	Ferrite	4CaO.Al ₂ O ₃ .Fe ₂ O ₃	C ₄ AF	8	12
Calcium sulfate dihydrate	Gypse	CaSO ₄ .2H ₂ O	CSH ₂	3,5	1,4

2.2 Hydratation du ciment

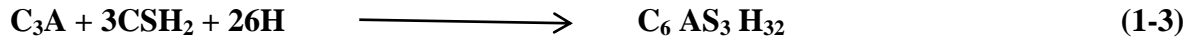
Les réactions chimiques de l'hydratation du ciment sont complexes et plusieurs détails sont encore aujourd'hui sujets de débat. Une description plus détaillée des réactions chimiques est présentée par Taylor (1997). Sur le Tableau 2.1 on peut voir que les silicates de calcium représentent à peu près deux tiers de la composition du ciment. Ces produits réagissent avec l'eau et forment le produit principal d'hydratation, appelé calcium silicate hydrate C-S-H, et l'hydroxyde de calcium CH, appelé Portlandite [5] :



L'hydratation de l'alite (C₃S impur) et de la bélite (C₂S impur) fournit une grande partie de la Résistance développée dans la pâte du ciment. Le C-S-H et le CH occupent respectivement environ 50 à 60% et 20 à 25% du volume total des hydrates. La formule C₃S₂H₃ n'est qu'une approximation pour le C-S-H, car sa composition varie considérablement selon la composition du ciment, la quantité d'eau dans la pâte, les conditions de cure. présentent la formule C₃S₂H₈ pour le C-S-H. [5]

Par conséquent, ces auteurs présentent les équations (1-1) et (1-2) sous des formes légèrement Différentes. Le C-S-H est un gel amorphe qui contient des pores, appelés pores de gel, dont le diamètre est de l'ordre de quelques nanomètres. La finesse de la porosité de gel, crée une surface spécifique de quelques centaines de m²/g. Par conséquent, le C-S-H est responsable de la plupart des propriétés de la pâte de ciment durcie, comme la résistance, la perméabilité, les variations de volume, etc. Une autre conséquence de la porosité très fine et de la surface spécifique très grande est l'association et les interactions significatives entre la phase solide et la phase aqueuse de C-S-H. Par conséquent le C-S-H est souvent décrit dans la littérature comme une structure colloïdale très fine. En plus de l'eau dans les pores de gel, le C-S-H

contient une certaine quantité d'eau chimiquement liée. Contrairement au C-S-H, le CH est un matériau cristallin avec une composition fixe. C_3A et C_4AF réagissent avec le gypse et l'eau et produisent l'ettringite, $C_6AS_3H_{32}$ [5] :



Si les sulfates sont consommés avant l'hydratation complète du C_3A , l'étrangéité réagit avec le C_3A et l'eau et forme un autre produit, le monosulfo-aluminate. Quand celui-ci est en contact avec de nouvelles sources de sulfates, l'étrangéité peut être produite à nouveau. Ce potentiel de production de l'étrangéité est la base de l'agression du ciment par les sulfates quand celui-ci est en contact avec une source externe de sulfates. Les ciments qui contiennent une quantité faible de C_3A et une quantité plus importante de C_4AF sont plus résistants à l'agression par les sulfates comme on peut voir dans la composition du ciment classe G présentée sur le Tableau 2.1. [5]

A température ambiante, après le mélange du ciment et de l'eau, le coulis préparé reste dans un état relativement fluide jusqu'à 2 à 4 heures et ensuite commence à se solidifier avec une vitesse plus rapide. La phase de prise initiale correspond au temps nécessaire pour que le coulis perde sa fluidité. La résistance de ciment augmente rapidement dans les deux premiers jours et continue à augmenter plus lentement pendant plusieurs mois.

Le processus d'hydratation et la formation de la microstructure de la pâte du ciment, schématisés sur la Figure 2.1, commencent par la production des hydrates solides qui naissent à la surface des grains anhydres et remplacent l'espace initialement rempli par l'eau. Ces hydrates, appelés C-S-H de faible densité (*outer product* ou *early product*), forment une matrice continue et relient les grains anhydres. En raison de leur densité plus faible (~2 gr/cm³ à comparer avec 3,2 gr/cm³ pour les grains anhydres) ils occupent un volume plus grand que les grains anhydres. Par conséquent, la porosité capillaire qui est initialement remplie par l'eau, diminue progressivement au cours de l'hydratation. Les hydrates de faible densité contiennent des impuretés et ont une porosité élevée, environ 0,37 pour un ciment ordinaire hydraté à température ambiante [5].

La figure 2.1 présente l'évolution de l'hydratation dans différents composants de ciment avec le temps. Les vitesses d'hydratation du C_3S et du C_2S , à l'état pur, sont très différentes. Dans les ciments commerciaux, les silicates de calcium contiennent de petites quantités d'impuretés constituées de quelques oxydes présents dans le ciment. Ces impuretés agissent de façon importante sur les propriétés des hydrates de silicates de calcium.

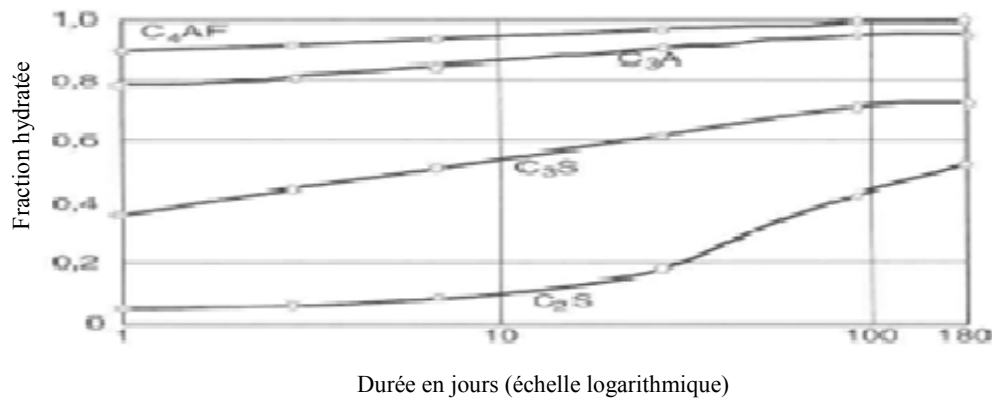


Figure 2.1 : Evolution de l'hydratation des phases pures. [6]

Les deux silicates (C_2S et C_3S) sont responsables essentiellement de la résistance de la pâte de ciment hydraté. Le C_3S contribue plutôt à la résistance durant les quatre premières semaines, alors que le C_2S ont une résistance d'environ 70MPa à 18mois, mais, à 7 jours, le C_2S n'as pas de résistance alors que le C_3S présente une résistance d'environ 40MPa. La progression de résistance normalement admise pour les composés purs est précisée à la figure 2.2.

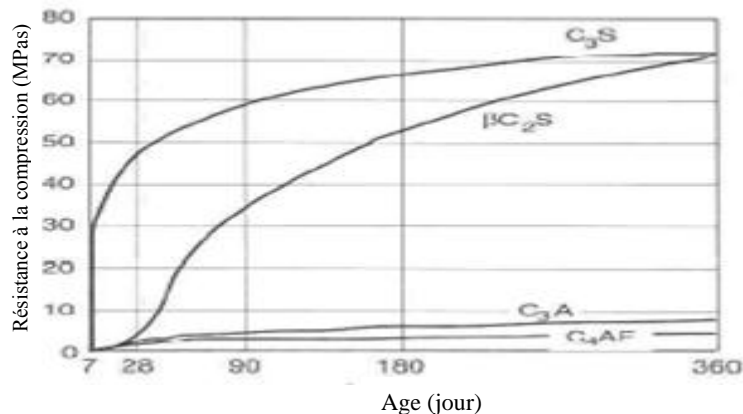


Figure 2.2 : Développement de la résistance des phases pures selon Boque [7].

A n'importe quel stade de l'hydratation, les pores capillaires représentent la partie du volume brut qui n'a pas été remplie par les produits d'hydratation. La porosité capillaire de la pâte dépend à la fois du rapport E/C et du degré d'hydratation. La vitesse d'hydratation du ciment n'a pas, a priori, d'importance mais le type de ciment influence le degré d'hydratation atteint à un âge donné.

Les pores capillaires interconnectés sont principalement responsables de la perméabilité de la pâte de ciment durci et de sa vulnérabilité face aux cycles de gel dégel. L'interruption de la continuité capillaire provient de la combinaison d'un rapport E/C adéquat et d'un murissement suffisamment long. La figure 2.3 présente le degré de maturité nécessaire pour différent rapport E/C, dans le cas d'un ciment portland ordinaire. [5]

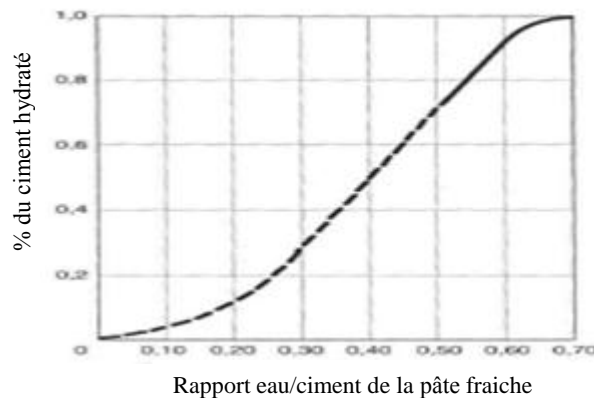


Figure 2.3 : Relation entre le rapport E/C et le degré d'hydratation auquel cesse la continuité capillaire [5].

La plupart des études dans la littérature ont été effectuées sur un ciment portland. Par contre, dans cette étude, nous utilisons un ciment classe <<G>>.

Il serait donc important d'expliquer la particularité de ce type de ciment et de donner une idée de sa composition minéralogique.

2.2.1 Effet de la température sur l'hydratation d'une pâte de ciment

Normalement, une augmentation de température de durcissement accélère les réactions chimiques d'hydratation et affecte ainsi avantageusement la résistance au jeune âge du béton.

Une température plus élevée pendant et après le contact initial entre le ciment et l'eau réduit la durée de la période dormante, de sorte que la structure globale de la pâte de ciment hydraté s'établit très tôt.

Bien qu'une température plus élevée durant la mise en place et la prise augmente la résistance au très jeune âge, elle peut avoir un effet inverse sur la résistance après 7 jours. En effet, une hydratation initiale rapide peut conduire à la formation de produits d'hydratation présentant une structure physique moins compacte, probablement plus poreuse, de sorte qu'un pourcentage de pores restera non rempli.

La figure 2.4 représente l'influence de la température de durcissement sur la résistance du béton à 1 jour et à 28 jours. Les éprouvettes ont été mises à l'essai après avoir été ramenées à 23°C pendant 2 heures. On constate bien l'effet positif de la température sur la résistance mécanique à l'âge d'un jour. Par contre un effet totalement à l'inverse est remarqué sur les éprouvettes testées à l'âge de 28 jours. [5]

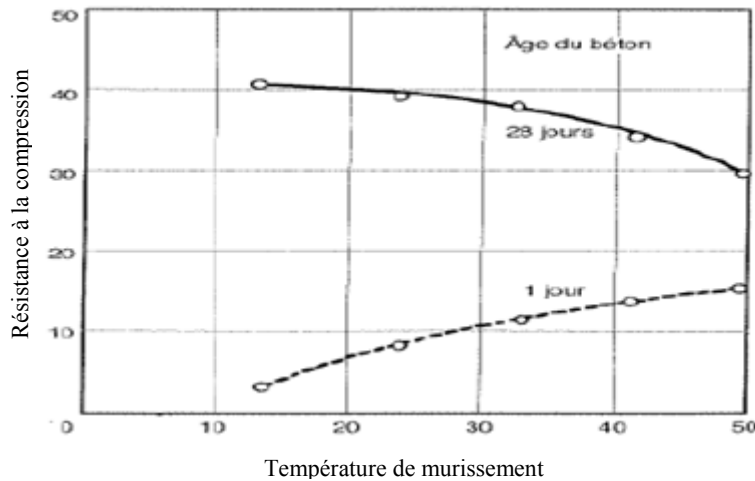


Figure 2.4 : Influence de la température de mûrissement sur la résistance à 1 et 28 jours. [8]

Toutefois, la température au moment de l'essai semble être aussi un facteur important.

Du moins dans le cas des pâtes de ciment Portland avec un rapport E/C=0.14. La température avait été maintenue constante depuis le début de l'hydratation et pendant la réalisation des essais. Les éprouvettes testées présentent une plus faible résistance à des températures plus élevées figure 2.5. [9]

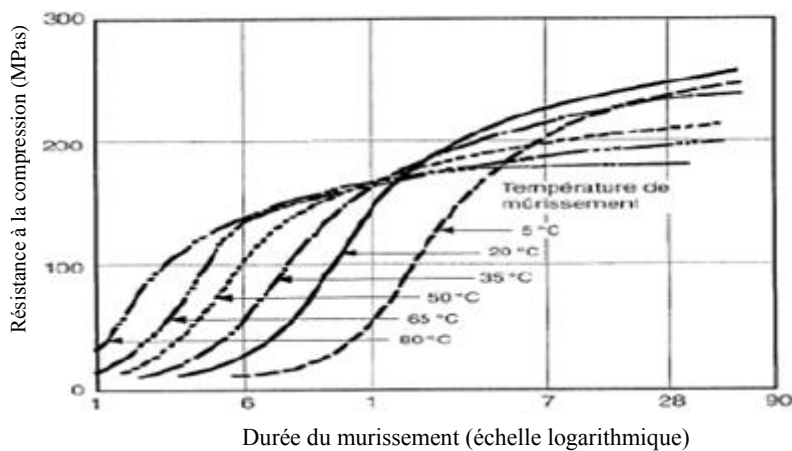


Figure 2.5 : Relation entre la résistance à la compression et la durée de mûrissement de pâte compacte de ciment pur à différentes températures de mûrissement. [9]

Il est important de souligner qu'à chaque température, correspond une période optimale de mûrissement, pour un ensemble donné de matériaux, il est possible de tracer une courbe reliant les points de résistance optimale pour diverses périodes et températures de mûrissement (figure 2.6).

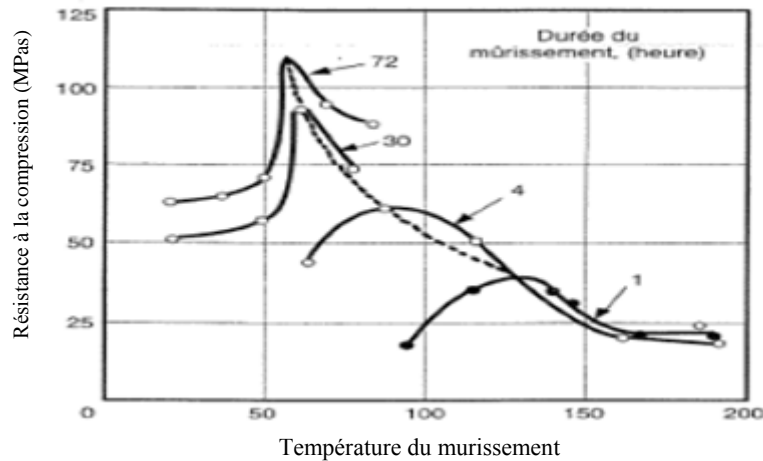


Figure 2.6 : Développement de la résistance d'un béton a différents températures de murissement. [10]

L'augmentation de la température de cure affecte le taux d'hydratation et également le taux de la polymérisation de *C-S-H*. En plus, cette augmentation change la distribution de taille de pore, à laquelle peut être corrélé le changement du taux de fluage et du retrait. [11]

2.2.2 Effet de la pression de maturation sur l'hydratation de ciment

La pression de maturation est un facteur important quand il s'agit d'étudier le ciment de puits dont le murissement se passe normalement à des pressions plus élevés que la pression atmosphérique.

Dans la littérature, les études sur l'effet de pression de maturation sont souvent menées sur le béton. Dans ce domaine, une technique appelée (autoclavage) est parfois utilisée, il s'agit d'un murissement à la vapeur à haute pression qui se passe normalement dans une enceinte hermétique ou on peut piloter simultanément un cycle thermique et un cycle de pression.

Cette méthode est utilisée dans la fabrication d'éléments préfabriqués, généralement petits, mais aussi pour des membrures de treillis de pont lorsqu'une des caractéristiques suivantes est recherchée :

- Une résistance à court terme élevée : avec le murissement à la vapeur à haute pression, la résistance obtenue à 28 jours avec un murissement normal peut être atteinte au bout de 24 heures environ ;
- Une durabilité élevée : le murissement à la vapeur à haute pression améliore la résistance du béton vis-à-vis des sulfates et d'autres formes d'attaques chimiques, ainsi qu'aux cycles de gel-dégel et réduit aussi les efflorescences ;

Un retrait de séchage et un mouvement d'humidité réduits. [1]

2.2.3 Effet de la Contamination

La contamination est un phénomène aléatoire dans ses effets, elle peut intervenir soit au cours du gâchage par l'eau utilisée soit au cours de la mise en place par mélange avec les fluides présents dans le puits.

Toute modification de l'équilibre de la phase aqueuse par l'addition non contrôlée d'éléments solubles ou non, affecte l'hydratation du ciment et par voie de conséquence le temps de pompabilité, la résistance finale, ...etc. [1]

2.3 Le ciment pétrolier classe "G" (particularité, composition)

Selon la norme de l'API (American Petroleum Institute) ce produit est obtenu par broyage du clinker, constitué essentiellement de silicate de calcium hydraulique, normalement avec une ou plusieurs formes de sulfates de calcium comme additif avec le clinker.

Ce produit est disponible en deux types : Haute Résistance aux Sulfates et Résistance modérée aux sulfates.

La composition de ce type de ciment doit répondre aux critères cités dans le tableau 2.2 [American Petroleum Institute, API Spécification 10A/ISO 10426-1 :2000]. nous présentons également dans le même tableau une comparaison avec un ciment portland (CEM 1).

Tableau 2.2 : Composition minéralogique du ciment classe << G >>. [12]

Spécification chimiques	Résistance modéré aux sulfates	Haute résistance aux Sulfates	CEM 1
MgO max %	6	6	01/01/31
SO3 max %	3	3	0.93
Perte au feu max %	3	3	01/08/12
Matériaux insoluble max %	0.75	0.75	0.06
C3S max %	48-58	48-65	57
C3A max %	8	3	8
Teneur totale d'alcali Na2O %	0.75	0.75	0.21

Le ciment de forage, classe "G" est destiné à la cimentation dans les opérations de forage. La cimentation a pour objet de placer un anneau de ciment, entre la paroi du trou foré et le tubage.

Il peut être utilisé seul et atteindre des profondeurs jusqu'à 2440m, ou employé avec certains additifs. Dans ce cas, les additifs spécifiques (retardateurs, accélérateurs...) permettent de couvrir une gamme plus large de profondeurs.

Ce produit possède plusieurs avantages pour être utilisé dans la cimentation des puits, comme par exemple :

- Une meilleure maniabilité et une faible chaleur d'hydratation,
- Une viscosité basse qui aboutit à un pompage plus aisé,
- Une prise rapide, qui empêche la crevaison rencontrée dans les zones de haute pression.

Le murissement de ciment du puits se passe à des températures et à des pressions plus élevées que celles sur la surface. Nous allons essayer par la suite de savoir quel est l'éventuel effet de ces facteurs sur l'hydratation de ciment. [1]

2.4 Le laitier :

Un laitier est un mélange de ciment et d'eau auxquels sont ajoutés un ou plusieurs additifs ayant chacun un rôle déterminé mais dont certains contrecarrent l'action des autres, créant ainsi des problèmes de compatibilité des additifs. Ces laitiers sont testés en laboratoire dans des conditions qui simulent les conditions de mise en œuvre et d'environnement après la mise en place.

2.4.1 Sélection du laitier :

Il est imposé par :

- La température statique de fond de trou qui conditionne le temps de prise et donc le temps de pompabilité.
- La température de fond de trou sous circulation, lors de la mise en place du laitier, qui modifie le temps de prise et donc le temps de pompabilité, dans le sens favorable.
- La densité du laitier imposée par les limitations de pression hydrostatique de certaines formations rencontrées.
- La viscosité plastique du laitier et ses caractéristiques de filtration.
- Les paramètres rhéologiques du laitier.
- Le temps de prise et de développement d'une résistance à la compression.
- La résistance du ciment à divers agents susceptibles de le dégrader (eaux corrosives, hautes températures de fond).

Les laitiers utilisés sont composés principalement de ciment et d'eau auxquels sont ajoutés un ou plusieurs additifs ayant chacun un rôle déterminé mais dans certains contrecarrent l'action des autres, créant ainsi des problèmes de compatibilité des additifs. Ces laitiers sont testés en laboratoire dans des conditions qui simulent les conditions de mise en œuvre et d'environnement après mise en place. [1]

2.4.2 Choix du régime d'écoulement :

L'étude des laitiers de ciment s'attache plus particulièrement à deux caractéristiques : la pompabilité et les propriétés rhéologiques.

a. la pompabilité :

La pompabilité est un critère empirique selon lequel il est possible de déterminer le temps durant lequel le laitier de ciment sera déplaçable par les moyens en usage sur un chantier et dans les conditions réelles d'utilisation.

Cette détermination se rapporte à une mesure de viscosité définie par une échelle arbitraire graduée en unité de consistance (u_c) de 0 à 100. il a été défini que la limite d'utilisation est de $100 u_c$. Cette mesure est effectuée dans un appareillage simulant les conditions réelles d'utilisation en pression et température. Les essais sont effectués à une température dite température de circulation déterminée à partir de la température statique, cette dernière étant la température du puits lorsqu'il se trouve en équilibre thermique avec le milieu environnant.

b. Rhéologie :

Il convient de prendre en compte les caractéristiques (densité, rhéologie) du fluide de forage en place avant la cimentation, le fluide le mieux déplacé par le laitier de ciment étant l'eau.

Toute augmentation de densité ou de rhéologie du fluide de forage défavorisera son déplacement. Pour minimiser ces défauts de déplacement, les caractéristiques de densité et de rhéologie de ciment devront être convenablement ajustées en tenant compte de celle de fluide. [1]

Chapitre 3. Etude de la rhéologie des laitiers de ciment

Chapitre 3. Etude de la rhéologie des laitiers de ciment

3.1 Introduction

La rhéologie est une science qui s'attache à l'étude de la déformation et/ou de l'écoulement des matériaux lorsqu'ils sont soumis à des contraintes.

- ✓ Solides : déformation
Il s'agit de déterminer la relation entre la contrainte et la déformation (exemple : module de Young, coefficient de poisson).
- ✓ Fluides : écoulement (vitesse de déformation)
Cette étude consiste à trouver la relation entre la contrainte et la vitesse de déformation (exemple : viscosité).
- ✓ Matériaux plus complexes : comportement intermédiaire
Il s'agit de trouver la relation entre la contrainte, la déformation et la vitesse de déformation. [14]

3.2 Importance de l'étude rhéologique :

- ✓ Calcul de pressions pendant le pompage des fluides : boues de forage, bouchons laveurs et las laitiers de ciment.
- ✓ Définir la capacité d'un fluide à suspendre des particules : par exemple la capacité d'une boue de forage à transporter les débris (cuttings). [14]

3.3 Cisaillement simple d'un fluide :

Exemple simple, mouvement d'un échantillon entre deux surfaces planes, l'une immobile, l'autre animée d'un déplacement parallèle à la première. Ce mouvement idéal s'apparente à celui de la peinture étalée à la brosse sur un mur, de la crème cosmétique étendue sur la peau, du beurre étalé sur la tartine de pain. [13]

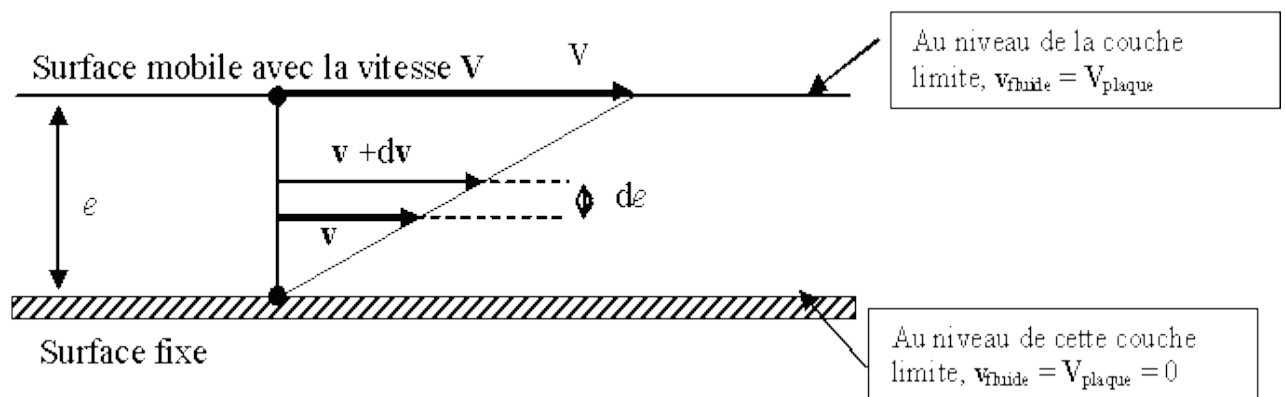


Figure 3.1 : Schéma du mouvement de cisaillement. [13]

Hypothèses du modèle

- ✓ Pendant toute la durée de l'écoulement (du cisaillement) :
- ✓ Le mouvement est laminaire (non turbulent). Les couches glissent les unes sur les autres.
- ✓ Le matériau est assimilé à une superposition de couches adjacentes d'épaisseur infiniment minces sans qu'il y ait transfert de matière entre les couches.

Définitions

Deux grandeurs servent à caractériser quantitativement le cisaillement

❖ La vitesse de cisaillement (angl. *shear rate*)

Sous certaines conditions, elle est aussi appelée gradient de vitesse.

Notation possibles : $D, \gamma, \dot{\epsilon}$ C'est cette dernière qui est adoptée dans ce document.

$$\dot{\epsilon} = \frac{dv}{de} \quad (3.1)$$

La valeur de la vitesse de cisaillement dépend, non seulement de la vitesse de déplacement de la plaque mobile mais aussi, de l'épaisseur e cisailée. Si e est faible, il est possible d'atteindre des vitesses de cisaillement élevées même avec des vitesses v relativement faibles.

Remarque : Il convient de ne pas confondre vitesse de cisaillement et déformation de cisaillement (shear strain). La déformation correspond au vecteur déplacement u de la particule fluide d'une couche sous l'effet du mouvement de cisaillement pendant une durée t .

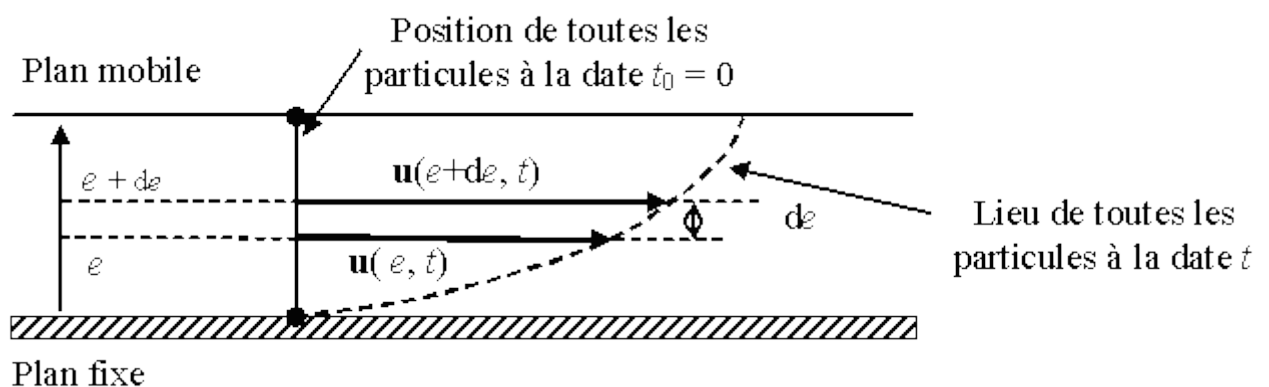


Figure 3.2 : Schéma de La vitesse de cisaillement. [13]

$$\varepsilon = \frac{du}{de} \quad (3.2)$$

Ou ε est sans dimension.

La vitesse de cisaillement est reliée à la déformation de cisaillement par :

$$\dot{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{d}{dt} \frac{du}{de} = \frac{d}{de} \frac{du}{dt} = \frac{dv}{de}$$

Si la courbe en pointillés est un segment de droite, ne dépend plus de e mais uniquement du temps. [13]

❖ La contrainte de cisaillement

Considérons deux couches au contact l'une de l'autre, elles se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il en résulte l'apparition de forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche : ce sont les forces de cisaillement.

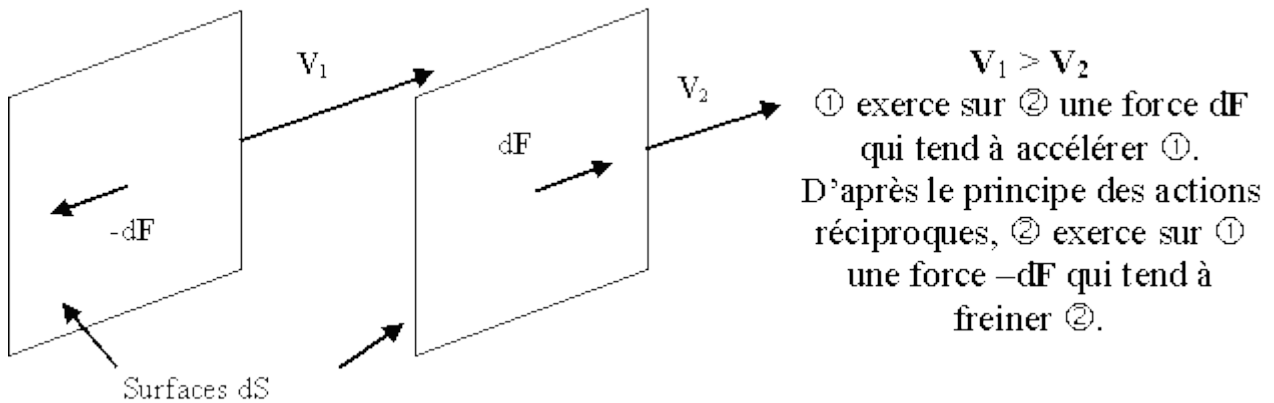


Figure 3.3 : Schéma de La contrainte de cisaillement. [13]

Ces forces dépendent de la surface considérée. On est amené à définir la contrainte de cisaillement par :

$$\tau = \frac{dF}{dS}$$

Unité : $N/m^2 = \text{pascal (Pa)}$

La contrainte de cisaillement est une grandeur définie en tout point du matériau. Elle varie en général d'une couche à l'autre mais est constante en tout point de la même couche.

3.4 viscosité de cisaillement

En général dans la construction des puits quand on parle de viscosité, on fait référence à la viscosité dite dynamique à ne pas confondre avec la viscosité cinématique.

Ces deux grandeurs sont liées par la densité du fluide : la viscosité cinématique est égale au rapport de la viscosité dynamique à la densité.

L'unité est m^2/s ou 1 stoke= $10^{-4} m^2/s$.

La viscosité d'un fluide dépend essentiellement de :

- ✓ Sa nature.
- ✓ De la température : pour les liquides la viscosité décroît avec la température et pour les gaz la viscosité croît avec la température.
- ✓ La pression : liée à la compressibilité du fluide.
- ✓ De la vitesse de cisaillement : on distingue deux types de fluide
 - Fluides newtoniens : la viscosité est indépendante de la vitesse de cisaillement.
 - Fluides non newtoniens : la viscosité dépend de la vitesse de cisaillement et on distingue des fluides rhéo-fluidifiant ou la viscosité décroît avec la vitesse de cisaillement, et des fluides rhéo-épaississant ou la viscosité croît avec la vitesse de cisaillement. [14]

3.5 Modèles rhéologiques

➤ 3.5.1 Modèle newtonien

Dans ce modèle la viscosité est constante et la contrainte de cisaillement est proportionnelle à la vitesse de cisaillement comme l'illustre bien la figure ci-dessous. [14]

Le modèle newtonien est décrit par l'équation suivante :

$$\tau = \eta * \dot{\gamma} \quad (1.4)$$

Avec :

τ : la contrainte de cisaillement.

η : la viscosité dynamique.

$\dot{\gamma}$: la vitesse de cisaillement.

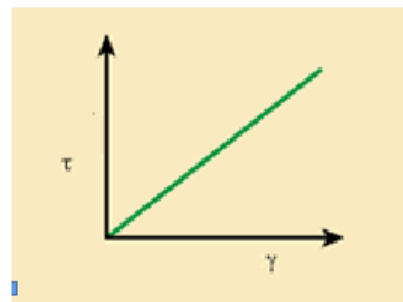


Figure 3.3 : Modèle newtonien.

➤ 3.5.2 Modèle de loi en puissance :

La viscosité croît ($n > 1$) ou décroît ($n < 1$) avec la vitesse de cisaillement en suivant une loi de puissance et la contrainte croît avec la vitesse de cisaillement en suivant une loi de puissance.

La figure ci-dessous illustre bien ce modèle

Le modèle en puissance est décrit par les lois suivantes :

$$\tau = k * \dot{\gamma}^n \quad (1.5)$$

$$\eta = k * \dot{\gamma}^{n-1} \quad (1.6)$$

Avec :

k : constante.

n : l'ordre de la puissance.

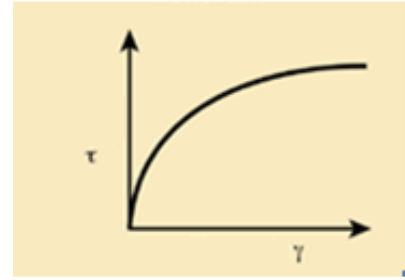


Figure 3.4 : Modèle de loi en puissance.

➤ 3.5.3 Modèle de Bingham :

Les fluides de Bingham sont caractérisés par une loi de comportement linéaire, c'est à dire newtonienne, au-dessus de la contrainte critique τ_c .

Le modèle de Bingham est décrit par l'équation suivante :

$$\tau = \tau_c + (\mu_p * \dot{\gamma})$$

$$\eta = \mu_p + (\tau_c / \dot{\gamma})$$

Avec :

τ_c : la contrainte de cisaillement critique.

μ_p : la viscosité plastique.

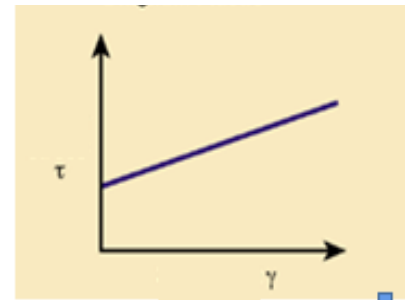


Figure 3.45: Modèle de Bingham.

- La viscosité décroît linéairement avec l'inverse de la vitesse de cisaillement
- La contrainte croit linéairement avec la vitesse de cisaillement mais présente une valeur non nulle à cisaillement nul. [14]

3.6 Mesure de gel

Mesure destinée à déterminer si le fluide a tendance à geler au repos (lecture max.) et si le gel est fragile ou pas (lecture à 1 min et 10 min) :

- C'est de la thixotropie : en l'absence de cisaillement le fluide développe une structure solide due aux interactions entre les particules (ou autres).
- Si cette structure est trop forte et/ou peu fragile cela peut entraîner des problèmes opérationnels :
 - Difficultés à obtenir une agitation homogène dans un mélangeur de grande dimension (tank).
 - Suppressions lors d'un redémarrage de pompage après un arrêt plus ou moins long.
 - Possibilité de fracturer certaines formations.
 - Impossibilité de redémarrer le pompage. [14]

Chapitre 4. Les additifs

Chapitre 4. Les additifs

4.1 Introduction

Il est possible d'ajuster certaines caractéristiques du ciment au moment de sa fabrication, toutefois ces modifications restent trop faibles pour adapter le ciment à tous les cas pouvant se présenter lors d'un forage. On est donc couramment amené à utiliser un certain nombre d'additifs, pour adapter les caractéristiques du ciment aux différentes conditions d'utilisation.[16]

Ces additifs peuvent être classés en sept grandes familles :

- ✚ Accélérateurs
- ✚ Retardateurs
- ✚ Dispersantes
- ✚ Réducteur de filtrat
- ✚ Allégeant
- ✚ Alourdissant
- ✚ Additifs spéciaux et spécifiques

4.2 Définition :

Un additif est une substance chimique inerte ou active, ajoutée souvent à faible quantité à sec, pendant le mixage ou dans l'eau de gâchage, afin d'améliorer certaines propriétés, ou dans le but de diminuer le coût de revient de ciment.

Dans la cimentation des puits, des systèmes de ciment Portland sont systématiquement conçus pour des températures allant de moins de la température de gel dans les zones de pergélisol à 350°C dans la récupération thermique et des puits géothermiques.

En plus des températures et des pressions sévères, les ciments doivent être conçus aussi pour composer avec des formations faibles ou poreuses, fluides corrosifs...etc.

Une telle conception pour supporter une formation en suppression a été possible d'accueillir un tel éventail de conditions que par le développement des additifs de ciment, ces derniers modifient le comportement de ce système de ciment idéalement permettant le placement réussi de la suspension entre le boîtier et la formation, le développement rapide de la résistance à la compression et une isolation zonale adéquate au cours de la durée de vie du puits.

Aujourd'hui, plus de 100 additifs pour ciments sont disponibles dont beaucoup peuvent être fournis sous formes liquide ou solide.

4.3 Les différents types d'additifs

4.3.1 Les accélérateurs

Ces produits accélèrent la prise du ciment à basse température où compense l'effet retardateur d'autres additifs. Ils permettent de réduire le temps d'attente avant la reprise des opérations de forage.

Leur emploi est fréquent dans les cimentations à faible profondeur, à basse température et avec un temps de pompabilité suffisamment long pour achever l'opération. [15]

Les accélérateurs permettent aussi :

- D'augmenter la résistance initiale.
- De pouvoir re-forer plus rapidement (gain de temps).

➤ Leur mécanisme d'action :

La vitesse d'hydratation des phases C_3A et C_3S est augmentée par la présence de $CaCl_2$ de sorte que :

- Lors de l'augmentation de vitesse d'hydratation du C_3A ; l'étringite se forme plus vite avec une structure plus fine, Et le gypse se consomme plus rapidement.
- Lors de l'augmentation de vitesse d'hydratation du C_3S ; Ions de Ca^{2+} ; La portlandite ($Ca(OH)_2$) précipite plus tôt.

❖ Les différents types d'accélérateurs

▪ Le $CaCl_2$ (Calcium Chloride) :

C'est le plus couramment utilisé. Il est habituellement dosé à une concentration de 1 % jusqu'à 4% en poids de ciment, Il réduit dans de fortes proportions le temps de pompabilité et augmente la résistance initiale du ciment.

➤ Mécanisme d'action :

Le mécanisme d'action des accélérateurs sur le ciment se traduit en générale par l'augmentation de caractère ionique (Ca^{2+} , Cl^-) du laitier de ciment. Qui provoque l'accélération d'hydratation de silicate.

▪ Le $NaCl$:

- Le chlorure de sodium accélère le ciment aux faibles concentrations (De 1 jusqu'à 10%). En pratique de 3 à 5% (BWOW).
- De 10 jusqu'à 18% ; Leur effet est très faible (neutre).
- De 18 jusqu'à 30% ; Il travaille comme retardateur.

Autre types d'accélérateurs :

- ✓ Potassium Chloride (KCl).
- ✓ Sodium Silicate (Na_2SiO_3).

- ✓ Alkali Hydroxides ($\text{Ca}(\text{OH})_2$, NaOH).
- ✓ Mono-Calcium Aluminate (CA).

4.3.2 Retardateurs :

Ils retardent la prise d'un ciment et accroissent par là même le temps de pompabilité dont l'on pourra disposer pour sa mise en place, au cas ou, soit une haute température de fond de puits, soit un effet accélérateur dû à un autre additifs risquerait de réduire dangereusement le temps de pompabilité.

La technologie des retardateurs est bien développée. Les plus communs des retardateurs proviennent de la pulpe de bois, Ils contiennent :

- Du sodium
- Des sels de calcium
- Des acides lignosulfoniques
- Et contiennent quelques sucres

➤ Mécanisme D'action :

Les produits, en passant en solution dans l'eau, se retrouvent sous forme d'ions et peuvent se fixer à la périphérie des grains de ciment par attraction électrostatique. Ils forment alors autour des grains une pellicule (C-S-H Gel) qui les isole de l'eau et retarde ainsi la réaction d'hydratation

Au-delà d'une certaine concentration on obtient selon le cas une prise plus rapide ou exagérément retardée : on est dans la zone de saturation.

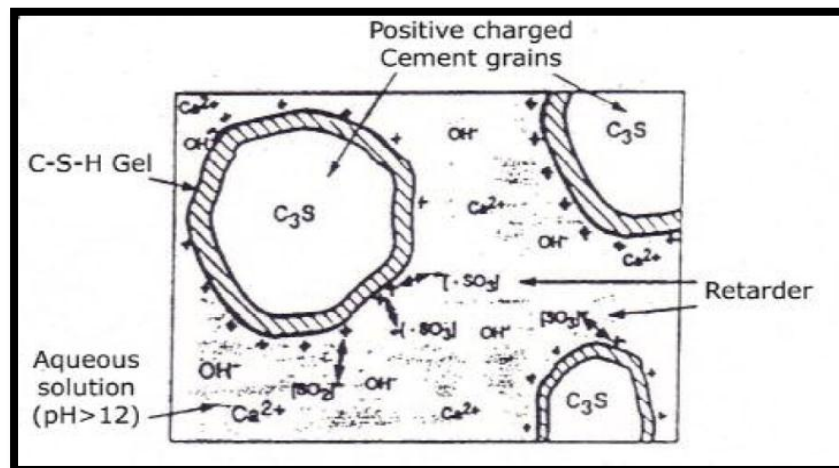


Figure 4.1 : Mécanisme d'action des retardateurs. [15]

Les Différentes types des retardateurs :

- ✓ Les CMC (Carboxyle Méthyle Cellulose),
- ✓ Le Triphosphate de Sodium. ($\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$),
- ✓ L'acide Tartrique. ($\text{C}_4\text{H}_6\text{O}_6$).

Les cas où il faut utiliser les Retardateurs :

- Casing intermédiaires et de production (liner).
- Squeeze (Cimentation sous pression) et Température élevée en général.

4.3.3 Les Dispersants :

La fonction principale de ces additifs dans les laitiers, est la séparation des particules de ciment et leur suspension dans l'eau de mixage. Cette dispersion permet une résistance minimum au mouvement et une plus grande quantité d'eau libre : la grande mobilité des particules et l'action lubrifiante de l'eau libre, réduisant considérablement la viscosité des laitiers.

En fluidifiant le ciment ces produits permettent une réduction du rapport E/C, et de ce fait entraîne une accélération du ciment. Toute fois certains dispersants ont un effet retardateur important ; ce qui contrebalance l'accélération apportée par une réduction de E/C.

➤ **Leurs effets sur le laitier**

- Améliore la mixabilité (permet de réduire E/C → Réduire la viscosité)
- Réduire la viscosité d'un laitier de ciment et assurer une bonne élimination de la boue durant le placement (amélioré le déplacement).
- Réduire la pression de fraction de laitier.
- Améliore l'efficacité de l'additif de contrôle de filtrat [10].

Remarque : Une grande quantité de dispersantes augment la quantité d'eau libre et permet de la sédimentation des particules de ciment.

Les Différentes types des dispersants :

- Les PNS (Polynaphtalene Sulfonate).
- Les PMS (Polymelamine Sulfonate).
- Les Lignosulphonates.
- Les Acides et sels organiques (Acide citrique)

Mécanisme d'action

Le mécanisme d'action des dispersants est l'absorption des molécules de dispersant à la surface des particules de ciment et Induit la répulsion électrostatique de ces particules de sorte que :

- La quantité de dispersant absorbée dépend de la concentration.
- Les grains de ciment deviennent uniformément chargés négativement.

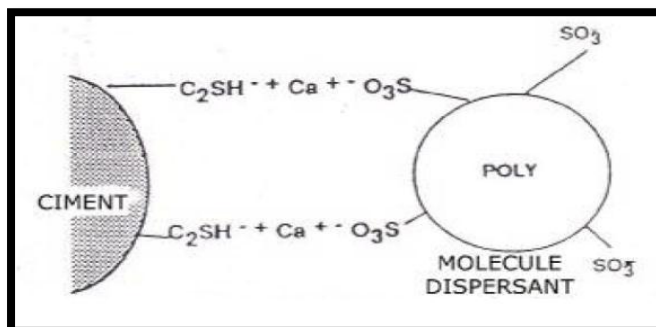


Figure 4.2 : a) mécanisme d'action de dispersant. [15]

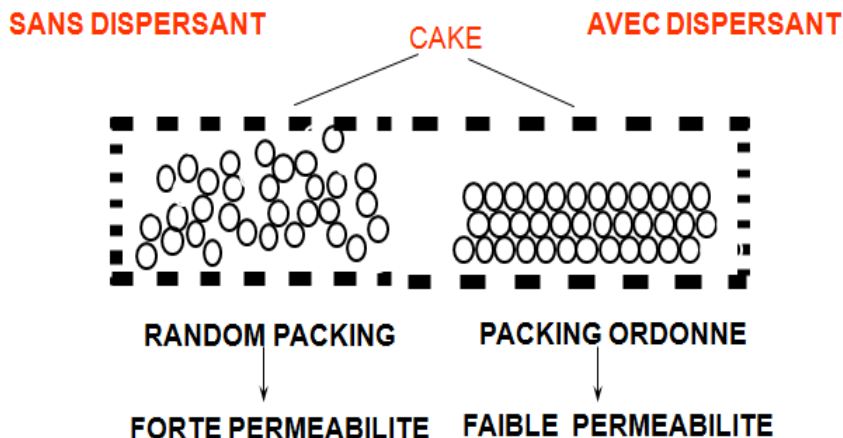


Figure 4.2 : b) mécanisme d'action de dispersant. [15]

4.3.4 Réducteur de filtrat :

Un ciment net a un filtrat « infinie », c'est-à-dire que si on le pompe devant une formation perméable (squeeze, cimentation de zones réservoirs...) il va rapidement se déshydrater. Cette déshydratation prématurée du laitier va provoquer une prise du ciment, si elle est très rapide et donner lieu dans tous les cas à la formation d'une gaine de ciment poreuse et fragile. On est donc amené à employer des réducteurs de filtrats.

Mécanisme d'action :

Les additifs employés agissent en :

- **accroissant la viscosité de la phase aqueuse :**
 - Par addition des polymères soluble à l'eau
- **La réduction de la perméabilité du cake :**
 - Particule solide pour boucher les passages.
 - Film polymère pour couvrir les particules de ciment et les pores.
 - Mécanisme d'action de FLAC avec dispersant :
 - Disperse les particules de ciment et améliore l'arrangement (réduire la perméabilité).
 - Flocculation avec le sel (bouchage)

Autre types des agents de contrôle de filtration :

- ✓ Polymères cationiques
- ✓ Polymères solubles
- ✓ Dérives cellulosiques
- ✓ Polymères synthétique non-ionique
- ✓ Polymères synthétique anionique

Le cas où il faut utiliser les agents de contrôle de filtration :

- Squeeze (Cimentation sous pression)
- Cimentation de colonnes de production (liner).
- Cimentation de zones à gaz.
- Cimentation de zones perméables.

4.3.5 Les Alourdissant :

On alourdit le ciment soit par densification (réduction du rapport E/C) et emploi de dispersants, soit par ajout de produits on les propriétés suivantes :

- Haute densité.
- Faible absorption d'eau.
- Disponibilité et faible cout.

Remarque :

Les alourdissant diminuent le temps de pompabilité de laitier.

Les Différentes types des Alourdissant :

Parmi les principaux alourdissant citons:

- la barite 4,22%.
- les oxydes de fer (hématite F_2O_3 5% - 15%).

Leurs effets sur le laitier de ciment :

- Augmenter la densité du ciment.
- Améliorer le déplacement des boues par les laitiers.
- Augmenter le rendement du laitier sans réduire l'eau de mixage.

4.3.6 Les Allégeant :

Ce sont des matières inertes légères mélangées au ciment dont l'effet de réduire la densité des laitiers, d'autre part d'en réduire les coûts. Par contre, la plupart des allégeant ont un effet sur le temps de pompabilité (Augmente) et sur la résistance à la compression du ciment (Diminue). Par l'ajoute des allégeant on obtient des laitiers de densité normalement comprise entre 1.78 et 1.98.

Les allégeant du ciment sont utilisés pour :

- Réduire la densité du laitier : Une faible densité de ciment est nécessaire pour la cimentation des faibles profondeurs qui peuvent autrement rompre (coupe) des pertes de circulation.
- Abaisser la pression hydrostatique durant l'opération de cimentation.
- Aider à prévenir la rupture des faibles formations et des pertes de circulation.
- Réduire aussi la quantité du ciment nécessaire à l'opération de cimentation, car ils sont moins cher que le ciment.

❖ **Les différents types des Allégeant :**

▪ **L'eau**

C'est le principal produit utilisé pour l'allègement du ciment. On procède tout simplement en augmentant le rapport E/C, Mais on doit ajuster la rhéologie, pour éviter la sédimentation des particules de ciment.

▪ **Les produits solides à faible densité :**

Ce sont principalement les billes de verre creuse de densité comprise entre 0.3 et 0.7. L'avantage étant d'obtenir de bonnes caractéristiques du ciment et des densités très faibles (jusqu'à 1.10).

Ya comme produits solides:

- Pouzzolanes (Fly ashes).
- Kolite et gilsonite.
- Perlite expansée.
- Microsilice liquide ou solide.
- Microsphères en céramique.

4.3.7 Additifs spéciaux et spécifiques :

Il y a un certain nombre de matières ajoutées au laitier de ciment qui ne rentrent pas dans une catégorie générale. Ceux-ci incluent :

- Des additifs fibreux pour la durabilité du ciment, improuve radioactives agents de traçage et décontaminant de boue.
- Les anti-moussants : Pour pouvoir Éviter l'excès de mousse produite au mixage de certains laitiers, laquelle risque d'interférer avec le bon fonctionnement des pompes.
- Les additifs liquides : qui peuvent être ajoutés à l'eau de mixage au lieu d'être intégrés à sec au ciment avant mouillage.

4.4 Influence des additifs sur les propriétés de ciment

Tableau 4.1 : Effet de quelques additifs sur les propriétés physiques de ciment. [1]

		Bentonite	Perlite	Terres à diatomées	Pouzzolane	Sable	Barytine	Arséniure de fer	Chlorure de calcium	Chlorure de sodium	Lignosulfonate	CMC	Diesel Oil	Produits colmatant
densité	décroit	•	•	•	•									
	croit					•	•	•	X	X	X			
% d'eau	décroit										•			
	croit	•	X	•	X	X	X	X						X
Viscosité	décroit								X		•			
	croit	X	X	X	X	X	X	X						
Temps de pompabilité	décroit			X						X	•	•	X	
	croit	X					X	X	•	•				
Temps de prise	décroit	X	X	X	X		X	X			•	•		X
	croit								•	•				
Résistance initiale	décroit	X									•	•		X
	croit								•	•				
Résistance finale	décroit	X	X	•	X		X					X		X
	croit													
Durée	décroit	X	X	X									X	X
	croit				•									
Perte en eau	décroit	•									X	•	X	X
	croit		X	X										

X: Indique un effet mineur, **•** : Indique une influence importante et/ou l'objet de l'utilisation de l'additif.

Chapitre 5. La nouvelle technologie FlexSTONE

Chapitre 5. La nouvelle technologie FlexSTONE

5.1 Introduction

L'intégrité et la qualité de la cimentation primaire détermine souvent la durée de production d'un puits sans nécessité de réparation, les propriétés du laitier de ciment y compris la rhéologie, la perte de fluide, le pompage et le temps de pompabilité, traditionnellement sont en conflit avec les propriétés mécaniques du ciment durci, tel que la résistance à la compression, la porosité et la perméabilité.

La nouvelle technologie permet d'optimiser à la fois; les propriétés du laitier et celles du ciment simultanément tout en réduisant les coûts et les risques, même dans des conditions difficiles d'exploitation.

Après 10ans de recherche et de développement, Schlumberger a pu trouver une technologie avancée qui offre une gamme de système de ciment pour assurer l'isolation zonale durant la vie d'un puits pétrolier.

Le système CemCRETE, est la nouvelle génération de la technologie avancée de ciment de Schlumberger, cette dernière offre au ciment des propriétés conformes aux exigences et sont spécialement conçues pour résister aux contraintes mécaniques, des changements de température et de pression, elle offre également un contrôle de ces propriétés qui n'était pas possible avec le ciment conventionnel. [18]

La composition du système flexSTONE

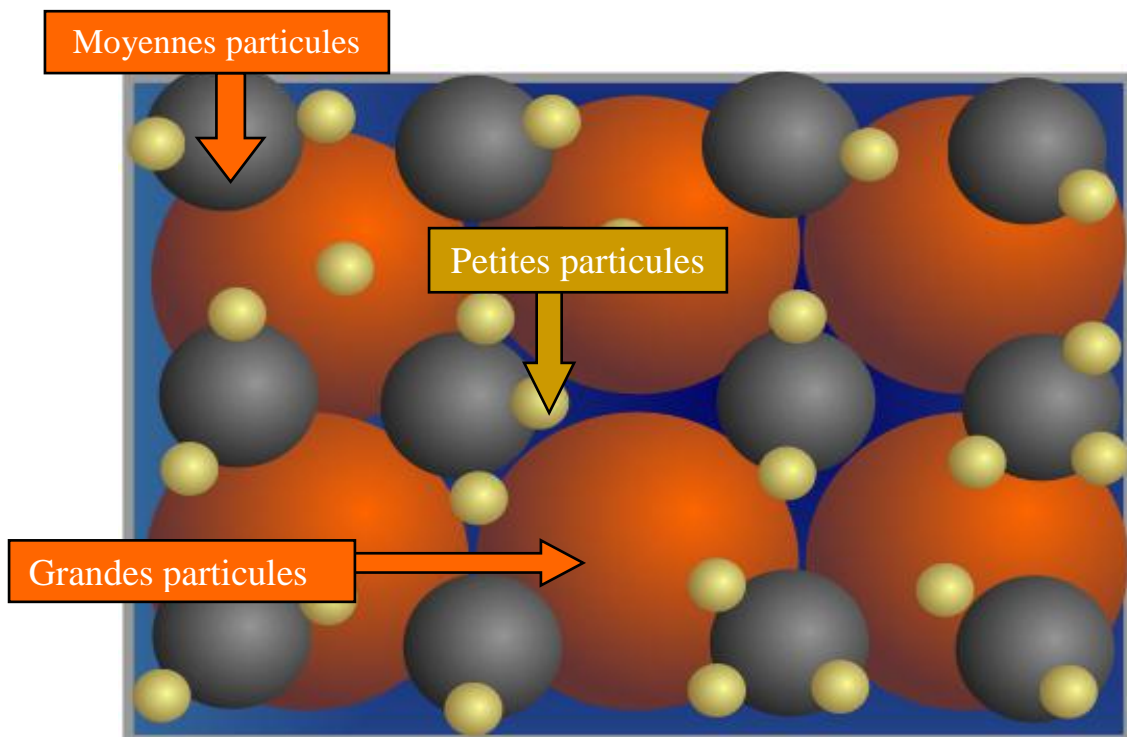


Figure 5.1 : Composition du système flexSTONE. [17]

1. Les petites particules : la taille moyenne des particules $<10 \mu\text{m}$.
2. Les moyennes particules : la taille moyenne des particules est comprise entre $30 \mu\text{m}$ et $60 \mu\text{m}$.
3. Les grandes particules : la taille moyenne des particules est comprise entre $100 \mu\text{m}$ et $500 \mu\text{m}$.

5.2. Comparaison par rapport au conventionnel pompé

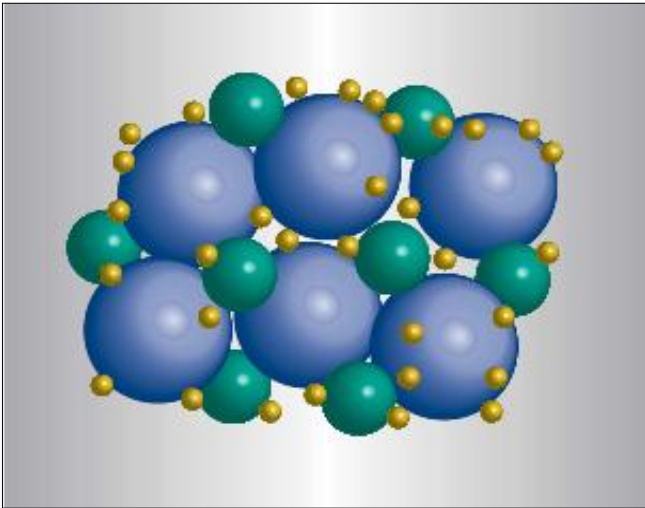


Figure 5.2 : FlexSTONE. [17]

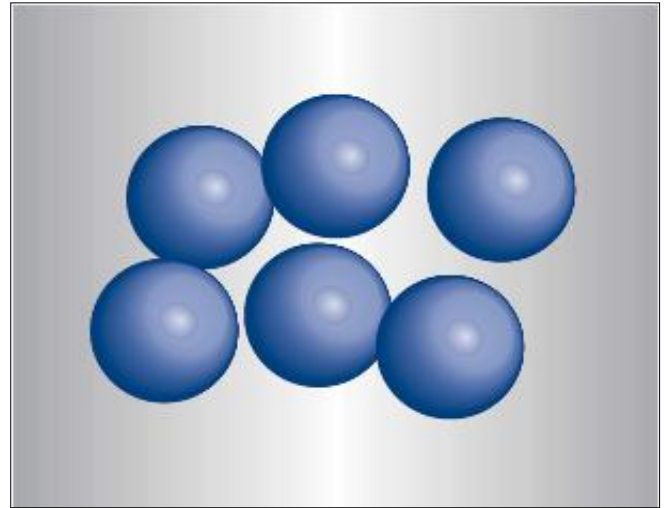


Figure 5.3 : Conventionnel. [17]

Le ciment conventionnel a besoin d'eau pour combler le vide entre les particules.

La nouvelle technologie comble le vide intermoléculaire avec plus de solides, donnant au ciment une qualité supérieure.

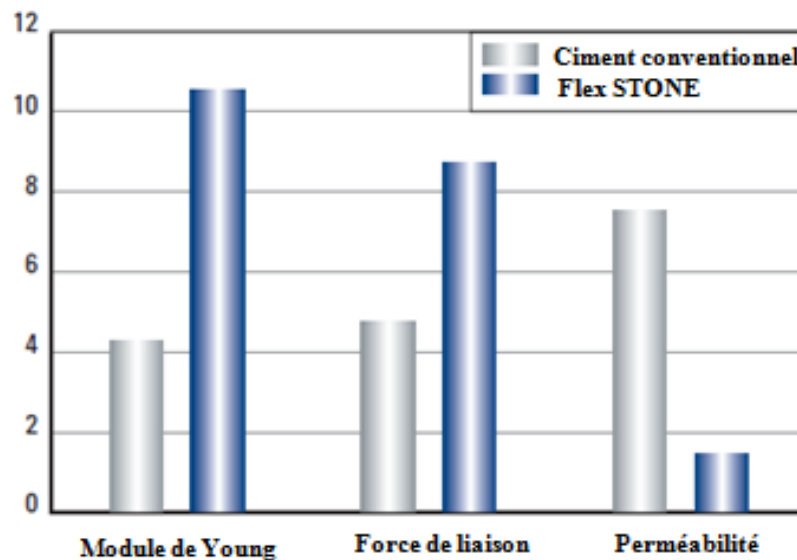


Figure 5.4 : Comparaison entre la nouvelle technologie et le ciment conventionnel. [17]

Les propriétés du ciment conventionnel ne sont pas suffisantes pour assurer un bon isolement du puits.

Flex STONE systèmes ont un module de Young élevé et une grande force de liaison entre les particules tout en conservant une faible perméabilité.

5.3. La nouvelle technologie flexSTONE

Les changements des températures résultant de la production de fluides à haute température ou par injection de fluides chauds, tels que la vapeur, peuvent élargir le casing et de créer de grandes contraintes dans la gaine de ciment.

Ces changements peuvent entraîner des contraintes de traction qui fissurent le ciment.

Le système Flex STONE offre des propriétés mécaniques qui peuvent être conçues pour répondre aux contraintes variables dans le puits de forage :

Perméabilité inférieure à celle du ciment conventionnel, une bonne résistance à la compression, une meilleure flexibilité et une bonne résistance chimique.

Le système Flex STONE est conçu pour être plus souple que la formation qu'il joint et l'expansion de la gaine de ciment se produit vers l'extérieur (vers la formation) et vers l'intérieur (vers le casing), assurant ainsi l'isolement hydraulique complet. [18]

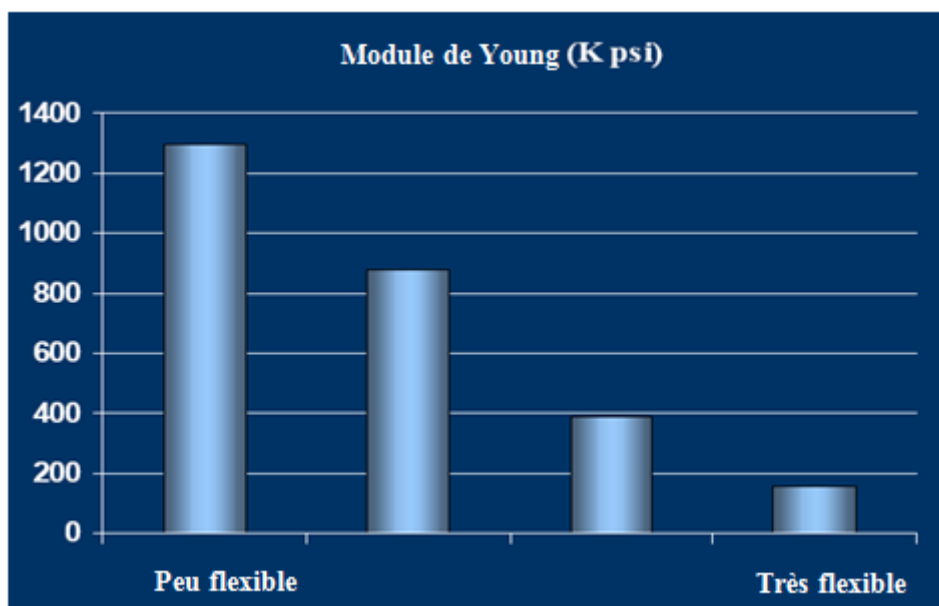


Figure 5.5: la relation entre le module de Young et la flexibilité du ciment. [17]

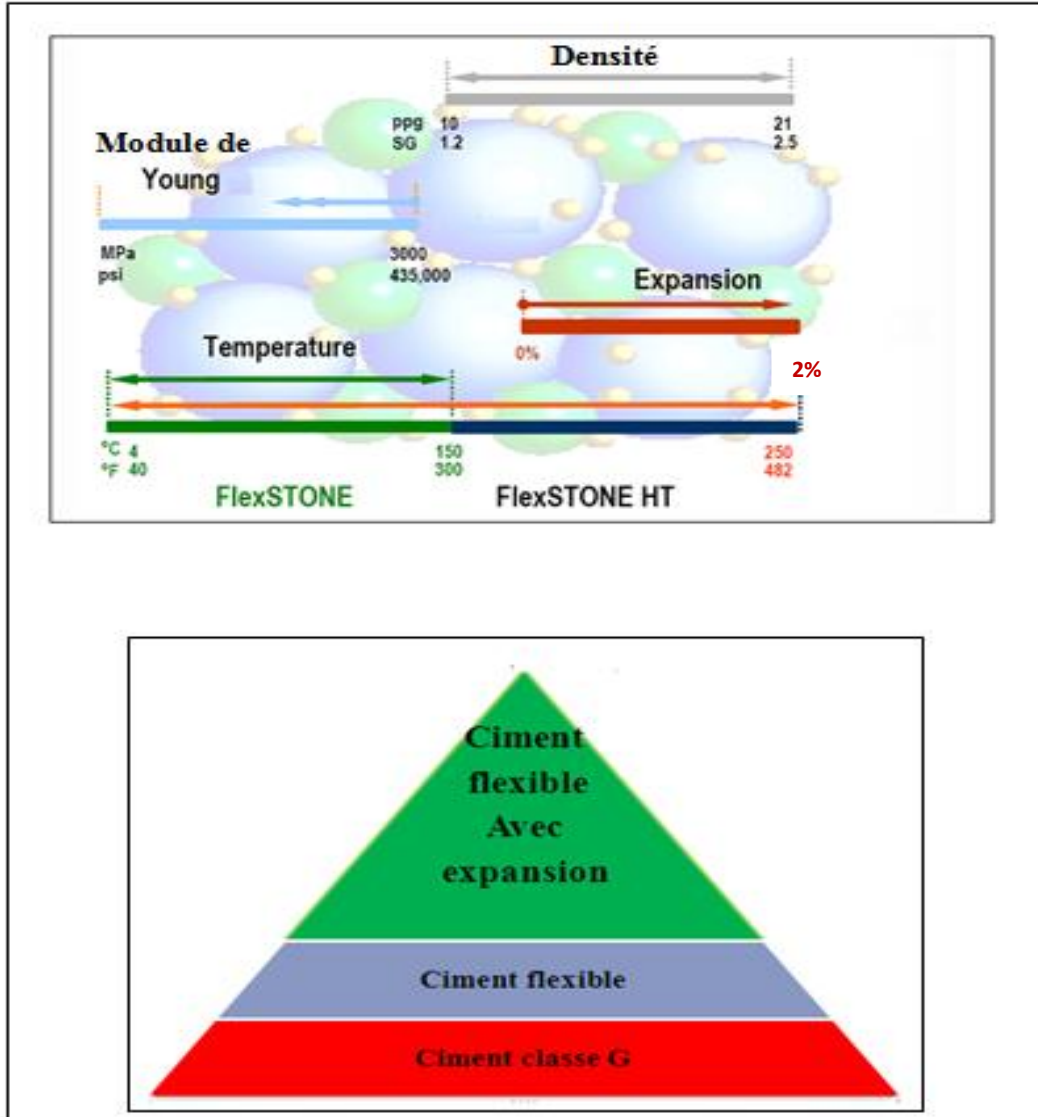


Figure 5.6 : Domaines des propriétés du système FlexSTONE. [17]

Chapitre 6. La formation LD2

Chapitre 6. La formation LD2

La formation LD2 est située au-dessus du réservoir de production à une profondeur entre 2600m et 2700m avec une épaisseur moyenne de 55m. Elle est caractérisée par la présence de dolomite et Marl. L'eau de chlorure de calcium(CaCl₂) caractérise la phase Lias Dolomitique ; au-dessous de cette section, le trias est représenté par TS2 et TS3, caractérisé par le sel, anhydride et une zone d'argile avec une perte de circulation. [20]

Tableau 6.1 : Géologie des puits de pétrole de Hassi-Messaoud. [20]

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE		120	Sable, calcaire à sillex
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux
		CENOMANIEN		145	Anhydrite, marne, dolomie
		ALBIEN		350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse
		APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire
		BARREMIEN		280	Argile, grés, dolomie
		NEOCOMIEN		180	Argile, marne, dolomie, grés
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
			L.S 2	30	Alternances sel et argile
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne
	TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
			TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
			TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite
		GRESEUX		35	Grés, argile
		ERUPTIF discordance hercynienne		0-92	Andésites altérées
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites
		ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites
	CAMBRIEN	Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux	
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges	
S O C L E					Granite porphyroïde rose

6.1 Caractéristiques de la formation LD2

- Haute pression (600 Bar=8000psi).
- Faible perméabilité initiale.
- Présence de CO₂ dissous en excès.
- La formation LD2 est très saline et acide (CO₂ Carbone Acide).
- Le mécanisme primaire du ciment et la corrosion de tubage sont dues à l'eau salée l'évolution de la concentration de CO₂ et l'existence limitée de magnésium.
- La haute pression de la formation LD2 et le faible gradient de fracturation de TA/TAG au-dessous de la zone LD2 conduisent généralement à cimenter dans un état sous-pression.
- La corrosion du tubage et la montée de flux en surface sont fortement liés. [19]

6.2 Analyse chimique de la formation LD2:

Les résultats d'analyse de cinq échantillons de l'eau de LD2 sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 6.2 : Analyse chimique de la formation LD2. [19]

-	paramètre	Echant.1	Echant.2	Echant.3	Echant.4	Echant.5
1	Chloride (mg/l)	237000	272000	236000	240000	244000
2	Calcium (mg/l)	114000	114800	112000	113500	115000
3	Magnesium(mg/l)	7300	6800	9720	6100	6250
4	Sulfate (mg/l)	480	690	490	670	510
5	Le fer (mg/l)	12.5	94	9.5	20	65
6	Turbidité FTU	2500	>4000	3650	2600	>4000
7	Les solides en suspension (mg/l)	3450	26450	6900	3850	16400
8	La densité (kg/m3) à 16°C	1.280	1.330	1.290	1.280	1.290
9	pH à 16°C	5.3	5.5	5.3	5.4	5.5

6.3 Mécanisme d'attaque de la formation LD2

- Contamination de la boue.
- Présence du CO₂.
- La pénétration de l'eau salée à travers la gaine du ciment.
- La corrosion du tubage.
- Le temps et le cout des travaux correctifs.

6.4 Etude physico-chimique de l'effet de LD2 sur le ciment

- La formation contient CaCO₃, MgCO₃.
- L'eau de LD2 contient CaCl₂, Ca(HCO₃)₂, CO₂ libre.

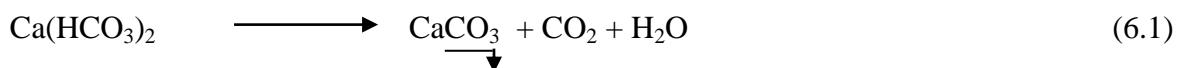
L'eau de formation LD2 se manifeste selon les valeurs de pression hydrostatique et celle de la formation selon quatre cas possibles : [21]

- **Egalite entre la pression de la formation LD2 et la pression hydrostatique (Pg=Ph)**

Dans ce cas, on a une égalité entre la concentration de dioxyde de carbone (CO₂) dissous et de carbonate de calcium(CaCO₃) .C'est un cas critique ou il peut y avoir un gradient de concentration entre les deux composants qui peut causer une fracturation de la formation et migration de l'eau corrosive.

- **La pression de la formation LD2 est supérieure à la pression hydrostatique (Pg>Ph)**

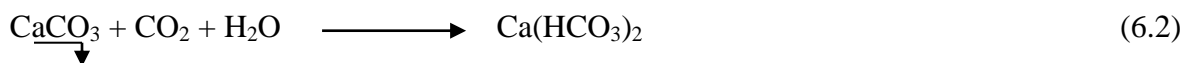
Sous l'effet de la haute pression de la formation LD2, le carbonate de calcium se décompose comme suit :



Cette réaction cause une expansion du dioxyde de carbone(CO₂), une précipitation du carbonate de calcium CaCO₃ et diminution de CO₂ dissous qui provoque un débit d'eau salée induisant à la destruction du ciment et corrosion du tubage.

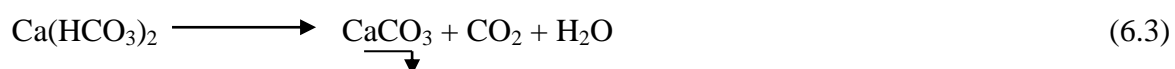
- **La pression de la formation LD2 est inférieure à la pression hydrostatique (Pg<Ph)**

C'est le cas désiré ou on à la réaction inverse, le CO₂ dissous attaque le précipité de CaCO₃ tout en diminuant son volume :



- **La pression de la formation LD2 est supérieure à la pression hydrostatique (Pg>Ph)**

Même raisonnement que celui du deuxième cas mais avec un grand débit du à la perméabilité élevée qui induit à l'effondrement du ciment.



6.5 Effet du LD2 sur le fluide de forage

- Haute pression dans l'espace annulaire entre 7" et 9" 5/8, ou entre 7" et tuyauterie de production.
- La densité diminue, viscosité augmente, la présence de l'eau augmente, Ty diminue, pH diminue, chlorure de calcium et les solides totaux dans la boue augmenteront.
- La boue est décrite par la présence d'une odeur spécifique de CO₂ et de CO.
- Le gain de boue dépend de la virulence du coup dehors :

a) les fortes densités et la forte présence de solides causent des caractéristiques rhéologiques instables.

b) la commande de la boue peut être difficile quand la quantité de calcium devient excessive. [19]

Chapitre 7. Etude expérimentale

7.1 Problématique

La formation LD2 est une section mobile, saline et corrosive qui peut poser des problèmes majeurs au travail de cimentation du puits à savoir: augmentation de la pression annulaire, corrosion provoquant l'effondrement du tubage de cimentation et par conséquent réduction du temps de production du pétrole.

Dans ce projet, nous allons proposer une solution qui permet de minimiser l'impact de cette formation sur le tubage de cimentation; il s'agit de formuler un ciment possédant de très bonnes performances à long terme et permet d'améliorer d'avantage le temps de production.

Dans une première partie nous proposons un design du système FlexSTONE™ de densité 2.09 g/cm^3 , puis passer à la vérification de ces performances tout en le comparant au ciment utilisé auparavant à savoir le système conventionnel.

7.2 Formulation du système FlexSTONE™

La composition du laitier est formulée d'une manière adaptée à la nature de la formation (LD2) afin d'assurer une bonne isolation zonale du puits en ajustant les propriétés mécaniques du ciment.

Pour réaliser cet objectif, il est nécessaire de modéliser le comportement mécanique de la gaine de ciment et cela se fait en utilisant le modèle d'analyse de contraintes (logiciel SAM) où la réponse est donnée sous les conditions du puits à savoir la température et la pression du fond du puits.

Une fois les propriétés mécaniques (module de Young, Coefficient de Poisson et la résistance à la traction) optimisées, on passe au design du blende répondant à ces contraintes ainsi qu'à la densité imposée par la hiérarchie des densités de la boue, le fluide intermédiaire et le laitier qui dit que la densité du laitier doit être supérieure à celle du fluide intermédiaire et qui à son tour doit être supérieure à celle de la boue de forage.

Les propriétés mécaniques du ciment durci constituent l'unique paramètre de performance du système FlexSTONE™. Elles sont contrôlées par le design du blende et la fraction volumique solide affectée par la température statique du fond du puits.

Le design du système FlexSTONE™ est fait en respectant les règles de la Technologie CemCRETE qui utilise trois types de particules de différentes tailles pour assurer l'effet de roulement:

- Particules fines ($<10\mu\text{m}$): elles sont utilisées à une concentration allant de 10% à 20% par rapport au volume de blende.

- Particules grosses ($100 \mu\text{m}$ à $500\mu\text{m}$): utilisées à une concentration allant de 40% à 55% du volume de blende.

- Particules moyennes ($30\mu\text{m}$ à $60\mu\text{m}$): utilisées à une concentration allant de 30% à 40% du volume de blende.

Le système doit contenir au moins 20% par volume de blende d'agent flexible comme particules de grande taille.

Le système doit contenir aussi une concentration comprise entre 3% et 5% par volume de blende d'agents d'expansion comme particules moyennes.

L'optimisation du design FlexSTONE de densité 2.09 g/cm^3 se fait en utilisant le logiciel WellBook basé sur l'historique des différents systèmes de ciments utilisés par Schlumberger.

Dans notre projet, l'optimisation du laitier se fait suivant la procédure suivante:

- Introduire les paramètres du puits (BHP=8000 Psi, BHCT=98°C, BHST=115°C).
- Fixer la densité à 2.09 g/cm^3 .
- Ajouter la composition de blende contenant:
 - Particules grosses: composées d'agents alourdissant et agents flexibles.
 - Particules moyennes: composées de ciment G et d'agents d'expansion.
 - Particules fines; composées d'agents permettant d'éviter la rétrogression du ciment.
- Ajouter la composition de la phase liquide qui contient les additifs suivants:
 - Le sel afin d'éviter le phénomène de l'osmose.
 - L'anti-moussant, le dispersant, l'agent de contrôle de la perte de fluide et le retardateur.
- Varier la concentration des composés de la phase liquide et solide tout en respectant les limites de la technologie CemCRETE afin d'avoir un laitier ayant une densité de 2.09 g/cm^3 et une fraction volumique solide entre 55% et 60%. [22]

➤ **Conception du système FlexSTONE™**

Les deux tableaux ci-dessous résument la composition de la phase solide et liquide.

BHST : 115 degC	BHCT: 98 degC	BHP : 8000 psi
------------------------	----------------------	-----------------------

Tableau 7.1 : composition de la phase solide.

Phase solide (total = 986.9 g)		SVF= 58.0 %
Code	Concentration	Masse (g/600mL)
G	35.0% BVOB	395.13
D181	23.0% BVOB	74.19
D166	12.0% BVOB	113.97
D165	13.0% BVOB	230.62
D178	13.0% BVOB	123.47
D174	4.00%BVOB	46.62

Tableau 7.2 : composition de la phase liquide.

Phase liquide (total = 234.6 g)		Porosité =58%
Code	Concentration	Masse (g/600 mL)
D206	2.00 L/tonne BVOB	1.97
D168	25.00 L/tonne BVOB	26.56
D080A	20.00 L/tonne BVOB	24.39
D110	2.0% L/tonne BVOB	2.22
FRESH_WATER	186.11 L/tonne BVOB	182.5
D044	18.00L/tonne BVOB	32.85

Le tableau ci-dessous résume les additifs utilisés avec leurs caractéristiques :

Tableau 7.3: caractéristiques des additifs. [23]

Code de l'additif	Nom	description	application	Densité (g/cm ³)	Domaine d'utilisation
G	Ciment Lafarge	Poudre grise	Particules moyennes	3.15	Illimité
D181	Polymère aliphatique	Poudre blanche	Agent flexible	0.9	10°C -150°C
D166	Silicate	sable	Agent alourdissant	2.65	Illimité
D165	hématite	Poudre de fer	Agent alourdissant	4.95	Illimité
D178	Silicate cristalline	Poudre blanche	Agent de rétrogression	2.65	Illimité
D174	Oxyde de calcium	Solide jaune	Agent d'expansion	3.22	27 à 110°C
D044	Chlorure de sodium	Solide blanc	sel	2.16	Illimité
D206	Silicate organique polymère	Liquide blanc	antimousse	1	Illimité
D168	Polymère Aliphatique amide	Liquide transparent	Agent de contrôle de perte de fluide	1.08	Jusqu'à 204°C (400°F)
D080A	Polymère aromatique	Liquide marron	dispersant	1.24	Jusqu'à 121°C (250°F)
D110	Glucoside dérivative	Liquide marron	retardateur	1.13	79°C à 149°C

7.3 Description des manipulations

Après avoir formulé et optimiser le laitier de ciment, nous allons à présent le soumettre aux différents tests de laboratoire : rhéologie, temps de prise, la résistance à la compression, la perte de fluide, l'eau libre, la sédimentation et l'expansion.

Dans cette partie nous allons décrire l'objectif de chaque essai ainsi que sa procédure.

7.3.1 Préparation du laitier de ciment :

- Placer une coupelle contenant la quantité requise d'eau sur la base du mélangeur ;
- maintenir le couvercle fermement sur le dessus de la coupelle et tourner avec une vitesse de 4000tours/min.
- retirer le couvercle et ajouter les additifs adéquats dans leurs ordres de mélange correct :
Anti moussant, additif de contrôle de perte de fluide, dispersant et retardateur.
- vérifier que les additifs sont dispersés dans l'eau du mélange et ne collent pas aux parois de la coupelle.
- ajouter la blende dans le mélange liquide durant 15 secondes.
- mixer le mélange avec une vitesse de 1200tours/min pendant 35secondes.



Figure 7.1: Mixeur.

7.3.2 Etapes de la préparation de fluide intermédiaire

- Mixer l'eau, l'anti mousse(D206), la bentonite(D182) et l'additif (D167) pour contrôler la perte de fluide pendant 5min.
- Laisser le mélange s'hydrater pendant 30min.
- Après l'hydratation on ajoute le chlorure de sodium (D044) et laisser le mélange s'hydrater durant 10min.
- Ajouter la barite (D031) et les deux surfactants (U066) et (F103), hydrater 10min.
- Conditionnement de mélange obtenu dans un consistomètre atmosphérique à une température de 98°C.

7.3.3 La rhéologie

Cette procédure décrit la méthode de détermination expérimentale des caractéristiques rhéologiques des laitiers de ciments. Cette procédure est spécifique dans la mesure où le même laitier est utilisé pour à la fois la mesure de la rhéologie après le mixage et après conditionnement.

a- Principe de la mesure

Le laitier de ciment est placé entre l'espace annulaire compris entre deux cylindres coaxiaux : le bob et le rotor. Le rotor est entraîné par un moteur à vitesse réglable et le bob est solidaire d'un ressort de torsion et d'un dispositif de mesure angulaire. Lors de la rotation du rotor, le laitier est entraîné et fait dévier le bob d'un angle de torsion donné. Les caractéristiques rhéologiques sont déterminées à partir de la relation entre la tension de cisaillement (déduite de la lecture de la graduation ; c'est-à-dire l'angle de torsion) et le taux de cisaillement (déduit de la vitesse de rotation).

b- Procédure de l'essai :

- Vérification et étalonnage de l'équipement de mesure.
- Mixer le laitier de ciment en suivant la procédure de préparation du laitier de ciment appropriée.
- Immédiatement après le mixage, homogénéiser le laitier dans le bol du mixeur avec une grande spatule et remplir la coupelle du viscosimètre jusqu'au trait de marque intérieur.
- Alors que le rotor est en rotation à la vitesse la plus lente (3tr/min), remonter la coupelle avec le laitier jusqu'à ce que celui-ci arrive au niveau du trait gravé sur le rotor.
- Après 10 secondes à cette vitesse, effectuer la lecture de déviation sur le cadran.

- Sans jamais arrêter la rotation, les autres lectures sont effectuées, d'abord à vitesse de rotation croissante puis décroissante, après une durée de 10 secondes à chaque vitesse, les lectures sont ainsi effectuées à 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300 puis 200, 100, 60, 30, 6, 3 tr/min.
- Après ces mesures, observer l'aspect du laitier, le dépôt de solides sur le dessus du bob ou au fond de la coupelle du viscosimètre après le test est le signe d'un problème potentiel de stabilité du laitier (sédimentation).
- Agiter le laitier pendant 20 minutes à la température de test désirée dans le consistomètre atmosphérique.
- Pendant cette période, préchauffer à la fois la coupelle du viscosimètre, le bob et le rotor à la température de test dans la coupelle chauffante.
- A la fin de la période de 20 minutes de conditionnement en température, enlever l'agitateur de la cellule du consistomètre, homogénéiser le laitier avec une grande spatule et remplir la coupelle du viscosimètre jusqu'au trait de marque intérieur (pendant toute la durée du test, la coupelle, le bob et le rotor doivent être maintenus à la température de test dans la coupelle chauffante).
- Suivre les mêmes démarches de réglage et effectuer les lectures à 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300 puis 200, 100, 60, 30, 6, 3 tr/min.
- Après 10 secondes d'arrêt, enclencher la vitesse de rotation de 3 tr/min et lire la déviation maximum obtenue sur le cadran (cette lecture correspond au gel initial).
- Après 10 minutes d'arrêt, enclencher la vitesse de rotation de 3 tr/min et lire la déviation maximum obtenue sur le cadran (cette lecture correspond au 10 minutes gel).
- Arrêter le viscosimètre et nettoyer l'ensemble.



Figure 7.2 : viscosimètre.



Figure 7.3 : Consistomètre atmosphérique

7.3.4 Test de compatibilité

Ce test a pour but de vérifier si le fluide de ciment n'a pas un risque de contamination avec le fluide de forage et le fluide intermédiaire.

Le test de rhéologie va être effectué sur trois types de mélanges : ciment/boue, ciment/fluide intermédiaire et fluide intermédiaire/boue.

La procédure à suivre est :

- préparer les trois fluides ; laitier, fluide intermédiaire et boue
- Effectuer la rhéologie de chaque fluide.
- préparation la composition des différents mélanges par dilution.
- test de rhéologie pour chaque mélange.

Tableau 7.4 : composition volumique de chaque mélange.

mélange	Boue ou ciment/FI (% volumique)	composition
#1	95 / 5	190 ml de ciment ou boue, 10 ml de Fluide intermédiaire
#2	75 / 25	158 ml du mélange 1 et 42 ml de fluide intermédiaire
#3	5 / 95	190 ml de fluide intermédiaire, 10 ml de boue ou ciment.
#4	25 / 75	42 ml de boue ou ciment, 158 ml du mélange 3.
#5	50 / 50	133 du mélange 2, 67 ml de fluide intermédiaire.

7.3.5 La perte de fluide (Fluid Loss)

- Préparer le laitier suivant la procédure API.
- Conditionner le laitier durant 20 minutes.
- Assembler la cellule et la remplir en laitier selon l'instruction du fabricant.
- Ajuster le cylindre dans la clôture jusqu'à ce que le verrou se place dans l'endroit précis.
- Insérer le thermocouple.
- Attacher le tuyau à haute pression au fond du cylindre.
- Régler la pression à 1000 Psi.



Figure 7.4 : Cellule de perte de fluide.

7.3.6 Test de mesure de l'eau libre

Ce test est un moyen de vérifier la stabilité du laitier en évaluant le degré de séparation de l'eau.

La procédure à suivre est :

- Préparation de laitier de ciment.
- Conditionnement du laitier à la température de circulation (BHCT) dans un consistomètre atmosphérique pendant 20 minutes.
- Verser le laitier dans une éprouvette graduée de 250ml.
- laisser le reposer durant deux heures dans les conditions ambiantes.

7.3.7 Test de sédimentation

- Préparer le laitier.
- Mettre le laitier dans le tube de sédimentation.
- Placer le tube dans un consistomètre sous pression BHP et température BHST pendant 24h (jusqu'à durcissement du ciment).
- Une fois durci ; enlever le ciment du tube et marquer le haut (top) et le bas (bottom) de l'échantillon.
- Couper 2.5cm de chaque extrémité (haut et bas).
- Diviser la section centrale en morceaux égaux (minimum 2 morceaux) et les maintenir dans l'ordre.
- La densité de chaque segment est calculée en utilisant le principe d'Archimède.



Figure 7.5 : Consistomètre.

7.3.8 Temps de pompabilité

Après avoir préparé le laitier de ciment ; on le verse dans une cellule qu'on dépose dans un consistomètre.

- Remplir la cellule par le laitier.
- mettre la cellule dans le consistomètre.
- mettre le moteur de rotation en marche et placer le potentiomètre.
- Le conteneur du laitier est tourné à une vitesse constante de 150tr/min pour assurer la circulation du ciment dans le conteneur.
- insérer le thermocouple.
- Sérer le thermocouple une fois l'huile est remplie
- Régler la température et la pression selon les conditions du puits.
- lancer le test.
-

7.3.9 Résistance à la compression

Le but de ce test est de déterminer la résistance du ciment à la compression tout en simulant les conditions du fond du puits (pression et température), pour compléter ce test il y'a deux méthodes disponibles :

a- La méthode mécanique

Cette dernière se fait en trois étapes :

- préparer des cubes de ciment ;
- mettre les cubes dans un four (curing chamber) réglé selon les conditions du puits.
- Finalement on brise le cube dans une machine à crush afin de déterminer sa résistance à la compression ainsi que la force de résistivité du ciment.

b- la résistance à la compression avec des ondes ultrasoniques

- préparer le laitier.
- Verser le laitier dans la cellule.
- placer la cellule dans l'appareil de l'UCA.
- programmer la température et la pression à BHP et BHST respectivement.
- lancer le test.

7.3.10 Test d'expansion

- préparer le laitier.
- mettre le laitier dans une cellule d'expansion.
- prendre la mesure initiale de l'ouverture de la cellule.
- Mettre la cellule dans un bain marie (98°C).
- suivre l'évolution de l'ouverture tous les deux jours.



Figure 7.6 : Cellule d'expansion.

7.3.11 Test de corrosion

Un test de corrosion est effectué en immergeant deux cubes de deux ciments différents : FlexSTONE et Conventionnel dans une solution LD2 durant deux mois afin de suivre l'effet de cette dernière sur les deux échantillons.

Une prise de masse des deux cubes et est effectué chaque trois jour.

7.4 Expression des résultats

➤ Test de rhéologie

Les résultats obtenus de la rhéologie du ciment, de la boue et du fluide intermédiaire sont résumés dans les tableaux suivants :

Tableau 7.5: Résultats de la rhéologie du laitier.

Test de rheologie								
	T _{surface} : 27 °C				T _{puits} : 88 °C			
Vitesse (tr/min)	Lecture ascendant	Lecture descendant	moyenne	A/B	Lecture ascendant	Lecture descendant	moyenne	A/B
300	294.0	292.0	293.0	1.01	244.0	243.0	243.5	1
200	257.0	244.0	250.5	1.05	197.0	186.0	191.5	1.06
100	167.0	150.0	158.5	1.11	134.0	122.0	128.0	1.1
60	114.0	98.0	106.0	1.16	87.0	71.0	79.0	1.23
30	70.0	57.0	63.5	1.23	42.0	30.0	36.0	1.4
6	29.0	21.0	25.0	1.38	13.0	11.0	12.0	1.18
3	22.0	15.0	18.5	1.47	12.0	9.0	10.5	1.33
10 sec gel	-				4			
10 min gel	-				19			
A/B moyen	1.2				1.26			

Tableau 7.6: Résultats de la rhéologie du fluide intermédiaire et de la boue.

Test de rheologie						
	T _{boue} : 88 °C			T _{fluid intermediaire} : 88 °C		
Vitesse (tr/min)	Lecture ascendante	Lecture descendante	moyenne	Lecture ascendante	Lecture descendante	moyenne
300	53	47	50	122	120	121
200	38	35	36.5	93	92	92.5
100	27	24	25.5	59	57	58.5
60	24	19	20	44	40	42
30	16	17	15	26	25	25.5
6	11	10	10.5	15	11	13
3	8	11	9.5	13	9	11

On procède maintenant au choix du modèle décrivant la rhéologie de ce laitier. Pour cela, on trace d'abord la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement.

Le calcul de ces deux grandeurs se fait comme suit :

$$\text{Contrainte de cisaillement} = k_1 \cdot k_2 \cdot \theta$$

$$\text{Vitesse de cisaillement} = k_3 \cdot N$$

Avec :

k_1 : la tension de torsion du ressort ;

k_2 : la contrainte de cisaillement constante pour la surface efficace du bob ; cm^{-3}

k_3 : la constante de vitesse de cisaillement ; sec^{-1}

θ : la lecture moyenne; (deg)

N : la vitesse de rotation du cylindre externe ; tour/min

Les résultats calculés sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 7.7 : Contrainte de cisaillement et vitesse de cisaillement du laitier.

	$T_{\text{surface}} : 27 \text{ }^{\circ}\text{C}$		$T_{\text{puits}} : 88 \text{ }^{\circ}\text{C}$		
Vitesse (tr/min)	Contrainte de cisaillement	Vitesse de cisaillement	Vitesse Tr/min	Contrainte de cisaillement	Vitesse de cisaillement
300	1741.71	255.09	300	1447.46	255.09
200	1489.07	170.06	200	1138.35	170.06
100	942.19	85.03	100	760.88	85.03
60	630.11	51.02	60	469.61	51.02
30	377.47	25.51	30	214.00	25.51
6	148.61	5.10	6	71.33	5.10
3	107.00	2.55	3	62.42	2.55

*Remarque :

Le type de rotor/bob nous permet de choisir les constantes k_1 , k_2 et k_3 à partir des tableaux (voir annexe 9)

Pour assurer une bonne lecture ; on a choisi R1B5 avec un facteur de tension F1, ce qui nous donne (voir annexe) :

$$k_1 = 386 \text{ (dyn.cm)/deg}$$

$$k_2 = 0.0154 \text{ cm}^{-3}$$

$$k_3 = 0.8503 \text{ sec}^{-1}$$

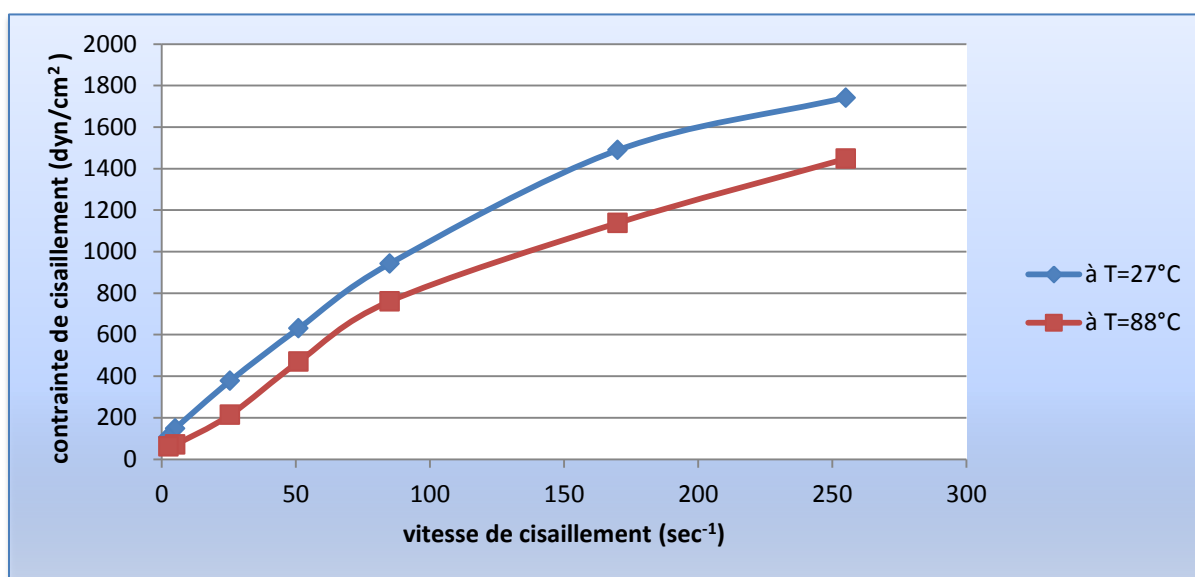


Figure 7.7: Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement Avant et après conditionnement.

Le logiciel LabDB simule ces deux courbes à un modèle approprié qui donne le meilleur R^2 . Dans notre cas, le modèle de Bingham décrit bien notre rhéologie (voir annexe 4 et 5), les résultats trouvés sont résumés dans les tableaux suivants :

Tableau 7.8 : Viscosité plastique et point de cisaillement du laitier (logiciel).

	$T_{\text{surface}} : 27 \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{\text{puits}} : 88 \text{ } ^\circ\text{C}$
P_v (cP)	269.3	227.898
T_y (lbf/100ft²)	51.24	30.89

Tableau 7.9 : Viscosité plastique et point de cisaillement de la boue et du fluide intermédiaire (logiciel).

	$T_{\text{boue}} : 88 \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{\text{fluide intermédiaire}} : 88 \text{ } ^\circ\text{C}$
P_v (cP)	36.3	104.4
T_y (lbf/100 ft²)	13.37	19.94

Remarque : la détermination de p_v et T_y de la boue et du fluide intermédiaire se fait de la même manière que celle du laitier de ciment.

P_v et T_y peuvent être calculées théoriquement en utilisant les formules suivantes :

$$P_v = 1.5F (\theta_{300} - \theta_{100})$$

$$T_y = (\theta_{300}) F - P_v$$

Avec :

P_v : viscosité plastique (cP).

T_y : point de cisaillement (lbf/100ft²).

F : facteur de tension du ressort.

θ_x : lecture du viscosimètre à x

Les résultats obtenus sont résumés dans les tableaux suivants :

Tableau 7.10: Viscosité plastique et point de cisaillement du laitier (théorique).

	$T_{\text{surface}} : 27 \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{\text{puits}} : 88 \text{ } ^\circ\text{C}$
P_v (cP)	201.75	173.25
T_y (lbf/100 ft²)	91.25	70.25

Tableau 7.11 : Viscosité plastique et point de cisaillement de la boue et du fluide intermédiaire (théorique).

	T_{boue} : 88 °C	T_{fluide intermédiaire} : 88 °C
Pv (cP)	36,75	93,75
Ty (lbf/100 ft²)	13.25	27,25

➤ **Test de compatibilité**

Tableau 7.12: Paramètres de détermination de la compatibilité.

R<0	compatible
0<R<40	compatible
41<R<70	Peu incompatible
R>71	Très incompatible

Pour éviter le risque de contamination, on se réfère à l'indice R qui exprime la force de liaison entre les molécules.

R= (plus grande valeur lue à 100rpm de mélange)- (plus grande valeur lue à 100rpm de 100%boue, ciment ou FI).

Les résultats obtenus se résument dans les tableaux suivants :

○ **Compatibilité ciment /boue**

Tableau 7.13 : Compatibilité entre le ciment et la boue.

mélange	Les lectures du viscosimètre (tr/min)							R (indice de compatibilité)
	300	200	100	60	30	6	3	
100%boue	50	36.5	25.5	20	15	10.5	9.5	-
95%ciment, 5%Boue	+300	+300	246.5	175.5	119	48.5	36	143.5 incompatible
75%ciment, 25%Boue	+300	286	168	118.5	78	34.5	26.5	65 incompatible
50%ciment, 50%Boue	102	92	57.5	41.5	29.5	14.5	11.5	- 45.5 compatible
25% boue, 75%ciment	65	50.5	34	26	18.5	10.5	9	-35 compatible
5% boue, 95%ciment	65	55	36	25.5	16.5	11	10	-67 compatible
100%ciment	281	193	103	65	36	9.5	7.5	-

○ **Compatibilité fluide intermédiaire /boue :**

Tableau 7.14 : Compatibilité entre la boue et le fluide intermédiaire.

mélange	Les lectures du viscosimètre (tr/min)							R (indice de compatibilité)
	300	200	100	60	30	6	3	
95%boue, 5% FI	177	132	84.5	64	45	27	23.5	26 compatible
75%boue,2 5% FI	183	141	97	74.5	55.5	34	28.5	38.5 compatible
50%boue,5 0% FI	163	130	91	74	58	35.5	27.5	32.5 compatible
25% boue, 75% FI	145	113	75.5	57.5	44	27	23.5	17 compatible
5% boue, 95% FI	142	111.5	76	58.5	42	22.5	18	17.5 compatible
100% FI	121	92.5	58.5	42.0	25.5	13.0	11.0	-

○ **Compatibilité fluide intermédiaire /ciment**

Tableau 7.15: Compatibilité entre le ciment et le fluide intermédiaire.

mélange	Les lectures du viscosimètre (tr/min)							R (indice de compatibilité)
	300	200	100	60	30	6	3	
95%ciment, 5% FI	+300	231	134	97.5	63.5	23.5	16	31 compatible
75%ciment, 25% FI	240	179	113.5	83.5	63.5	34	26.5	10.5 compatible
50%ciment, 50% FI	171	128.5	83.5	63	47.5	30	25	- 19.5 compatible
25% ciment, 75% FI	140	114.5	81	62	51	34.5	28	- 25.5 compatible
5% ciment, 95% FI	122	100	74.5	62	51	37	31	- 28.5 compatible

➤ **Test de l'eau libre**

Test d'eau libre		
Test statique (2hr)	0.0ml/250ml	27 °C Sédimentation : non

Le pourcentage de l'eau libre est calculé par la formule suivante :

$$\% \text{ FF} = (V_{\text{FF}} \times \rho \times 100) / M_s$$

% FF = pourcentage de l'eau libre (free fluide).

V_{FF} = Volume de l'eau libre (ml).

ρ = La densité (g/cm^3).

M_s = Masse initiale du laitier.

Donc :

$$\Rightarrow \text{FF} = 00 \%$$

➤ Test de la perte de fluide

Test de perte de fluide			
Test (30min)	V=10ml	T=98 °C	P=1000psi

Le volume de la perte de fluide est calculé par la formule suivante :

$$\text{FI} = 2 \times (V \times 5,477 / \sqrt{t})$$

Lorsque $t = 30\text{min}$:

$$\text{FI} = 2 \times V \Rightarrow \text{FI} = 20\text{ml}$$

Avec : **FI** : Le volume de la perte de fluide (ml).
V : le volume récupéré du filtre presse (ml).
t : le temps de la manipulation en minutes.

➤ test de sédimentation

Tableau 7.16: Résultats de masse et densité des échantillons.

Test de sédimentation			Pression : 8000psi Température : 115 °C	
		La masse de l'échantillon(g)	La masse en suspension dans l'eau (g)	La densité
Haut	1	26.61	12.85	2.070
	2	38.92	18.72	2.079
	3	34.47	16.51	2.087
	4	36.58	17.47	2.094
	5	36.17	17.17	2.106
Bas	6	30.47	14.44	2.110

➤ **Test de temps de pompabilité :**

Le graphe présente la consistance en fonction du temps tout en simulant les conditions du puits (voir annexe 7), les points remarquables sont représentés dans le tableau ci-après.

Tableau 7.17: Evolution du temps de prises.

Consistance	temps
POD	5h45min
40Bc	5h54min
70Bc	5h53min
100Bc	5h55min

➤ **Test de la résistance à la compression**

Tableau 7.18: évolution de la résistance au cisaillement.

Temps	Résistance à la compression
27h10min	500 psi
48h00min	6300 psi
68h10min	6700 psi

➤ **Test d’UCA mécanique**

La pression exercée sur le cube de FlexSTONE™ est calculée comme suite:

$$P=F /S$$

P : pression

F : la force

S : la surface du cube (4 inch²)

AN :

⇒ P=4866.75 psi=335.8057 bar

7.5 Interprétation des résultats

✓ La rhéologie

- Le logiciel labDB simule bien la rhéologie du laitier au modèle de Bingham ($R^2=0.91$) et donne des valeurs de Pv et Ty respectant la hiérarchie suivante :

$$(Pv)_{\text{Laitier}} > (Pv)_{\text{fluide intermédiaire}} > (Pv)_{\text{boue}}$$

$$(Ty)_{\text{Laitier}} > (Ty)_{\text{fluide intermédiaire}} > (Ty)_{\text{boue}}$$

- les résultats de (A/B) moyen donnent une valeur proche de 1 ; cela signifie que le laitier formulé à une bonne rhéologie (pas de sédimentation).
- Après 10 min, on lit une valeur de 19 qui est inférieure à 50 selon les conditions requises par la formation ce qui nous induit à dire qu'il n'y a pas de formation de gel.

✓ Le temps de pompabilité (thickening time)

La courbe présente l'évolution de la consistance en fonction du temps (voir annexe 7).

Le test est simulé aux conditions de travail de cimentation effectué dans le chantier.

Dans une période d'une heure et demie de temps, la température et la pression restent constantes ($T=30^{\circ}\text{C}$, $P=1\text{atm}$);c'est l'étape de mixage des composants du ciment.

Après ce temps, on simule le pompage du ciment dans le puits d'où l'augmentation de la température et la pression.

- Le premier point remarquable dans la courbe c'est le POD (point of departure) ou le ciment commence à geler, le temps correspondant est de 5heures et 45minutes.
- Selon API le temps de pompage est obtenu à 40BC, au-delà de cette limite, le ciment est impompable. Cette courbe nous donne un temps de pompage estimé à 5 heures et 54minutes.
- A 70BC, c'est le point ou le ciment devient totalement dur, le temps nécessaire pour l'atteindre est de 5 heures et 53minutes.

✓ La résistance à la compression (UCA)

Le graphe (voir annexe 10) représente l'évolution de la force de compression en fonction du temps tout en simulant la température statique du fond du puits ($BHST=115^{\circ}\text{C}$) dans un testeur de la résistance à la compression (compressive strength) lié à un simulateur.

Deux points sont remarquables dans ce graphe :

- WOC (weight on cement): c'est le point correspondant à une pression de 500psi (34.46 bar) qui va prendre un temps de 27heures et 10 minutes pour l'atteindre, durant cette période l'opération de forage ne peut pas être effectuée.
- Point de perforation : c'est le point où la force de la résistance à la compression atteint son maximum et reste constante. FlexSTONE offre une très grande résistance aux chocs et aux stress de fond, en effet il peut résister à une pression allant jusqu'à 6700psi (461.75bar).
- Dans la courbe, on trouve aussi l'évolution du temps de transition en fonction du temps qui va être utilisé dans un logiciel permettant de détecter les erreurs de la cimentation.

✓ **la compatibilité**

- pour vérifier si les mélanges sont compatibles ou pas on calcule l'indice de compatibilité **R** qui exprime la force de liaison entre les molécules de chaque mélange.
- Les résultats obtenus montrent que le ciment et la boue sont incompatibles par contre le fluide intermédiaire est compatible avec le ciment et la boue, ce qui garantira d'éviter la contamination entre la boue et le ciment.

✓ **La perte de fluide (fluid loss)**

Le résultat obtenu est satisfaisant et répond aux exigences requises par la formation; la perte de fluide ne doit pas excéder 50 ml/30 min.

Par conséquent, le ciment ainsi formulé assure une bonne résistance à la compression et un bon durcissement.

✓ **L'eau libre (free fluid)**

Le résultat obtenu après deux heures est de 00ml ce qui nous informe que le système est bien stable et homogène d'où le ciment ne perd pas son eau dans les conditions atmosphériques.

✓ **Sédimentation**

Les résultats obtenus varient entre 2.07g/cm^3 en haut et 2.11 g/cm^3 en bas avec une marge de 0.01 g/cm^3 entre chaque deux morceaux successifs.

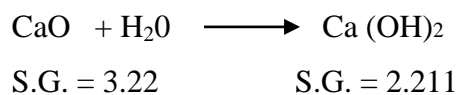
Ces valeurs nous amène à dire qu'il y a une grande compacité entre les particules des trois tailles différents (grosse, moyenne, petite) et leurs bonne arrangement et homogénéisation d'où la légère sédimentation et cela en se référant aux normes API.

✓ **L'UCA mécanique**

La valeur de pression à laquelle peut résister le ciment FlexSTONE est proche de 7000 psi, additionné à celle du tubage qui peut atteindre 3000psi devient supérieure à celle de la formation (8000psi) ce qui minimise le risque que la formation LD2 débite.

✓ **L'expansion**

A partir du graphe ci-dessous; on constate la progression de l'expansion en fonction du temps jusqu'à ce qu'elle atteigne 0.9%, cette dernière est due à l'hydratation de l'agent d'expansion (D174) ; oxyde de calcium ; de densité 3.22 g/cm^3 en hydroxyde de calcium (Ca(OH)_2) de densité 2.211 g/cm^3 comme suit:



Le concept est que l'expansion du ciment comble toute lacune, réduit la porosité, empêche la formation des micro-anneaux et assure une bonne liaison entre la formation et le ciment, ou entre le tubage et le ciment.

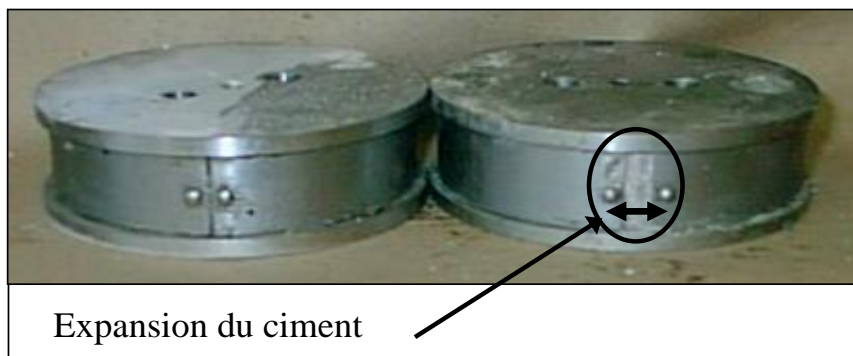


Figure 7.9 : L'expansion de système FlexSTONE™ à la température statique.

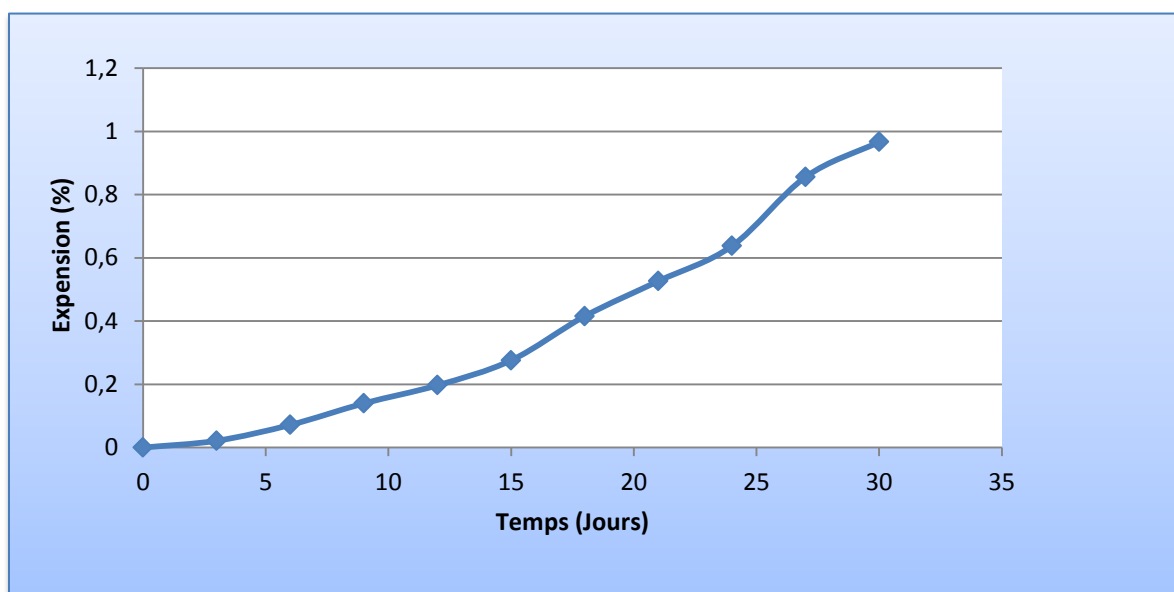


Figure 7.8 : L'expansion de système FlexSTONE™ à la température statique.

7.6 Comparaison des résultats

7.6.1 Comparaison des designs

La composition des deux laitiers est résumée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7.19 : Comparaison des designs du système FlexSTONE et Conventionnel.

	FlexSTONE™	Conventionnel
Phase solide	<ul style="list-style-type: none"> - Ciment G - Agent flexible (D181) - Silicate (D166) - Hématite (D165) - Agent de rétrogression (D178) - Agent d'expansion (D174) 	<ul style="list-style-type: none"> - Ciment G - Silicate (D066) - Hématite(D076)
Phase liquide	<ul style="list-style-type: none"> - Anti-mousse (D206) - Dispersant (D080A) - Contrôle de perte de fluide (D168) - Retardateur (D110) - Eau - Chlorure de Sodium (D044) 	<ul style="list-style-type: none"> - Anti-mousse (D206) - Dispersant (D080A) - Contrôle de perte de fluide (D168) - Retardateur (D110) - Eau - Chlorure de Sodium (D044)

Les deux laitiers ont une composition de phase liquide identique ; par contre la composition de blende est différente ; il y a présence des agents supplémentaires dans le système FlexSTONE™ .(agent flexible et agent d'expansion).

7.6.2 Comparaison des performances

Tableau 7.20: les résultats des tests effectués sur le ciment conventionnel et le système FlexSTONE.

		FlexSTONE™	Conventionnel
La rhéologie	Pv (cP)	227.898	146.2
	Ty(lbf/100ft²)	30.89	22.22
La perte de fluide (ml/30min)		20	35
L'eau libre (ml/250ml)		0	0
La résistance à la Compression (psi)		6700	5150
UCA mécanique (psi)		4866.75	4163.75
Sédimentation		Légère	oui
Expansion		Oui	Non
Résistance à la formation LD2		forte	faible

- Les figures suivantes illustrent les performances du ciment conventionnel et celles du système FlexSTONE™ :

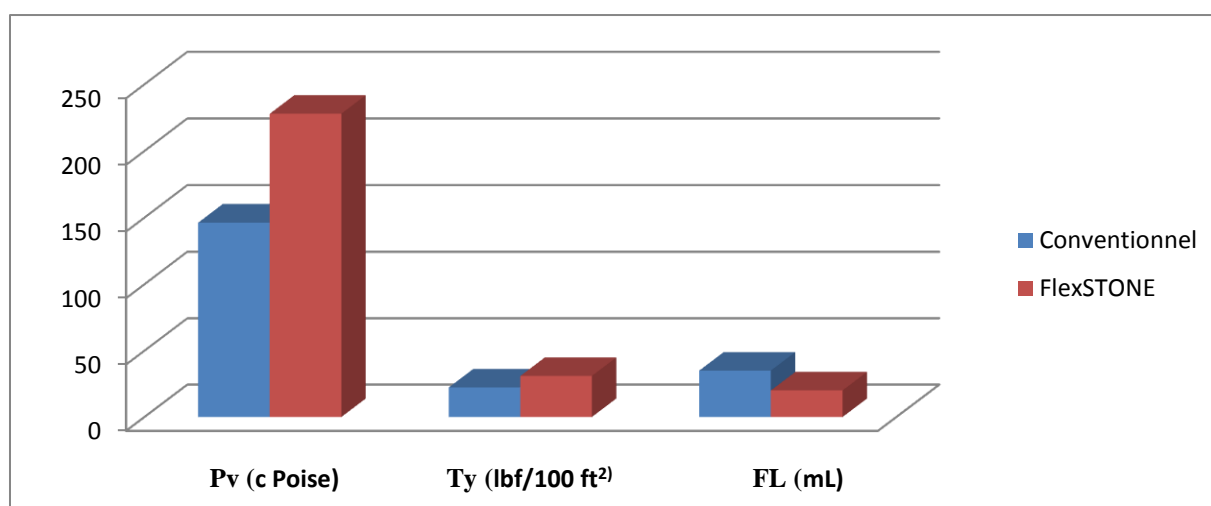


Figure 7.10 : Comparaison des caractéristiques rhéologiques et fluide loss (FL) des deux systèmes.

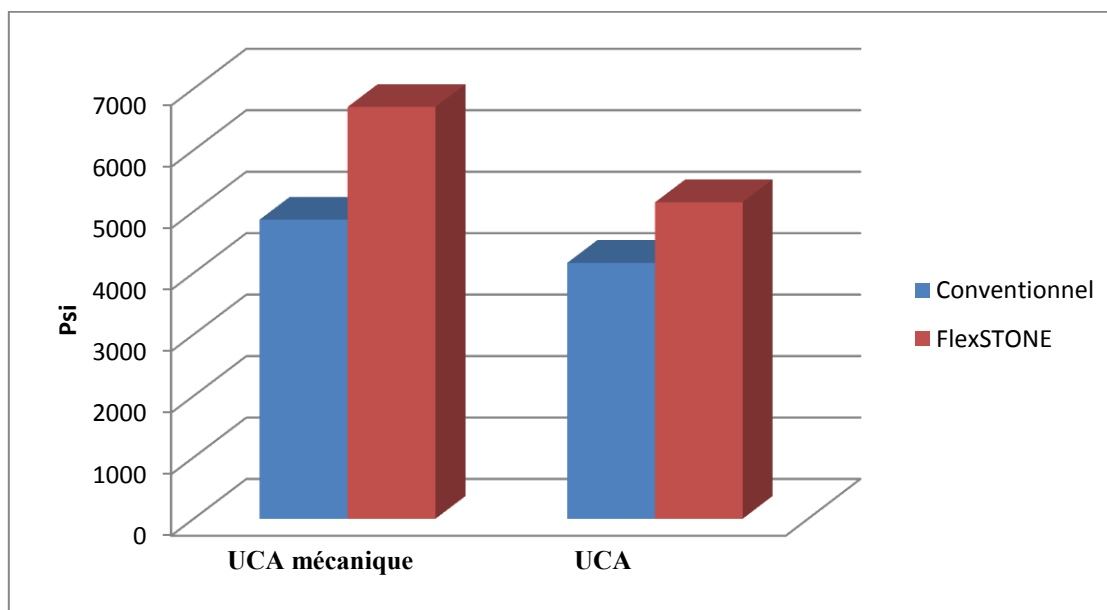


Figure 7.11 : comparaison de la résistance au cisaillement des deux systèmes.

7.6.3 Résistance des deux laitiers à la formation LD2

Ce tableau résume les résultats de l'évolution des masses des deux laitiers dans l'eau LD2 en fonction du temps :

Tableau 6.21 : évolution des masses des deux laitiers dans l'eau LD2.

Temps (jours)	FlexSTONE™ (g)	Ciment conventionnel (g)
1	269.77	267.82
3	262.30	257.03
6	261.79	256.97
9	256.17	245.22
12	252.56	241.75
15	251.58	221.98
18	249.55	218.88
21	247.75	210.26
24	250.46	209.31

Le graphe ci-dessous illustre l'influence de l'eau corrosive LD2 sur les deux laitiers.

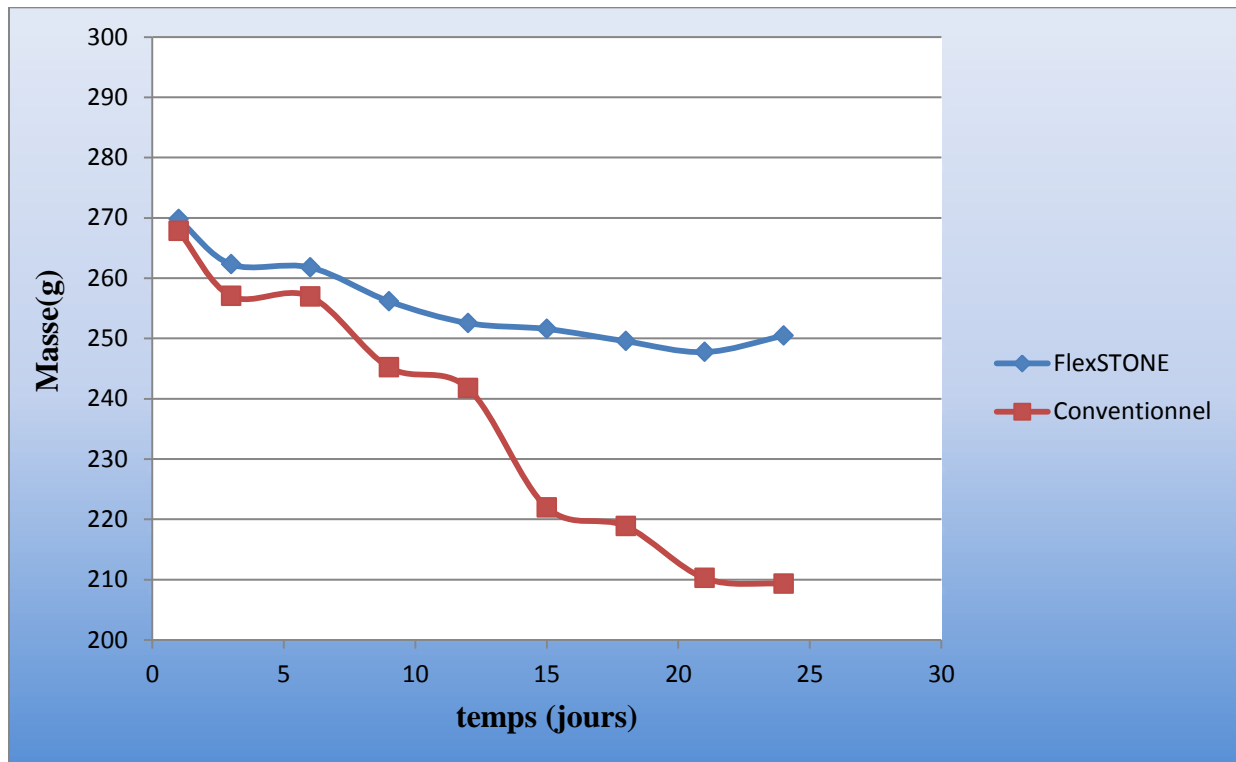


Figure 7.12: l'évolution des masses des deux systèmes en fonction du temps.



Figure 7.13 : les deux cubes Avant l'immersion dans LD2. [25]

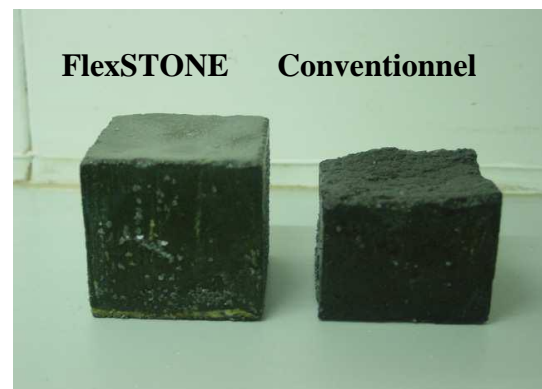


Figure 7.14 : les deux cubes après un mois dans LD2. [25]

D'après les résultats, il est clair que le système FlexSTONE™ résiste beaucoup mieux aux attaques de l'eau LD2 que le ciment conventionnel.

La zone LD2 a été cimentée avec un ciment conventionnel, basé sur un ciment de classe G et le mélange de silice pour empêcher la force de rétrogression car la température statique du fond de puits éprouvée par le ciment était au-dessus de 110°C.

18 % du poids de l'eau du chlorure de sodium ont été ajoutés au mélange, afin de réduire ou minimiser la dissolution du sel de la formation dans le laitier, qui pourrait troubler l'instabilité. Afin d'améliorer l'issue d'isolation zonale, le système de ciment utilisé doit adapter aux efforts élevés imposés par les conditions du puits des champs de HASSI Messaoud, aussi bien que réduire le risque de la formation des micro-anneaux dans la formation, abaissant la perméabilité du système de ciment, aiderait à atténuer la diffusion de la saumure LD2 et l'attaque chimique par le ciment et donc la corrosion supplémentaire du tubage.

Le système FlexSTONE™ fournit une nouvelle approche pour concevoir l'isolement zonal à long terme pendant la durée de vie du puits, il est basé sur la distribution des tailles des particules.

L'utilisation des particules flexibles dans la technologie FlexSTONE™ combinée avec l'agent d'expansion, permet au système d'avoir les propriétés mécaniques voulues. Par conséquent ce système peut être formulé pour s'adapter aux stresses.

Le système FlexSTONE™, en raison du faible module de Young, peut également être conçu pour réaliser un degré d'expansion élevé sans causer le risque d'échec interne de la gaine du ciment, l'expansion assurera une amélioration de la liaison à l'interface de formation-ciment.

Un autre avantage principal du système FlexSTONE™ est la faible perméabilité comparée à celle du ciment conventionnel.

Ce mélange spécifique de flexSTONE™ a été conçu pour augmenter la flexibilité du système pour surmonter la déformation du tubage, au même temps ce nouveau système assure une résistance élevée aux chocs.

La technologie FlexSTONE™ empêche également n'importe quelle force de rétrogression pour des puits avec BHST au-dessus de 110°C.

Conclusion générale et perspectives

Conclusion

Dans les champs de Hassi Messaoud, formuler un bon ciment garantissant un lien fort entre le ciment et le tubage s'avère très délicat et cela est dû à la formation des micro-anneaux durant la variation des conditions du puits.

Par conséquent l'isolation zonale de la formation LD2 est difficile à réaliser à cause de la production continue de l'eau LD2 ce qui induit la pression annulaire et réduit la durée de vie de la gaine de ciment.

Ce travail a été mené sur un système de ciment FlexSTONE utilisé dans le domaine pétrolier pour servir comme une gaine de ciment entre la formation LD2 et le tubage du puits, le but principal de cette étude était l'amélioration des performances de ce système afin de régler quelques problèmes rencontrés dans les premiers pompages de ce laitier en 2006.

En effet, on a modifié l'agent d'expansion qui en 2006 ne résistait qu'aux hautes températures et dans les zones de températures relativement basses on avait le problème de formation des micro-anneaux qui persistait, en plus de cela l'analyse du travail de cimentation par simulation a prouvé que l'on avait aussi un problème de sédimentation.

De ce fait on a optimisé un nouveau design de sorte à maximiser la fraction volumique solide afin d'améliorer les propriétés rhéologiques et mécaniques, minimiser la sédimentation, réduire la perméabilité et la porosité, augmenter la flexibilité en ajoutant un agent flexible qui minimise le module de YOUNG, modifier l'agent d'expansion afin qu'il puisse fonctionner à des températures relativement basses.

La nouvelle technologie FlexSTONE™ permet l'optimisation des propriétés mécaniques du ciment répondant aux exigences de la formation LD2 telle que la flexibilité (un faible module de YOUNG) et une expansion efficace, minimisant ainsi la formation des micro-anneaux.

La taille des particules solides et la faible perméabilité du système FlexSTONE™ confèrent une très bonne résistance aux attaques chimiques par rapport au ciment conventionnel, donc une résistance à la corrosion et une protection de tubage améliorée.

L'utilisation de système FlexSTONE™ permet l'élimination de la pression annulaire, réduit les risques de la détérioration de la gaine du ciment, minimise les risques environnementaux et abaisse le coût de travail en puits.

La technologie FlexSTONE™ a été introduite avec succès et normalisée dans le gisement de pétrole géant de Hassi-Messaoud pour cimenter le tubage à travers la zone LD2 afin de maintenir l'intégrité de tubage et réaliser l'isolement zonal à long terme en Algérie.

Conclusion

A la lumière des résultats de la résistance au cisaillement, expansion, rhéologie et la résistance à l'eau de formation LD2, nous avons trouvé que le système de ciment FlexSTONE exhibe des performances supérieures à celles du ciment conventionnel.

La vérification de cette conclusion sera une perspective pour ce travail lors de la réalisation de la cimentation à long terme.

Perspectives

Dans le but de confirmer quelques résultats obtenus dans cette étude des travaux de cimentation à long terme sont en cours.

Une protection cathodique du tubage de cimentation est une alternative très intéressante.

La corrosion met en jeu 2 paramètres :

- Le métal.
- L'élément agressif.

Si l'on veut lutter contre ce phénomène de destruction, on peut intervenir sur ces deux paramètres :

- Le métal en améliorant les performances du ciment afin qu'il soit moins poreux, et adhérent, ou bien par une protection cathodique par une anode sacrificielle (déterminer le nombre d'anodes qu'il faut, sa surface et bien sûr la nature du métal).
- Le liquide agressif en ajoutant des inhibiteurs.

En plus, un aspect de modélisation est envisagé de l'évolution des propriétés du ciment du puits au cours des sollicitations physico-chimiques ; il s'agit d'optimiser un nouveau système (EverCRETE) qui résiste à CO₂.

Annexes

Annexe 1

LES EQUIPEMENTS

Les services du laboratoire se basent sur les efforts des ingénieurs de field oil dans le but de réaliser une bonne procédure de cimentation, déterminer la qualité d'assurance et la qualité du contrôle du ciment et de ces additifs.

Ce dernier est réalisé à l'aide des équipements suivants :

Mixeur de vitesse constante (modèle 3060) :

Le mixeur de vitesse constante fournit toutes les fonctions nécessaires pour mélanger les laitiers de ciment selon API (voir la figure). Le mixeur peut être utilisé pour mélanger d'autres matières pour tondre ces matières sèches ou liquides sensibles.

Le test détaillé dans l'API a montré que les méthodes de mixage des laitiers s'effectueront avec le temps de prise.

Le mixeur 3060 est conçu selon les spécifications 10B de l'API.

Les tests dans l'API ont aussi montré des variations dans le temps de prise suite aux lames du mixeur portées ou érodées ; pour cela les lames durcies portées devront être remplacées par de nouvelles lames durcies après l'exposition des signes d'érosion.

La vitesse du mixage est de 4000tr/min en 15 secondes en introduisant la phase solide, puis on l'augmente immédiatement à 12000tr/min durant 35 secondes, assurant la conformité avec l'API des spécifications 10B.



Figure 1. Mixeur

Balance pressurisée :

La balance pressurisée est un appareil de mesure pour déterminer la densité des fluides de forage, des laitiers de ciment sous pression.

Quand le gaz ou les bulles d'air sont présents dans le fluide de forage, le volume occupé par les bulles de gaz emprisonnées peut déformer l'exactitude de la mesure de la densité liquide. Une telle altération est réduite en pressurant le volume fixe du fluide dans la tasse, empêchant ainsi le gaz de l'expansion.

Le but de la balance pressurisée est de réduire au minimum l'effet d'air entraîné ou le gaz sur la mesure de la densité du laitier. En pressurant la tasse, n'importe quel air entraîné ou gaz

seront diminués à un volume négligeable, et ainsi une mesure de densité du laitier sous des conditions de fond du puits est fiable.

Le viscosimètre (modèle 3500) :

Le viscosimètre est utilisé pour mesurer les propriétés rhéologiques des différents types de fluides. Par exemple, l'industrie pétrolière à des applications spécifiques pour la mesure de fluides de forage, des laitiers de ciment, des boues de fracturation et des fluides de production

Le modèle 3500 est l'instrument de 12 vitesses conventionnelles, avec des nouvelles améliorations de conception technologiques. L'usinage de précision du rotor, Bob et les pièces d'appui permet l'alignement parfait pour chaque utilisation.

L'arrangement ou le transport de particules est le meilleur y compris quand les mesures peuvent être faites sous de faibles conditions de cisaillement. Le modèle 3500 a la capacité de mesurer des fluides visqueux à des taux aussi bas que 0.17 seconde.

Pour cela on utilise une taille de vide standard (0.1 tr/ min). Cela permet une corrélation plus directe d'un fluide gracieux avec sa capacité de soutenir des particules.

Le viscosimètre est un cylindre coaxial qui accomplit les exigences des spécifications 10 de l'API, (l'API RP-13B et l'API RP-39). L'installation de cet instrument est à utilisation et entretien facile. Son utilisation montre la polyvalence de tel type d'instrument dans les laboratoires de recherche.

Cellule remuée de perte de fluide (modèle 7120) :

La cellule de perte de fluide remuée est conçue pour mesurer les propriétés de perte de fluide des boues de forage et des laitiers de ciment aux températures allant jusqu'à 230°C et 2.000psi (14Mpa).

La détermination des propriétés de perte de fluide d'une pâte à ciment exige que le laitier soit conditionné en le remuant à la température conditionnée pendant 20min avant d'appliquer la pression différentielle de 1000psi (7Mpa).

Donc, les tests conduits avec une cellule de perte de fluide statique conventionnelle doivent être conditionnés dans un consistomètre.



Figure 2. viscosimètre.

Une fois conditionné l'opérateur doit manipuler le laitier et le transféré à la cellule de perte de fluide. La cellule est montée sur un pivot qui permet le transfert du laitier conditionné au test facilement et sans risque.

Consistomètre atmosphérique (modèle 1200/1250) :

Les consistomètres atmosphériques sont spécifiquement conçus pour préparer des boues ou des laitiers de ciment en respectant la conformité stricte des spécifications 10A/B de l'API.

Le conditionnement des boues ou des laitiers de ciment sert à la mesure des propriétés rhéologiques, la perte de fluide. Les modèles 1200 et 1250 fournissent une méthode simple et précise pour conditionner les boues ou laitiers de ciment dans la préparation pour faire ces tests. Les spécifications 10 A de l'API décrivent les exigences et fournissent la base pour la conception et l'opération des consistomètres atmosphériques.

Le laitier placé dans le modèle 1200/1250 a pour but :

- a) détermination des propriétés rhéologiques ;
- b) détermination des pertes de fluide à température inférieure à 90°C.



Figure 3. Consistomètre atmosphérique

Consistomètre pressurisé (modèle 7222) :

Le consistomètre pressurisé est conçu pour mesurer le temps de prise et de pompabilité d'un laitier de ciment. Le modèle 7222 a une large gamme de pression et température allant jusqu'à 22000psi (150Mpa) et 205°C respectivement. Un système d'accouplement magnétique connecte le moteur de commande à la tasse de laitier de rotation à l'intérieur du cylindre de pression de l'unité.

Une variété de conditions trouvées dans la cimentation des fonds de puits peut-être simulée en appliquant la température élevée et la pression à la pâte de ciment dans le test. Le temps de prise mesuré peut alors être utilisé dans la formulation de plans pour la cimentation réelle.

On verse alors le laitier dans le conteneur et le placer dans le consistomètre. La pression et la température sont réglées aux valeurs dans le programmeur. Le conteneur du laitier est tourné à une



Figure 4. Consistomètre pressurisé

vitesse constante de 150tr/min pour assurer la circulation du ciment dans le conteneur. Le consistomètre pressurisé est simple à manipuler.

Analyseur ultrasonique du ciment (modèle 2000) :

L'analyseur ultrasonique du ciment (UCA) permet une détermination de l'évolution de la force de compression d'un échantillon simulé sous les conditions du fond du puits (pression et température). La force du ciment est déduite en mesurant le changement de la vitesse d'un signal ultrasonique traversant l'échantillon de ciment qui se durcit. Quand la force d'échantillon de ciment augmente, le temps de trajet du signal peut être calculé, en utilisant des algorithmes empiriques de marque déposée qui ont été prouvés partout dans l'industrie pétrolière et gazière.



Figure 5. Analyseur ultrasonique du ciment.

Testeur de la résistance à la compression (modèle 4207D) :

Le testeur de la résistance à la compression est une presse automatique, électroniquement exploitée.

Il est conçu pour tester la force de compression des cubes de ciment en respectant les normes API. De plus, avec la grande flexibilité fournie par le nouveau circuit de contrôle numérique programmable, le modèle 4207D peut être utilisé comme un cadre de charge universel pour une variété d'application.

Il consiste en deux sections majeures :

- 1) la presse réelle (le cadre de chargement).
- 2) le contrôle électronique et les systèmes de puissance hydraulique.



Figure 6. Testeur de la résistance à la compression.

Annexe 2

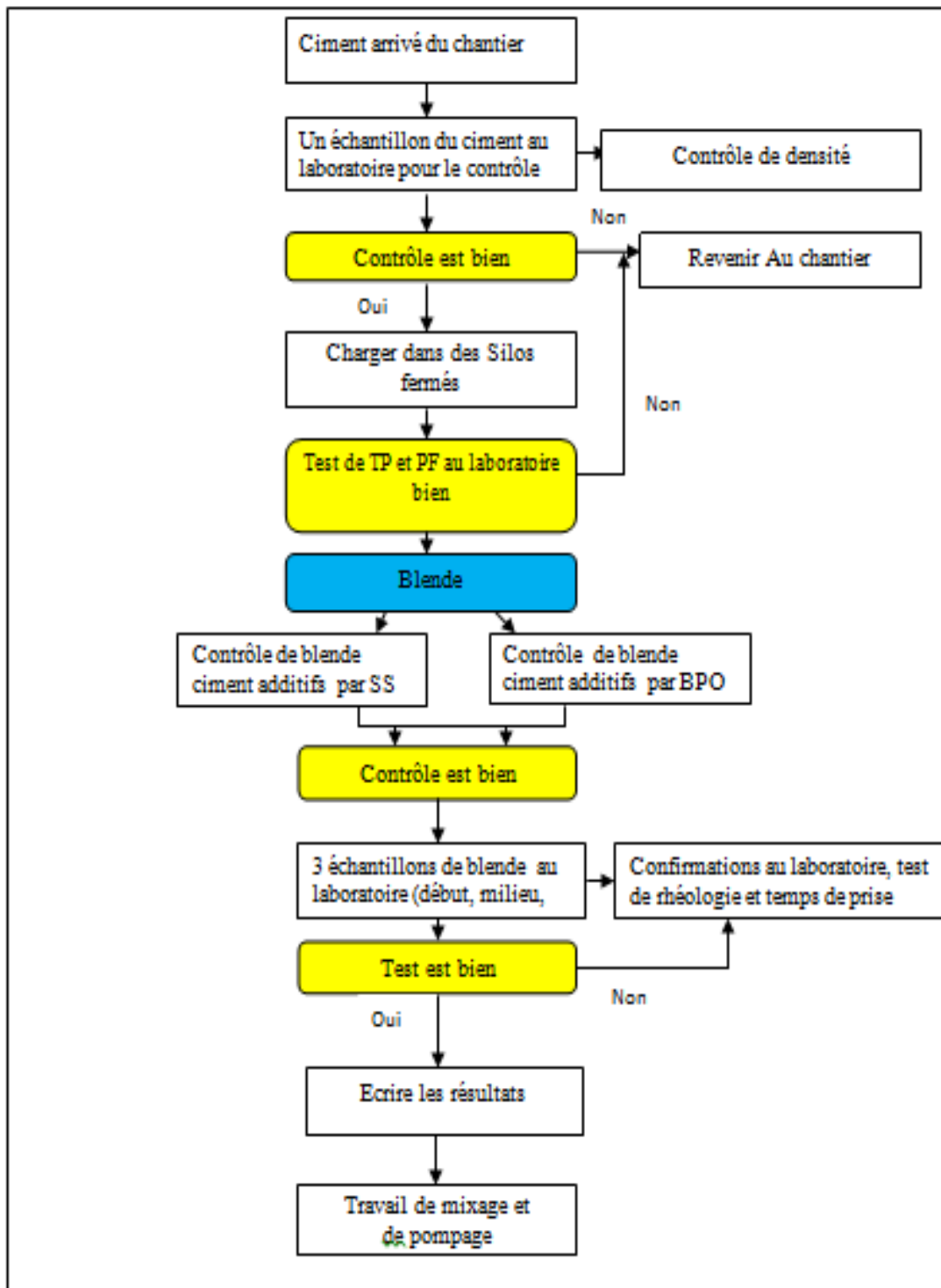
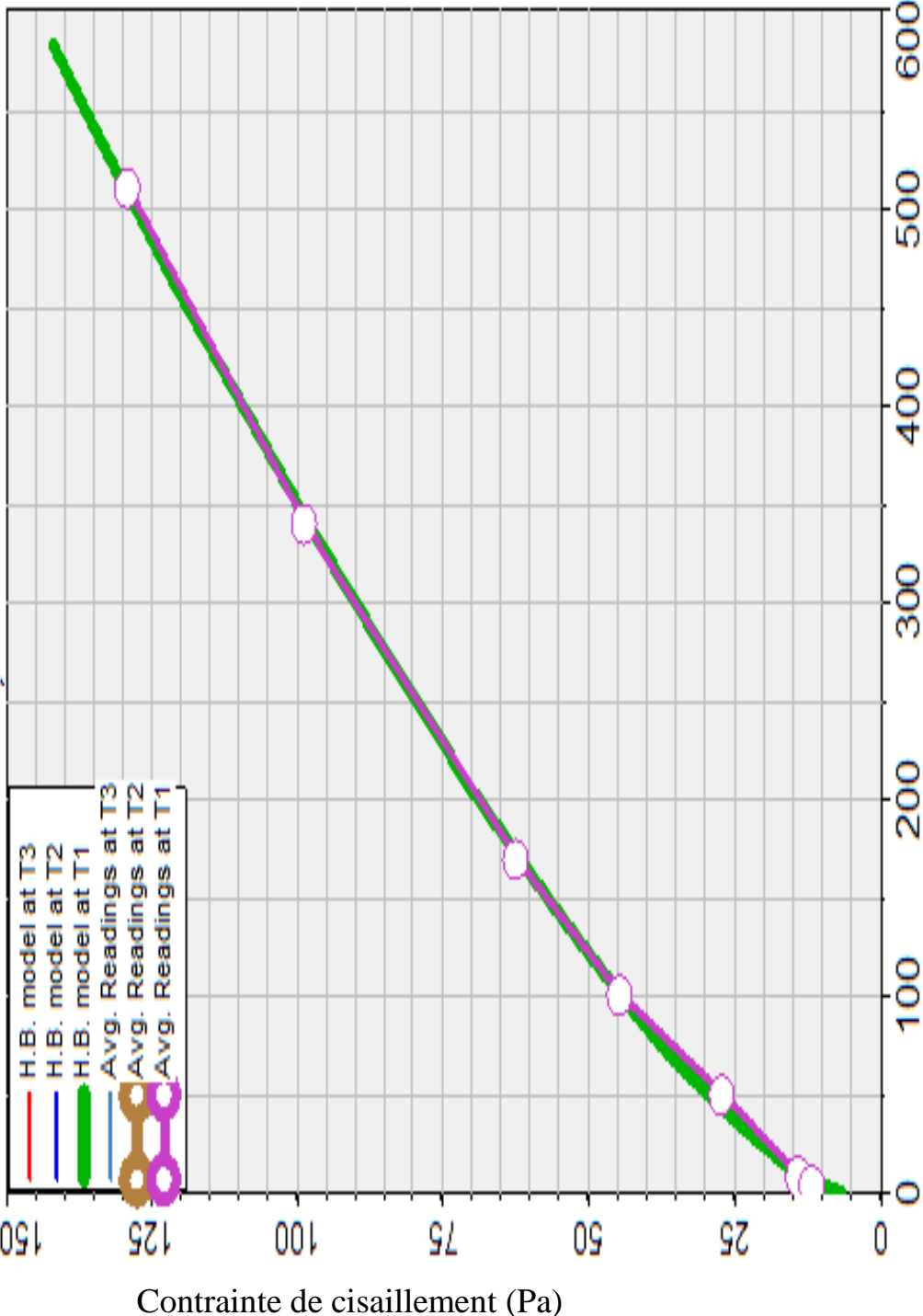


Figure A.1: contrôle de la qualité de ciment.

Annexe 3



Vitesse de cisaillement (sec^{-1})

Figure A.2: Simulation de la rhéologie de la Boue.

Annexe 4

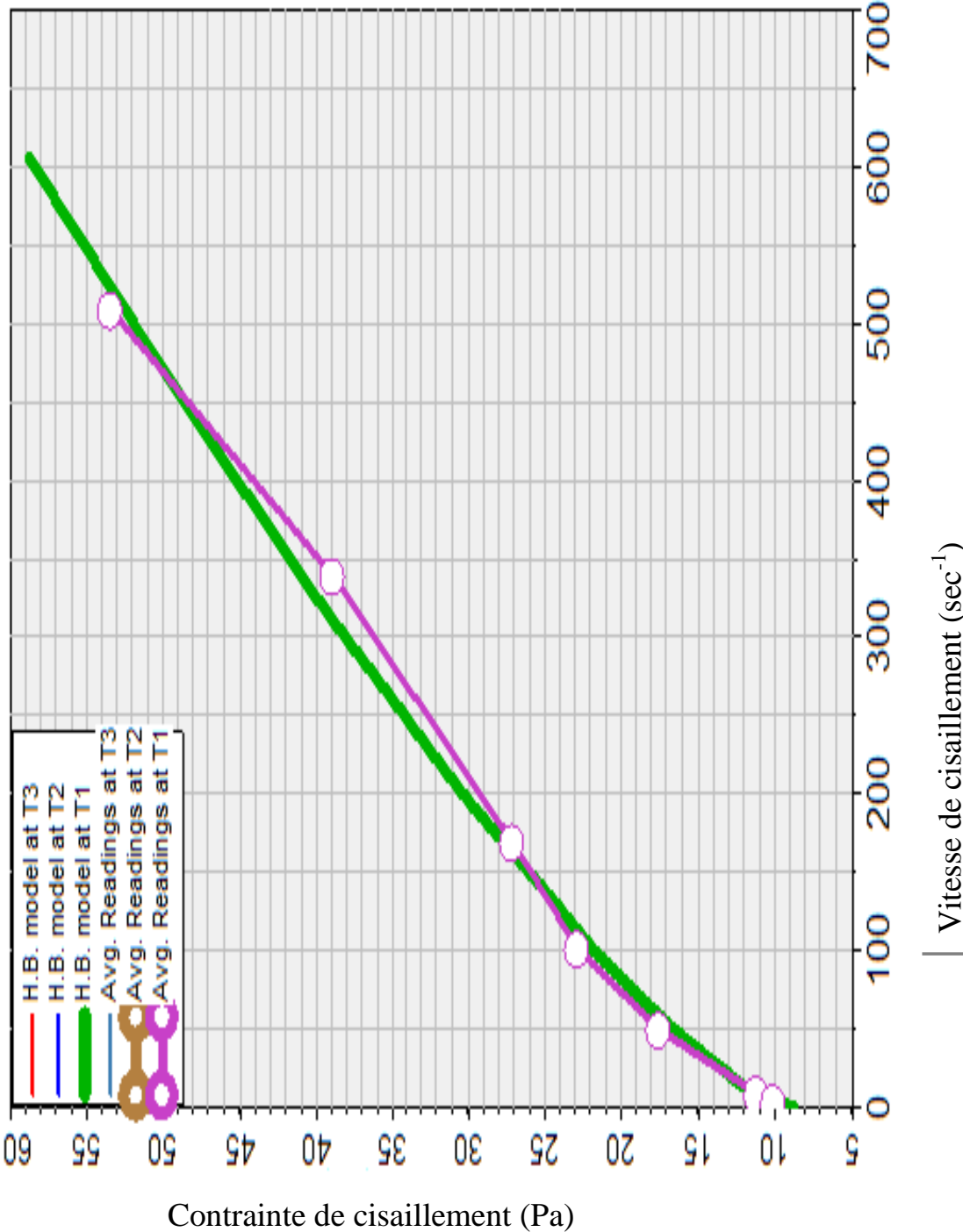
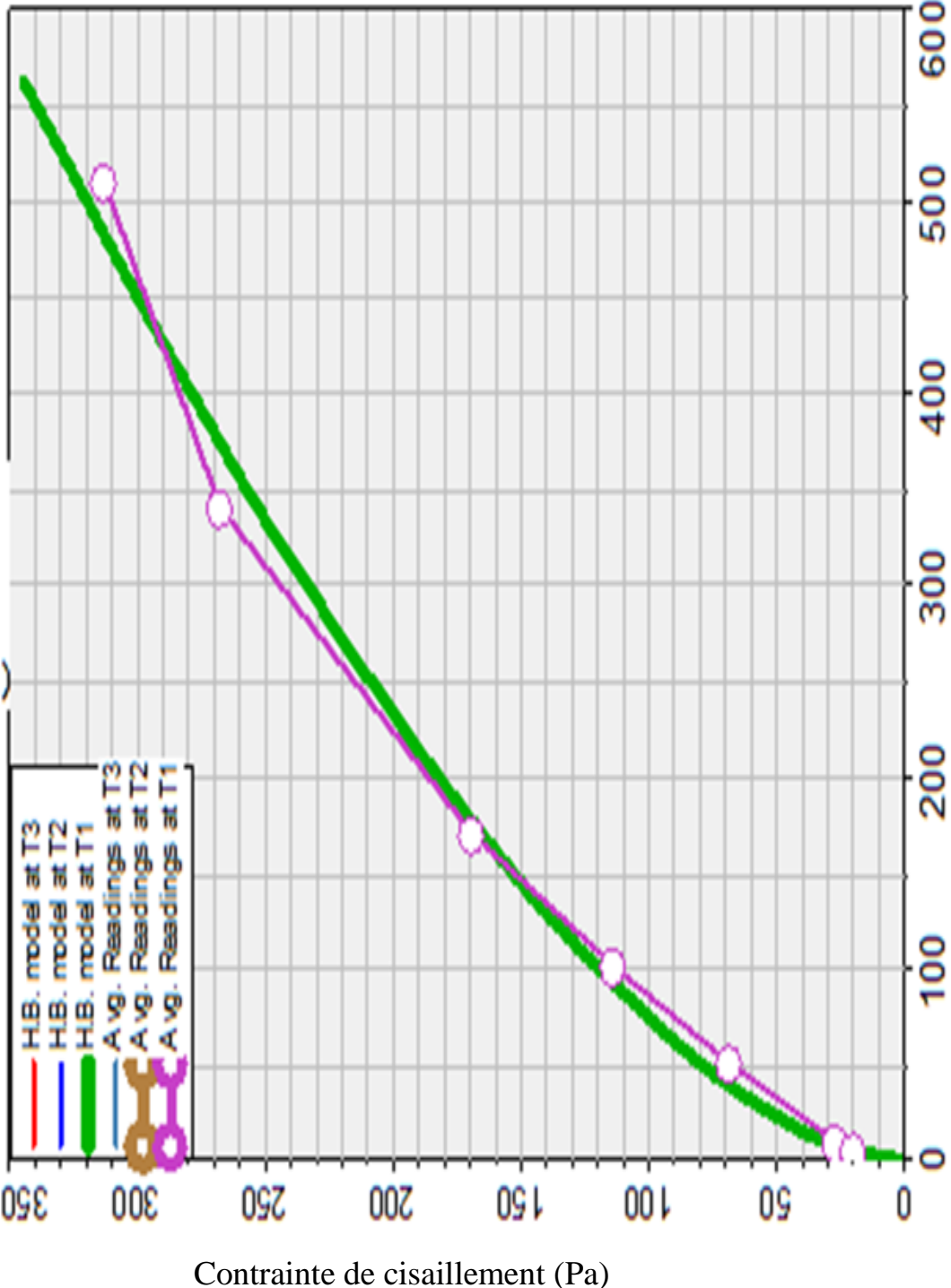


Figure A.3 : simulation de la rhéologie de fluide intermédiaire

Annexe 5



Vitesse de cisaillement (sec⁻¹)

Figure A.4 : Simulation de la rhéologie du ciment FlexSTONE(27°C)

Annexe 6

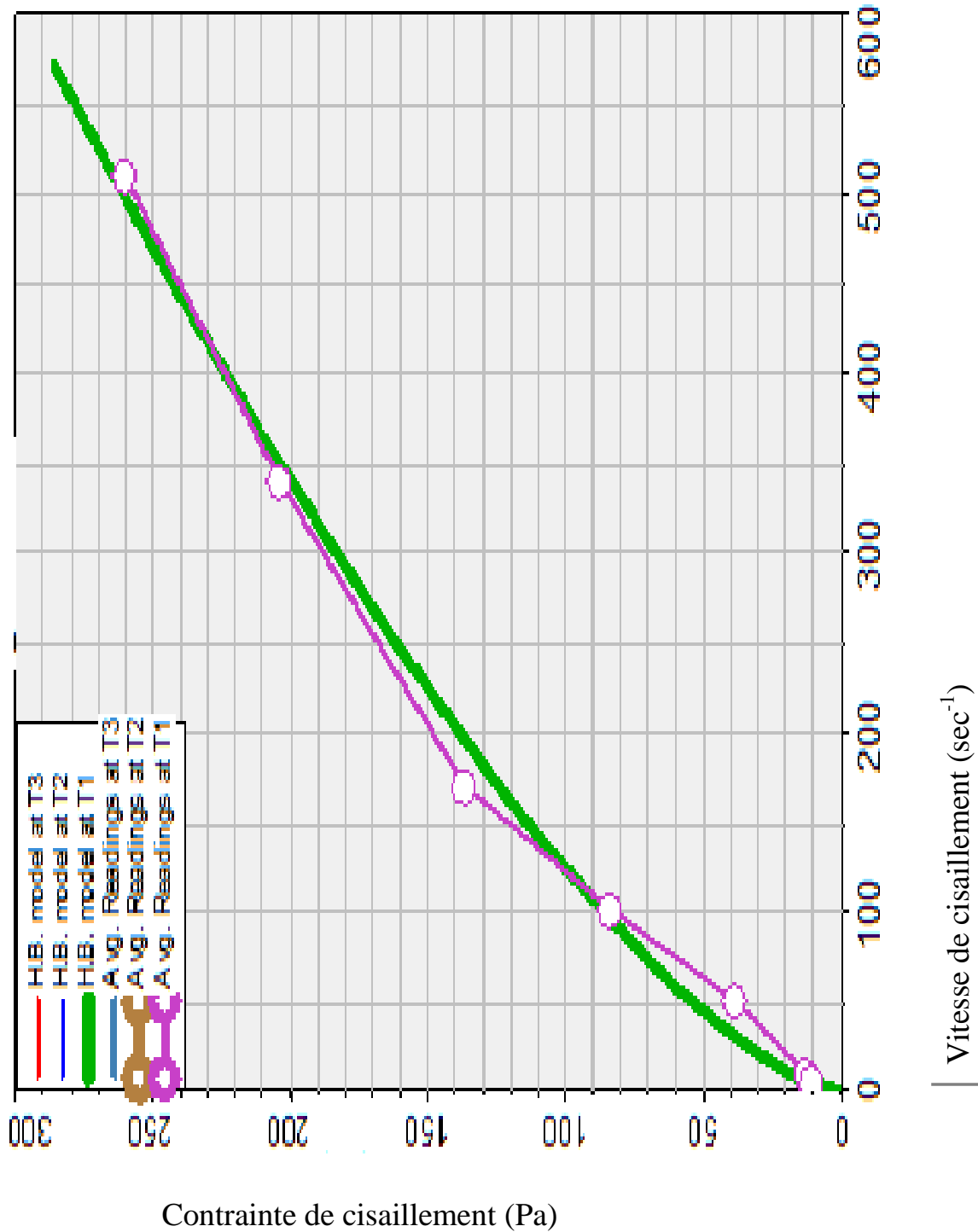


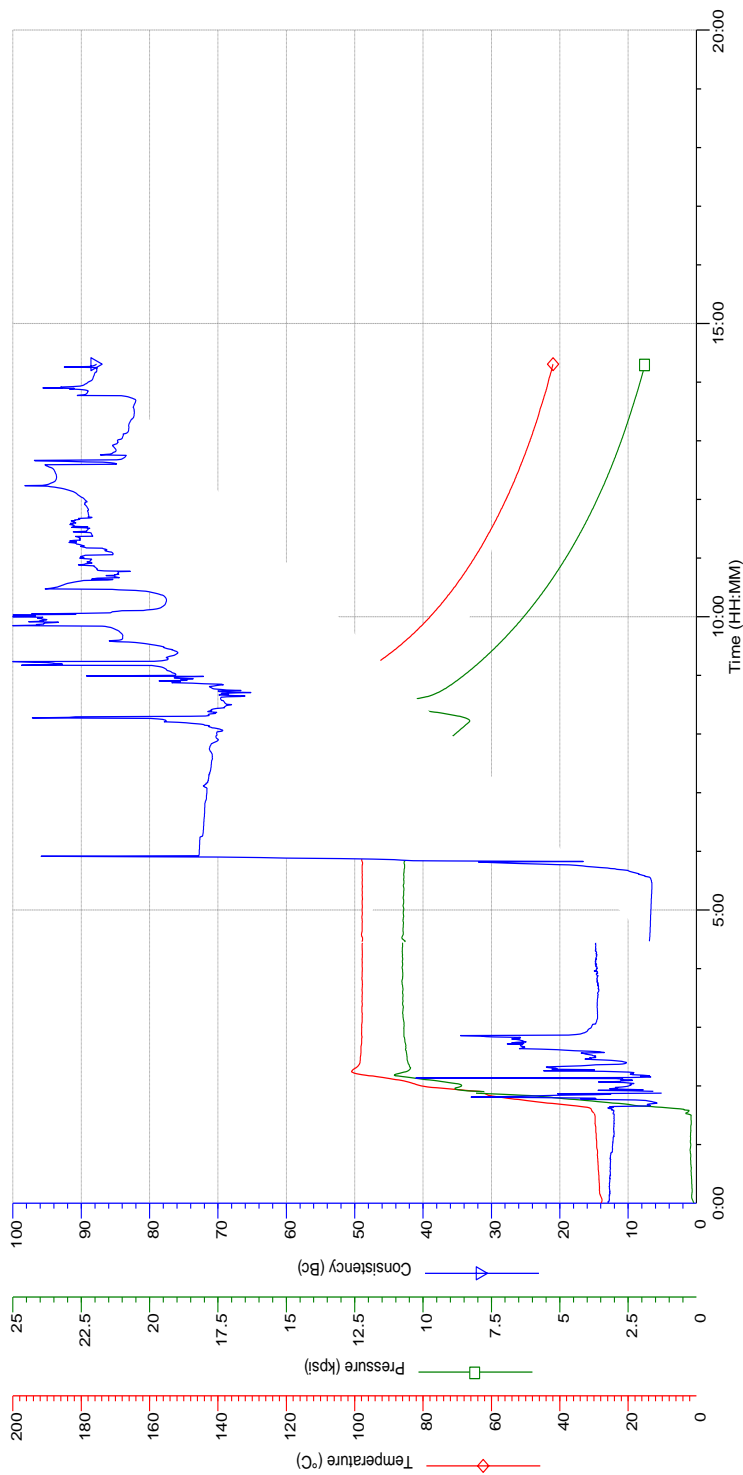
Figure A.5: Simulation de la rhéologie du ciment FlexSTONE(88°C)

Annexe 7

Test Stop: 4/13/2012 7:33:15 AM

Test Start: 4/12/2012 5:14:35 PM

Instrument: 7222 Con 3 Consistometer3 / 172
Comments:



SCHLUMBERGER
HASSI/MESSAOUUD, ALGERIA

Test File Name: FlexSTONE-2.09-98C-ENDD
Printed: 4/18/2012 4:51:59 PM

Page 1

Figure A.6 : Le temps de pompabilité du ciment FlexSTONE.

Annexe 8

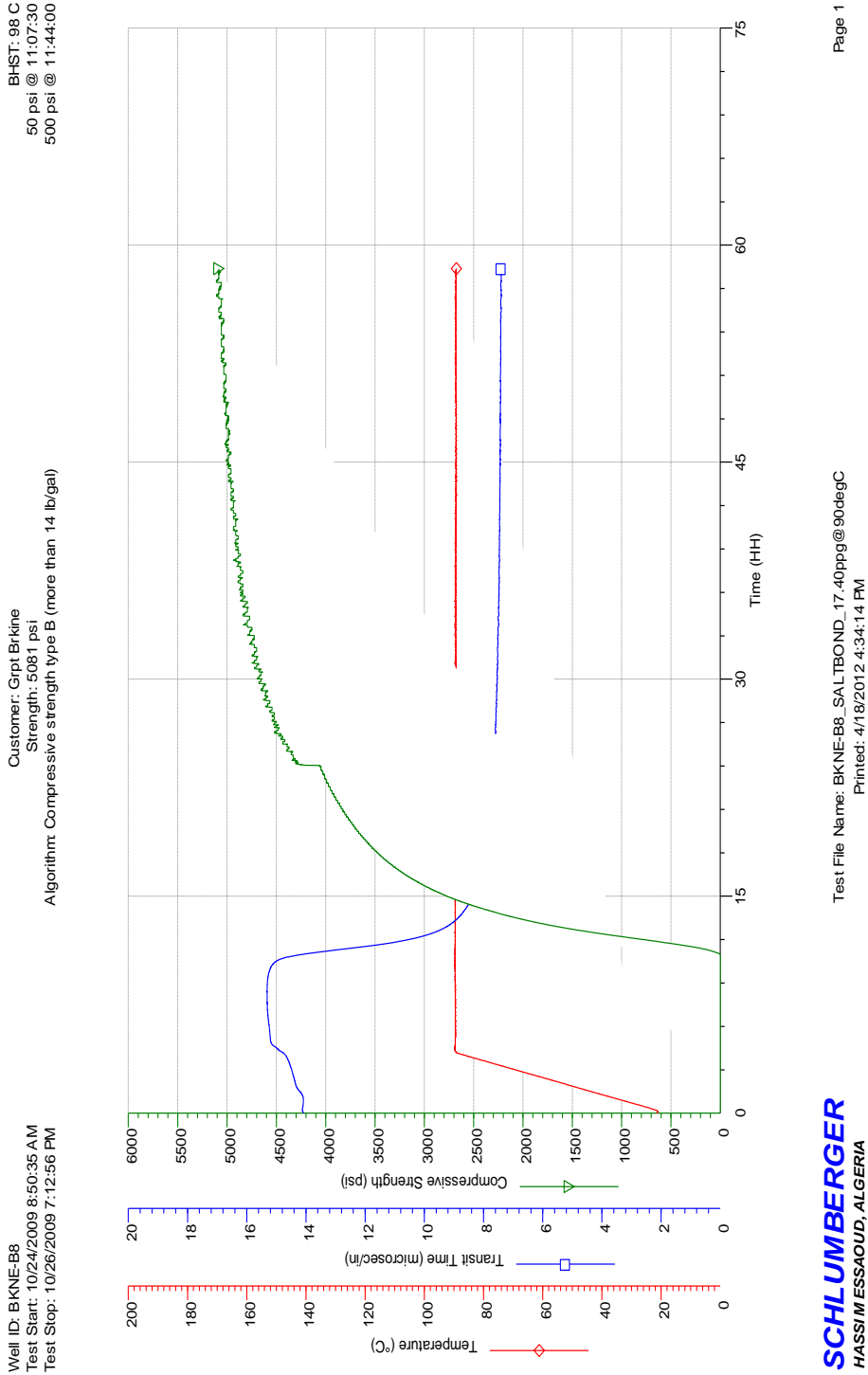


Figure A.7 : Analyse ultra-sonique du ciment conventionnel.

Annexe 9

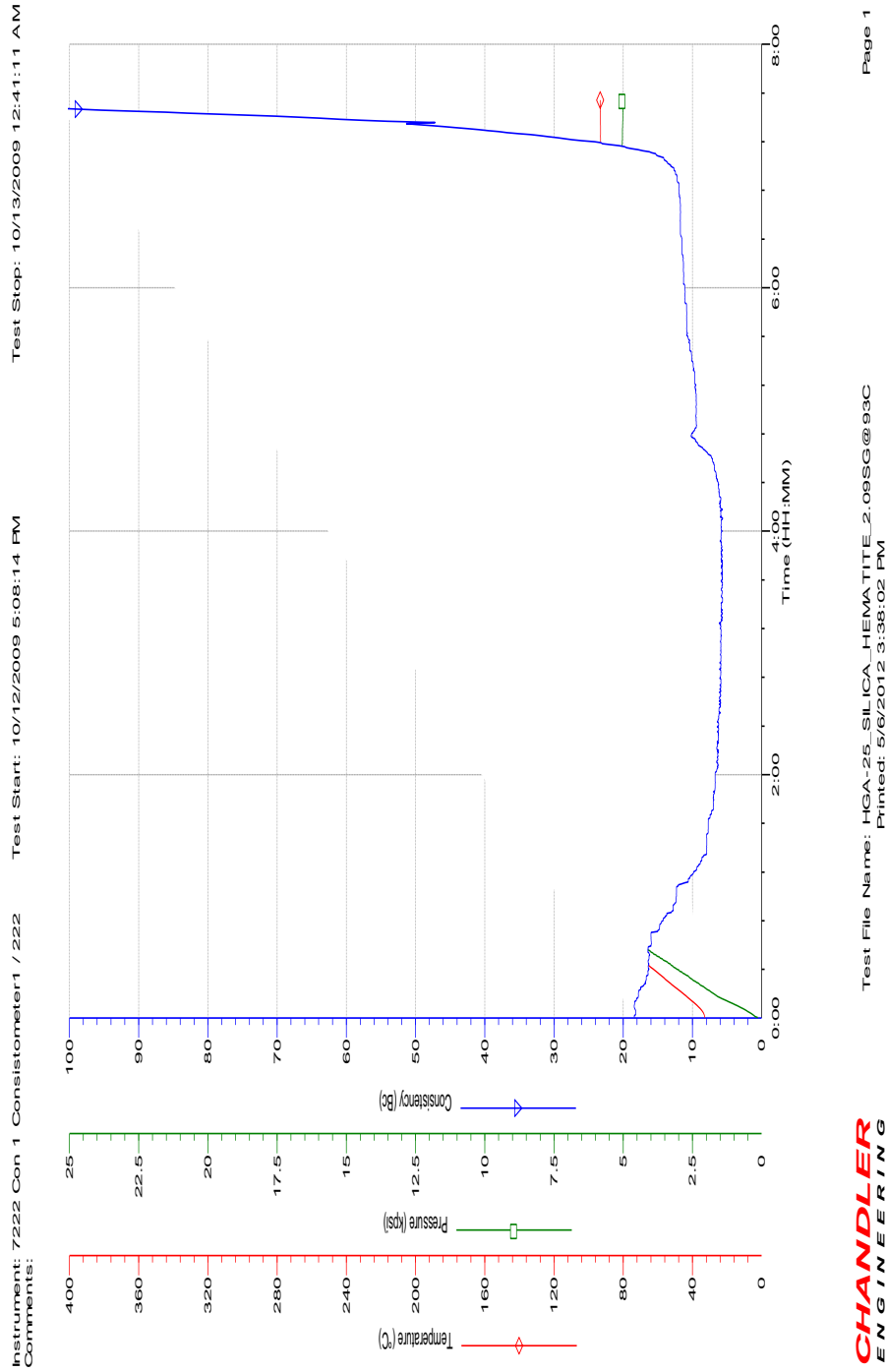


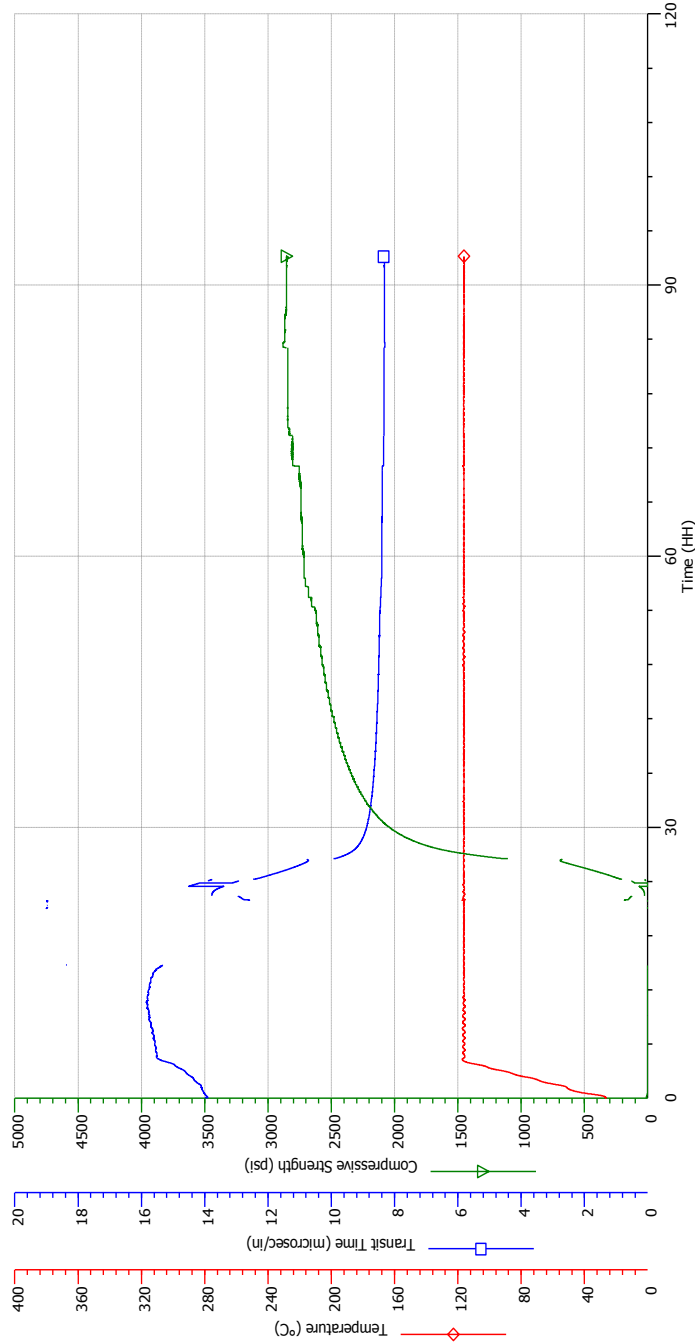
Figure A.8 : Le temps de pompabilité du ciment conventionnel.

Annexe 10

BHST: 115
50 psi @ 21:53:00
500 psi @ 25:28:00

Customer:
Strength: 2847 psi
Algorithm: Compressive strength type B (more than 14 lb/gal)

Well ID:
Test Start: 4/13/2012 4:28:37 AM
Test Stop: 4/17/2012 1:40:26 AM



CHANDLER
ENGINEERING

Test File Name: FLEXStone END_2.09SG@115C
Printed: 4/18/2012 10:56:12 AM

Page 1

Figure A.9 : Analyse ultra-sonique du ciment FlexSTONE.

Annexe 11

Tableau 3 : Dimensions et constantes de calcul de viscosité pour une torsion de type F1.

Configuration Rotor/Bob	R1B1	R2B1	R3B1	R1B2	R1B3	R1B5	R1B5
Rayon du Rotor R_0 , cm	1.8415	1.7588	2.5866	1.8415	1.8415	1.8415	1.8415
Rayon du Bob R_j , cm	1.7245	1.7245	1.7245	1.2276	0.8622	0.8622	1.5987
Hauteur du Bob, L, cm	3.8000	3.8000	3.8000	3.8000	3.8000	1.9000	3.8000
Ecart de cisaillement dans l'anneau, cm	0.1170	0.0343	0.8261	0.6139	0.9793	0.9793	0.2428
Rapport des rayons R_0/R_j	0.9365	0.9805	0.667	0.666	0.468	0.468	0.8682
Constante de l'instrument, K	300.0	94.18	1355	2672	7620	15200	698.84
Constante de la contrainte de cisaillement pour la surface efficace du bob, k_2 , cm^{-3}	0.01323	0.01323	0.01323	0.0261	0.0529	0.106	0.0154
Constante de la vitesse de cisaillement, k_3 , sec^{-1} par tour/min.	1.7023	5.4225	0.377	0.377	0.268	0.268	0.8503

Tableau 4 : Constantes de calcul de viscosité.

Type de ressort de Torsion	Constante de torsion k_1	Facteur de torsion f
F 0.2	77.2	0.2
F 0.5	193.0	0.5
F 1	386.0	1.0
F 2	772.0	2.0
F 3	1158.0	3.0
F 4	1544.0	4.0
F 5	1930.0	5.0
F 10	3860.0	10.0

Annexe 12

Facteurs de conversion des unités :

$$\text{Cp} \times 10^{-3} = \text{Pa.s}$$

$$\text{ft} \times 0.3048 = \text{m}$$

$$^{\circ}\text{F} = 1.8 \times ^{\circ}\text{C} + 32$$

$$\text{in} \times 2.54 = \text{cm}$$

$$\text{lb/ft}^2 \times 4.788026 \cdot 10^{-2} = \text{kPa}$$

$$\text{psi} \times 6.894757 = \text{kPa}$$

Tableau 1: Propriétés mécanique du ciment conventionnel (après 3 semaines dans les conditions du puits) utilisé à la fin 2003 pour l'isolation de la formation LD2.[24]

Densité (SG)	E (MPa)	v	UCS (MPa)
2.06	11000	0.17	37

Tableau 2: Propriétés mécanique du ciment FlexSTONE(après 3 semaines dans les conditions du puits) utilisé à la fin 2006 pour l'isolation de la formation LD2.[24]

Densité (SG)	E (MPa)	v	UCS (MPa)
2.06	5800	0.15	14.9

Tableau 3 : Propriétés mécanique de la formation LD2.[24]

E (MPa)	v	UCS (MPa)
50000	0.3	100

Bibliographie

Bibliographie

[1]: **Erik B.Nelson**, « Well cementing, laboratory testing, Evaluation and analysis of well cements», Copyright, New York (1990) Elsevia.

[2] : Guide d'application de l'arrêté interministériel du 11/9/2003 relatif à la rubrique 1.1.0 de la nomenclature eau : sondage, forage, puits, ouvrage souterrain non domestique.

[3] : **Jean-Paul NGUYEN**, « techniques d'exploitation pétrolière, le forage », Centre développement et exploitation des gisements, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs, 1993. (Pages 187-195).

[4]: Intouch support, http://intouchsupport.com/problems_of_cementation.

[5] : **Issam TAKLA**, « Comportement thermo-hydro-mécanique d'un ciment pétrolier sous l'effet du CO₂ », mémoire pour l'obtention du grade docteur en génie civil, université de Lille 1, juillet 2010.

[6]: **Copeland and al**, « Determination of ca(OH₂) in hardened pastes with the X-rays spectrometer», Portland cement,ASS.Rep.Chicago, Mai 1953.

[7]: **BOGUE**, « Chemistry of Portland cement», New York, Reinhold, 1955.

[8]: **G.J. Verbeck, R.A Helmuth**, « Structure and physical properties of cement paste», Proc.5 th int.Sym on the chemistry of cement, Tokyo, volume 3. Page 1-32, 1968.

[9]: **H.I.W Taylor**, « Hydraulic cement pastes: their structure and properties cement and concrete», association, Slough, England, page 14-19, 1976.

[10]: **G.Verbeck, L.E. Copeland**, «Some physical and chemical aspects of high-pressure steam curing », Menzel Symposiume on high-pressure steam curing, ACI 32, Detroit, Michigan, page 1-13, 1972.

[11]: **G.Francis YOUNG**, «Effect of temperature on the hydration paste, composition microstructure and properties », University of Illinois, USA in concrete science and engineering, édité par K.Kolver, J.Marchand, S.Midness et J.Weiss, proceedings of the international RILEM symposium, Evanston, IL, USA, page 1-9, 2004.

[12]: **API specification 200**, « API specification 10A/ISO 10426: 2000 », American Petroleum Institute, 2000.

[13] : **Couarraze.G, Grossiord.J.L** « initiation à la rhéologie », laboratoire de physique pharmaceutique, université de Paris 6, consulté en Avril 2012.

[14] : **Dominique GUILLOT** « cours de rhéologie », centre de recherche SCHLUMBERGER, Clamart, Mars 2003.

[15]: **Guillot.D, NELSON.E.B**, « Well cementing », Cement Additives and Mechanisms of Action, Copyright, New York (1990) Elsevia.

Bibliographie

[16]: **BOUAISSI Aissa**, « formulation d'un fluide de cimentation », PFE, Ecole Nationale Polytechnique, 2010.

[17]: Cementing services and products, SCHLUMBERGER.
[http://intouchsupport.com/FlexTONE advanced cement technology](http://intouchsupport.com/FlexTONE_advanced_cement_technology).

[18]: **IPM Cementing Technology**, « FlexSTONE* well integrity technology », SCHLUMBERGER, Novembre 2007.

[19]: **R.BOUCHAREB, M.ZAOUI, M.GUENAOUI, Y.TEI, A.BENANOUN**, « LD2 zone problem in hassi-Messaoud, publication, SCHLUMBERGER-SONATRACH, 2011.

[20]: **A.Bdacchi, G.Pommier**, «Cambrian oil field of Hassi-Messaoud», AAPG special volumes, volume M14, geology of Giant Petroleum fields, pages 477-488, 1970.

[21]: Resistance of the FlexSTONE* and SALT BOND 2* systems to corrosive water attack, document SCHLUMBERGER/www.slb.com, consulté Avril 2012.

[22]: SRPC.DOC/TBT cementing, CM11 section16, reference 3867575, document Schlumberger, Mai 2005.

[23]: Cementing services and products catalog, table 5.1 cementing additive quick-guide, document Schlumberger page 63/ <http://intouchsupport.com/> cementing additive.

[24]: **James.S., and Boukhelifa.L.**, « Zonal isolation modeling and measurements – Past myths and today's realities » paper SPE 101310 presented at SPE International Petroleum Exhibition and conference, Abu Dhabi, U.A.E., 5-8 November 2006.

[25]: **H.Bouras,Sonatrach, E.Toukam, F.V.Martin, J.P.Bedel, SPE.Schlumberger** « Successful Application of Cementing Technology in Hassi-Messaoud, Algeria ». SPE/IADC, Moyen Orient, 2007.

Protection cathodique par anode sacrificielle sur le lien :

http://cedricmorin.free.fr/fiches_pratiques/corrosion.htm