

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT : GENIE CHIMIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Schlumberger

**Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme
D'Ingénieur d'Etat en Génie Chimique
Thème :
Formulation d'un Fluide de Cimentation**

Proposé par :

Dr .A.BENMANSOUR

Etudié par :

Mr. NAIDJA Mohamed Yacine

Mr. BOUAISSI Aissa

Encadré par :

Dr A.BENMANSOUR

Pr T.AHMED ZAID

Soutenu le 30 Juin 2010 devant le jury composé de :

Mme F. MEZIANI

Mr R.BOUARAB

Mlle F.KIES

Mr T.AHMED ZAID

Mr A.BENMANSOUR

Chargée de Cours / ENP

Professeur / ENP

Docteur / ENP

Professeur / ENP

Docteur / Schlumberger

Présidente

Examineur

Examinatrice

Rapporteur

Encadreur

PROMOTION : JUIN 2010

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force et la santé pour réussir dans nos études et accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer notre vif remerciement à tous nos professeurs qui ont contribués à nous formations

En particulier notre promoteur Mr T.AHMED ZAID pour ses conseils et l'aide qu'il nous apportés

Nous tenons encore à porter tous nos remerciements à :

Mr M. KERMOUD PDG de Schlumberger Nord Africain

Mr A.BENMANSOUR Directeur de la Compagnie des Opérations
Pétrolières Schlumberger « COPS »

Managers de Schlumberger intervenant dans notre apprentissage ainsi que :

Joao Queiros, Orlando Espinoza Morales, M. Bouchelaghme

Les superviseurs (Z. Rahemeni, Douadi, D. Tina) et les techniciens du Laboratoire (Mohamed, Hachemi, Fateh, Wafa, Azzedine) ;

Les ingénieurs de Cimentation (Mourad, Walid, Oukil, Lamia, Sarah, Nouar, Alfred, Habib, Richard...);

Enfin nous tenons à remercier :

Mr B .ZMIT Directeur de production « FLASH ».

Nombreuse sont les personnes que nous n'avons pas citées.

Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes très chers frères: Mahfoud, Abdel Ghani et Saddik

Ma chère Sœur et sa petite famille

Toute ma famille, mes tantes, mes cousins et mes cousines.

A tous mes camarades

A tout mes amis que j'ai connus dans ma vie

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de Génie

Chimiques

A tout le personnel de Schlumberger.

BOUAISSI AISSA

Dédicaces

À mes très chers parents;

À mes deux frères Nadir et Nazim et ma très chère et adorable sœur

Lina;

À la mémoire de ma tante Wahiba;

À ma famille, mes amis;

À tous les enseignants et toutes les enseignantes de Génie Chimiques;

À tout le personnel de Schlumberger;

À tous ceux qui me sont chers;

À ceux qui m'ont tout donné sans rien en retour;

*À ceux qui m'ont encouragé et soutenu dans mes moments les plus
durs;*

NAIDJA Mohamed Yacine

ملخص / Résumé / Abstract

ملخص :

ما يزيد عن 100 نوع من المركبات الكيميائية المضافة للأسمنت متوفرة إما على شكل سائل أو مسحوق و التي تنقسم إلى عدة فئات، و استخدام الاسمنت يتم في درجات حرارة تتراوح من ما دون الصفر في المناطق المتجمدة و 350 درجة مئوية في استرداد الحرارة والآبار الجوفية، حيث الضغط يزيد عن 30000 رطل/بوصة مربعة في الآبار العميقة. بسبب درجات الحرارة الشديدة و الضغوط يكون مزيج الأسمنت مطلوباً للتعامل مع التكوينات الضعيفة أو التي يسهل اختراقها والسوائل الأكلة. إن استخدام المواد المضافة تسمح بتعديل سلوك نظام الأسمنت و الوضع الصحيح للمزيج في معظم الظروف ومع غالبية أنواع الاسمنت المتاحة اليوم.

الغرض من هذه الدراسة هو وضع مزيج للأسمنت باستبدال بعض المركبات السائلة بأخرى صلبة معادلة لها .

الكلمات المفتاح:

أسمنت بورتلاند -- المركبات المضافة -- التدعيم -- ترطيب الاسمنت -- ريولوجيا الاسمنت -- الخصائص الفيزيائية للأسمنت -- حفر الآبار -- حوض النفط .

Résumé :

Plus de 100 additifs pour les ciments sont disponibles, soit en liquide ou sous forme de poudre. Les additifs de ciment utilisés aujourd'hui peuvent être généralement divisés en plusieurs catégories, des Ciments sont utilisés à des températures allant de dessous de zéro à 350 °C dans les zones de pergélisol, dans la récupération thermique et les puits géothermiques. Les Pressions rencontrées peuvent aller à plus de 30000 livres par pouce carré dans les puits très profond. En plus de températures extrêmes et des pressions, les ciments peuvent être nécessaires pour faire face à des formations fragiles ou poreux, fluides corrosifs, et plus fluides de formation sous pression. L'utilisation des additifs du ciment qui modifient le comportement d'un système du ciment permet le placement réussi de slurry dans la plupart des conditions et avec la majorité des ciments disponibles aujourd'hui.

Notre projet a pour objectif de formuler un coulis de ciment en substituant certains composés (additifs liquides par des produits équivalents sous forme solides).

Mots Clés :

Ciment Portland – Additifs – Cimentation – Hydratation du ciment – rhéologie du ciment – propriétés physicochimiques du ciment - Forage – Gisement de pétrole.

Abstract:

Over 100 additives for well cements are available, either in liquid or powder forms. The cement additives used today can be generally split into several categories.

Cements are used at temperatures ranging from below freezing in permafrost zones to 350°C in thermal recovery and geothermal wells. Pressures encountered can range to more than 30000 psi in very deep wells. In addition to severe temperatures and pressures, well cements may be required to deal with weak or porous formations, corrosive fluids, and over pressured formation fluids.

The use of cement additives which modify the behavior of a cement system allows successful slurry placement under most conditions and with the majority of cements available today.

The aim of this work is to formulate cement slurry in which some additives in liquid form are substituted by solid form equivalent products.

Keys Words:

Portland cement – Additives – Cementing – Hydration of cement- Rheology of cement – physicochemical properties of cement - Drilling- Oil Field.

Sommaire

Lexique
Liste des figures
Introduction Générale.....	1
I. PRÉSENTATION DU GROUPE SCHLUMBERGER.....	3
1. Historique	4
2. Schlumberger Limited	5
3. Oilfield Services	6
4. Well Services (COPS)	6
II. Qualité Hygiène et Sécurité de l'Environnement	8
1. Qualité, Santé, et Sécurité	9
2. Environnement	9
3. Règlements et Normes Schlumberger	10
II. Les Principes de Base de la Cimentation	12
1. Construction simplifié d'un puits	13
A. Forage	13
B. Cuvelage et Cimentation	14
1) Cuvelage «Casing»	14
2) Cimentation:.....	15
C. Tubage.....	16
D. Perforation.....	17
IV. Formulation d'un Coulis de Ciment	18
1. Le ciment	19
A. Historique du ciment	19
B. Fabrication du ciment Portland	20
C. L'hydratation de ciment	22
2. Propriétés physicochimiques de ciment	26
A. Introduction	26
B. Définition	26
C. Hypothèses du modèle	27
D. Viscosité	29
E. Les fluides newtoniens	30

F. Les fluides non newtoniens (non linéaires)	30
F.1. Les Liquides fluidifiants (shear softening, thinning)	30
F.2. Les liquides plastiques	33
1) Les Liquides de Bingham	33
2) Les Liquides de Casson	34
G. Les liquides thixotropes	35
3) Les additifs	37
A. Les Accélérateurs	37
B. Les Retardateurs	38
C. Les Allégeants (Extenders)	39
D. Agent alourdissant (Weighting agent)	40
E. Les dispersants	40
F. Les agents de contrôle de perte de fluide (FLACs)	41
G. Les agents de contrôle de perte de circulation	41
H. Des additifs spéciaux	42
V. Partie Expérimentale.....	44
1. Introduction	45
2. Description des manipulations.....	45
2.1. Rhéologie	45
2.2. Test du l'eau libre (Free Fluid).....	46
2.3. Test de sédimentation (settling test)	46
2.4. Le test du temps de prise (Thickening Time)	47
2.5. Test du perte du liquide (Fluid Loss).....	47
2.7. Résistance à la compression (Compressive Strength)	47
A. La méthode du curing chamber	47
B. Méthode de l'UCA (Ultra Sonic Cement Analyzer)	48
3. Partie Technique	49
3.1 Influence du FLAC D207	49
3.2 Influence du Dispersant D065	50
3.3 Influence du Retardateur D198	51
3.4 Influence des additifs sur les systèmes de cimentations	53
4. Interprétation des résultats.....	60
VI. Etude Economique et Logistique.....	62
1. Etude économique	63

2. Logistique	69
2.1 Stockage des additifs	69
2.2 Transport des additifs	71
VII. Conclusion Générale	73
VIII. Bibliographie	76
IX. ANNEXES	78

Lexique

Accélérateur:

Un additif qui accélère le taux normal de la réaction entre le ciment et l'eau, aboutissant à une augmentation du développement de première force et une diminution dans le temps de prise.

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 (Antisettling 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 laitiers 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 refroidit et lubrifie le trépan, transporte les déblais vers la surface et soutient les parois du puits.

Borehole: Le puits de forage; c'est un trou fait par forage ou perçage.

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.

BWOB: Abréviation: Par Poids de Blend (By Weight of Blend).

BWOC: Abréviation: Par Poids de Ciment (By Weight of Cement).

BWOW: Abréviation: Par Poids d'eau (By Weight of Water).

Cuvelage (Casing):

Le cuvelage est constitué de tuyaux métalliques que l'on fait descendre dans le puits. Il empêche le puits de s'écrouler, et isole également les différentes couches rocheuses.

Chemical Wash:

Un fluide contenant un mélange de dispersants et des agents tensioactifs, ayant une densité et viscosité proche de celle de l'eau. Il réduit et disperse la boue de forage pour aider le déplacement efficace de la boue.

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 calcinée 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 est en régime statique, comme le test décrit dans la spécification API 10A/10B.

Filter Cake (gâteau) :

C'est la matière solide déposée sur un milieu poreux de la filtration par le ciment ou le fluide de forage.

Fluide de forage (Drilling Fluids):

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 additif utilisé pour réduire la perte du liquide de coulis de ciment.

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

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 de zone :

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 600 mL contenant de l'eau et du ciment. Le ciment est ajouté à la partie liquide contenant les additifs en 15 s ; à 4 000 tours par minute, puis 35 secondes à 12 000 tours par minute (d'après les normes de l'American Petroleum Institut, API).

Matière fibreuse :

Tout matériau dur, de structure fibreuse filiforme utilisée pour empêcher la perte de circulation ou rétablir la circulation dans des formations poreuses ou fracturées. Il est également utilisé pour fournir une résistance à la compression de prise du ciment.

Migration :

La migration du pétrole de la roche mère vers une roche-réservoir aura lieu lorsque le pétrole rencontre une roche poreuse où 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 du 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 Fluid 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.

Price : c'est le prix de vente pour un produit spécifique.

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 laitier 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 séparent 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 dissous dans l'eau ou dans des solutions d'eau, ou qui affecte de la même façon la tension interfaciale entre deux phases.

Système NEAT :

Système contenant le ciment pur sans additifs.

Système FUTUR :

C'est un nouveau produit et unique de cimentation qui améliore à long terme la zone isolée, protège contre les hydrocarbures et soutient le couvelage fissuré du puits. Il a des techniques de mise en autoréparation du ciment pendant toute la durée de vie d'un puits sans intervention (la technologie active).

Le ciment FUTUR peut être utilisé dans les puits producteurs de pétrole, condensat, de gaz ou un mélange de liquide d'hydrocarbures, les coûts de surveillance sont réduits et les coûts de réparation de cimentation sont éliminés.

Système LiteCRETE :

Grâce à ses propriétés exceptionnelles de résistance à la compression et la perméabilité, le système LiteCRETE élimine un étage de cimentation tout le long du casing, en obtenant une qualité exceptionnelle, sans réduire la performance de l'intégrité du ciment.

Système FlexSTONE :

C'est la technologie avancée du ciment flexible, il représente un changement fondamental dans la cimentation des puits de pétrole et de gaz. Ce système d'étanchéité a des propriétés mécaniques qui sont adaptés à l'environnement de contrainte du fond. En permettant à l'ensemble du ciment pour se conformer aux changements qui se produisent au cours du forage, de production et l'abandon du puits.

Système GasBLOK :

Laitier de ciment + additif GasBLOK.

Système UniFLAC

Laitier de ciment + additif FLAC.

Système Silica Blend :

Laitier de ciment + 35 %BWOC de Silica, utilisée dans un environnement à haute température (Ci-dessus à 110°C).

Temps de Prise (Thickening Time):

La durée d'un laitier pendant laquelle il peut être pompé.

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.

Yield :

Le volume du laitier lorsqu'un sac de ciment est mélangé avec la quantité désirable d'eau contenant tous autres additifs comme des accélérateurs, des additifs de fluid loss, etc.

Liste des Figures

Figure I.1 : Marcel et Conrad Schlumberger.....	4
Figure I.2 : Laboratoire de Well Services.....	7
Figure III.1 : Principe de la sondeuse par table rotatif	13
Figure III.2 : Principe de la sondeuse par battage au câble	13
Figure III.3 : Type de Cuvelage.....	14
Figure III.4 : Principe de cimentation d'un puits.....	15
Figure III.5 : Tête de cimentation.....	16
Figure III.6 : Unité de cimentation, sur remorque, pour forage sur terre.....	16
Figure III.7 : Unité de cimentation pour forage en mer.....	16
Figure III.8 : Tubage d'intervention.....	17
Figure III.9 : le développement de la perforation.....	17
Figure IV.1 : Synoptique du procédé de fabrication du ciment.....	20
Figure IV.2 : Schéma de structure granulaire de clinker.....	21
Figure IV.3 : Hydratation des composantes de silicate du ciment Portland.....	22
Figure IV.4 : Taux d'hydratation des deux composantes de silicate C_3S et C_2S	23
Figure IV.5 : Hydratation des composantes d'aluminate, du C_3A et C_3AF avec et sans du gypse.....	24
Figure IV.6 : Schéma d'hydratation du ciment.....	24
Figure IV.7 : Exemple de courbes utilisées en industrie pétrolière.....	27
Figure IV.8 : Schéma du mouvement de cisaillement.....	27
Figure IV.9 : Schéma de la vitesse de cisaillement.....	28
Figure IV.10 : Schéma de la force de cisaillement.....	29
Figure IV.11 : La contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement.....	30
Figure IV.12 : Rhéogramme des fluides newtoniens.....	30
Figure IV.13 : Rhéogramme d'un corps fluidifiant.....	31
Figure IV.14 : variation de la viscosité apparente d'un corps fluidifiant.....	31
Figure IV.15 : Rhéogramme d'un corps fluidifiant en coordonnées log-log.....	31
Figure IV.16 : Modèle à trois paramètres de Shangraw.....	33
Figure IV.17 : Rhéogramme d'un corps de Bingham.....	33
Figure IV.18 : Rhéogramme d'un corps de Casson.....	33
Figure IV.19 : Evolution de la résistance à la compression en fonction du temps et Evolution du temps de prise en fonction de la teneur en $CaCl_2$	37
Figure IV.20 : Temps de prise en fonction de la concentration du lignosulfonate.....	38
Figure IV.21 : Résistance à la compression en fonction de la densité du laitier.....	40

Figure V.1: Free fluid, sédimentation et ségrégation.....	46
Figure V.2 : La méthode du Curing Chamber.....	48
Figure V.3 : Pv et Ty en fonction de la concentration du FLAC D207.....	49
Figure V.4 : Variation du fluid loss en fonction de la concentration du FLAC D207.....	50
Figure V.5 : Variation du Ty et Pv en fonction de la concentration du dispersant D065 à 85 °C (avec 0.30 %BWOC de Retardateur D198).....	50
Figure V.6 : Variation du Ty et Pv en fonction de la concentration de dispersant D065 à 85 °C (avec 0.40 %BWOC de Retardateur D198).....	51
Figure V.7 : Variation du temps de prise en fonction de la concentration du Retardateur D198.....	52
Figure V.8 : Variation du temps de prise en fonction de la température sur le système NEAT.....	52
Figure V.9 : Variation du Ty et Pv en fonction de la température pour le système NEAT.....	53
Figure V.10 : Système LiteCRETE 1.29 SG à 50 °C.....	57
Figure V.11 : Système GasBLOK 1.90 SG à 76 °C.....	57
Figure V.12 : Système UniFLAC 1.90 SG à 76 °C.....	58
Figure V.13 : Système FUTUR 1.51 SG à 59 °C.....	58
Figure V.14 : Système FlexSTONE 1.90 SG à 115 °C.....	59
Figure V.15 : Système Silica 1.90 SG à 99 °C.....	59
Figure V.16 : Système NEAT 1.90 SG à 66 °C.....	60
Figure VI.1: cost et price des nouveaux et des anciens systèmes en \$/m ³	67
Figure VI.2 : Le NET des nouveaux et des anciens systèmes en \$/m ³	68
Figure IX.1: Mixeur de vitesse constante modèle 3060.....	81
Figure IX.2 : Balance Pressurisé modèle 4216.....	81
Figure IX.3 : viscosimètre modèle 3500.....	82
Figure IX.4 : Cellule remuée de perte du fluide modèle 3500.....	82
Figure IX.5 : Consistomètre atmosphérique Modèle 1200/1250.....	83
Figure IX.6 : Consistomètre pressurisé Modèle 7222.....	84
Figure IX.7 : Analyseur ultrasonique du ciment Modèle 4265.....	84
Figure IX.8 : Testeur de compressive strength Modèle 5265.....	85

Liste des Tableaux

Tableau IV.1: sténographie chimique.....	20
Tableau IV.2: composition du clinker.....	21

Tableau IV.3 : les propriétés typiques des ciments Portland par l'API.....	26
Tableau IV.4 : Effets de quelques additifs sur les propriétés physiques de ciment.....	36
Tableau IV.5 : Résumé des additifs et des mécanismes d'action.....	43
Tableau V.1 : La vitesse en rpm (tours/mn) et la déviation lue sur le Fann 35 après mixage.....	45
Tableau V.2 : La vitesse en rpm (tours/mn) et la déviation lue sur le Fann 35 après conditionnement.....	46
Tableau V.3 : Influence de la variation de la concentration du FLAC D207 Sur le système étudié à Température constante (76°C).	49
Tableau V.4 : Influence du dispersant D065 sur le système UniFLAC.....	50
Tableau V.5 : Influence du retardateur D198 avec le ciment - G.....	51
Tableau V.6 : Système LiteCRETE 1.29 SG à 50°C.....	53
Tableau V.7 : Système GasBLOK 1.90 SG à 76°C.....	54
Tableau V.8 : Système UniFLAC 1.90 SG à 76°C.....	54
Tableau V.7 : Système FUTUR 1.51 SG à 59°C.....	55
Tableau V.8 : Système FlexSTONE 1.90 SG à 115 °C.....	55
Tableau V.9 : Système Silica 1.90 SG à 99 °C.....	56
Tableau V.10 : Système NEAT Slurry 1.90 SG à 66 °C.....	56
Tableau VI.1 : Système GasBLOK 1,90 SG.....	63
Tableau VI.2 : Système Silica Blend 1,90 SG.....	63
Tableau VI.3 : Système LiteCRETE 1,29 SG.....	64
Tableau VI.4 : Système FlexSTONE 1,90 SG.....	65
Tableau VI.5 : Système Futur 1,51 SG.....	65
Tableau VI.6 : Système UniFLAC 1,90 SG.....	66
Tableau VI.7 : Système Neat 1,90 SG.....	67
Tableau VI.8 : Comparaison de cost, price et NET entre nouveaux et anciens systèmes. ...	68
Tableau VI.9 : tableau des nouveaux prix et bénéfices pour chaque système.....	68
Tableau VI.10 : Quantité des additifs pour un seul puits.....	70
Tableau VI.11 : Quantité des additifs pour un mois.....	70
Tableau VI.12 : Quantité Stocké pour les 6 prochains mois.....	70
Tableau VI.13 : a) Surface du stockage des additifs Liquides.....	70
Tableau VI.13 : b) Surface du stockage des additifs Solides.....	71
Tableau VI.14 : a) Le coût du transport pour les additifs Liquides.....	71
Tableau VI.14 :b) Le coût du transport pour les additifs Solides.....	71

Introduction Générale

La production de pétrole s'effectue en plusieurs opérations. Dans un premier temps, il est nécessaire d'amener le pétrole à la surface. Cela peut se faire en forant un puits qui devra être entretenu et réparé durant son cycle de vie. Il est en effet très important de surveiller en permanence le puits et de connaître l'activité du réservoir.

La durée de vie d'un puits est évaluée approximativement à vingt ans, différents problèmes peuvent en effet se produire : réduction de la perméabilité, de la pression dans le réservoir et à la tête du puits, corrosion et érosion du cuvelage, effondrement des parois du puits, ...etc. Pour résoudre ces problèmes, il existe plusieurs solutions dont la plus importante consiste à « cimenter » le puits.

La cimentation primaire est une technique qui consiste à placer du ciment dans l'espace annulaire entre le cuvelage et les parois du puits. Le ciment alors se durcit pour former une structure rigide empêchant la migration des fluides de la formation dans l'annulaire. La cimentation primaire est donc une des étapes les plus critiques pendant le forage et durant les opérations d'achèvement.

Les fonctions principales du processus de cimentation primaire visent à :

- Assurer le support et la protection du cuvelage ;
- Limiter le mouvement des fluides entre les formations ;
- Protéger le cuvelage contre la corrosion ;
- Prise et abandon des puits non-économiques.

Des ciments adaptés pour remplir ces fonctions ont été mis au point (API classe G ou H). Des additifs spéciaux sont ajoutés pour adapter le produit à des exigences spécifiques. La plupart des additifs sont disponibles sous formes liquides ou solides.

Les additifs liquides sont ajoutés et mélangés directement à l'eau. Les additifs solides sont mélangés avec le ciment (mélange solides-solides); Ils peuvent être aussi dispersés dans l'eau directement (mélange solide-liquide).

Il existe plusieurs catégories d'additifs de ciment :

- Accélérateurs de prise;
- Additifs allégeants;
- Additifs alourdissants;
- Retardateurs de prise;
- Additifs pour contrôler les pertes liquides (fluid loss);
- Dispersants;
- Additifs de contrôle des gaz...

Ces additifs jouent un rôle très important dans le ciment, car ils lui confèrent des spécifications précises pour répondre aux conditions exigées par le forage.

L'objectif de ce projet est de formuler un ciment dans lequel nous allons substituer ces additifs traditionnellement liquides par des additifs solides. L'impact de cette substitution sur

Introduction Générale

les caractéristiques physicochimiques du ciment, sur les coûts et sur les aspects logistiques (stockage, transport) seront évaluées.

Le chapitre I de notre travail présente l'Entreprise, Schlumberger et sa section Services au Puits (Well Services), et plus précisément, le service Cimentation.

Le chapitre II, traite la partie Qualité Hygiène et sécurité de l'environnement (QHSE) du service.

Il sera suivi par le chapitre III, qui lui va traiter des principes de bases de la cimentation pétrolière.

Les caractéristiques du ciment utilisé dans le domaine pétrolier sont abordées dans le chapitre IV (processus de fabrication, phénomène d'hydratation, propriétés physiques, les principaux additifs).

La Partie Expérimentale de ce Projet est exposée dans le chapitre V : trois additifs solides ont fait l'objet d'essais et de mesures destinées à évaluer leurs performances par rapport à celles de systèmes conventionnels utilisant des formes liquides.

Les impacts de cette substitution sur le plan économique, logistique sont passés en revue dans le chapitre VI.

I. PRÉSENTATION DU GROUPE SCHLUMBERGER

1. Historique :

La société Schlumberger¹ est née au début du 20^{ème} siècle (1926). Elle est le fruit de la découverte par deux frères alsaciens, Conrad (1878–1936) et Marcel Schlumberger (1884–1953) **figure I.1**, d'un nouveau système de mesure permettant de décrire la nature du sous-sol.

Grâce à leurs inventions et au soutien financier de leur père Paul, industriel dans le textile à Mulhouse, ils fondèrent en 1919 une petite société spécialisée dans les mesures physiques pour la recherche de richesses minérales. En 1926, elle devient la Société de Prospection Électrique. Installée à Paris, rue Fabert, elle ne compte que 2 salariés, les 2 frères parfaitement complémentaires. Pionniers dans l'application géophysique à l'industrie minière, ils obtiennent de nombreux contrats en France, aidés par le réseau des anciens élèves de leurs écoles respectives qui occupent des fonctions importantes dans l'industrie minière, mais ils obtiennent aussi des contrats en Europe, au Canada et au Congo belge. En plus de construire de nombreux outils de mesure, ils vendaient leurs services aux compagnies pétrolières lorsqu'elles voulaient savoir où forer un puits. En effet, en 1927, Conrad a l'idée d'utiliser les puits de forage pour effectuer des mesures de résistance électrique des sols. Ce procédé va faire la fortune de la société. Elle va se spécialiser de plus en plus dans l'industrie pétrolière et intervenir partout dans le monde où se trouvent des champs pétrolifères, particulièrement aux États-Unis où une filiale est créée dès 1931.

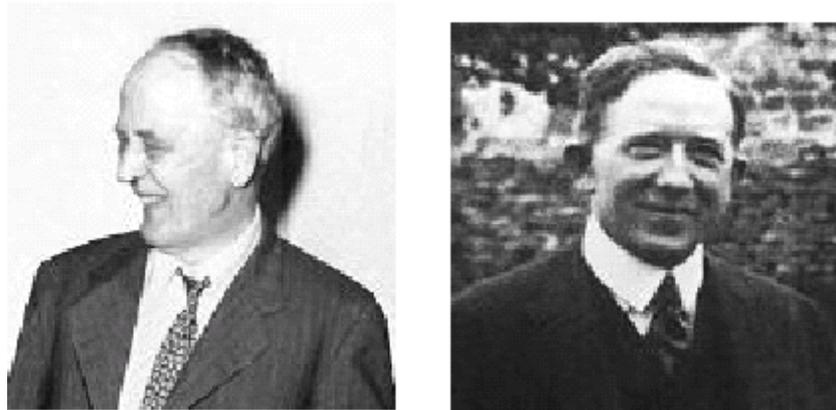


Figure I.1: Marcel et Conrad Schlumberger [1].

Ils posèrent ainsi les principes de la « diagraphie² au câble » (*Wireline logging*), une technologie encore très largement utilisée dans l'ingénierie pétrolière moderne. En 1936, Conrad meurt d'une crise cardiaque au retour d'un voyage en URSS. En 1940, avec l'occupation allemande, le siège de l'entreprise est transféré à Houston au Texas. La société allait donner naissance à Schlumberger Limited, spécialisée dans les mesures dans les forages, et à la Compagnie Générale de Géophysique, spécialisée dans les mesures de surface. Actuellement *Schlumberger* est leader mondial des services pour l'industrie pétrolière.

¹ Compagnie de services pétroliers

² Technique qui permet de déterminer la densité, la résistivité et un certain nombre d'autres caractéristiques des couches du sous-sol qui sont traversées lorsque l'on effectue un forage.

2. Schlumberger Limited :

Pour être un peu plus précis, Schlumberger Limited œuvre aujourd'hui dans les équipements et services destinés aux sociétés pétrolières. Schlumberger est réellement une multinationale puisque la société est présente dans plus de 100 pays dans le monde dont les sièges principaux sont situés à Paris en France, à La Haye au Pays Bas et à Houston aux États Unis. Son slogan: « Au service du pétrole, Gérer l'ingérable », traduit de l'anglais « Oil Service, Manage the unmanageable », reflète parfaitement les ambitions de ses pères fondateurs mais également ceux des dirigeants actuels de l'entreprise. Ce qui fait que la multinationale dispose aujourd'hui d'un effectif de plus de 80000 employés dans le monde, avec 140 nationalités différentes dont 1500 en France. La société est actuellement cotée en bourse: à la bourse de New York et celle de Paris. Schlumberger Limited ne se spécialise pas uniquement dans le domaine de l'exploitation du pétrole proprement dit, c'est-à-dire exclusivement dans le secteur du forage, mais œuvre également dans diverses activités tournant autour du pétrole.

En effet, la société dispose des meilleurs ingénieurs dans le domaine et a créé un centre de Recherche et de Développement dans la commune française de Clamart. En plus de ce laboratoire de recherche, la multinationale a mis en place d'innombrables projets de partenariats avec plusieurs universités de sciences, des collaborations qui se sont concrétisées avec la création de multiples centres de formations internes. Les dits centres peuvent accueillir aux alentours de 1200 personnes par jour, dont 500 étudiants uniquement pour celui qui est situé dans le campus Schlumberger de l'université d'Abu Dhabi, aux Émirats Arabes Unis. Ainsi, parmi les 80000 employés de la société Schlumberger, 10% d'entre eux sont spécialisés uniquement dans la recherche scientifique, plus précisément dans les géosciences, c'est-à-dire dans la géologie, la géophysique et l'ingénierat de réservoir.

Structure du groupe Schlumberger :

Tout au long de ces dernières années, le groupe Schlumberger a beaucoup évolué suite à de nombreuses diversifications et acquisitions. L'organisation se présente sous trois axes principaux :

- Test and Transaction (T&T) dont le but est de créer des services et des solutions dans les secteurs des cartes à puce et des équipements de tests automatisés ;
- Ressources Management Services (RMS) dont le but est de fournir des produits, des systèmes, des services nécessaires à la gestion et à l'optimisation de la distribution des ressources telles que l'eau, l'électricité et le gaz ;
- Oilfield Services (OFS) dont le but est de proposer des services allant de la prospection jusqu'à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Le travail effectué au cours de ce mémoire a été réalisé dans ce dernier service dont nous allons présenter plus en détail la structure.

L'organigramme du Groupe Schlumberger sera présenté dans l'annexe n° 01.

3. Oilfield Services :

Tout d'abord rappelons que la branche Oilfield Services est la branche historique de Schlumberger et représente les deux tiers du chiffre d'affaire du groupe. Les soixante-dix années d'expérience dans les services pétroliers ont permis à Schlumberger de développer des solutions et des services techniques capables d'aider les compagnies pétrolières à localiser et à produire les hydrocarbures dans des conditions optimales de rentabilité, de sécurité et de respect de l'environnement. Ainsi Schlumberger fournit les prestations suivantes :

- Services Sismique : acquisition, traitement, et interprétation des données sismiques afin de déterminer l'emplacement du réservoir ;
- Services de forage et de mesures en cours de forage : forage de puits, mesures en temps réel des propriétés pétro physiques et géologiques des roches traversées par le puits ;
- Service d'évaluation par logging : évaluation des caractéristiques du puits et du potentiel de production des gisements ;
- Services du produits logiciel : solutions informatiques pour l'exploration et la production des hydrocarbures (logiciels, traitement informatique et interprétation des données) ;
- Services de gestion des projets intégrés : mise en œuvre globale d'une gestion ciblée et coordonnée des opérations sur le site ;
- Services d'ingénierie des fluides : tubage, mise en œuvre des fluides de forage (cimentation), opération de stimulation des puits.

Le projet a eu lieu dans ce service, présentons plus en détail la structure d'accueil de ce projet.

4. Well Services (COPS):

La Compagnie des Opérations Pétrolières Schlumberger «COPS» fait partie du groupe Schlumberger. Son siège social est à Paris. La location principale des opérations est située à Hassi-Messaoud. Elle est le point centre pour toutes les opérations dans l'ensemble Nord Africain.

Pendant ces dernières années, Schlumberger a sensiblement augmenté sa présence ainsi que sa part sur le marché des services de Cimentation et pompage en se concentrant sur l'exécution de la qualité de service, assurant une grande variété d'opérations. Par ces méthodes innovatrices de travail avec le client, sa qualité de services a amélioré l'intégrité et la productivité.

L'organigramme de Well Services sera présenté dans l'annexe n° 02.

Schlumberger Well Services est divisée en plusieurs segments :

- Cimentation ;
- Stimulation ;
- Fracturation ;

- Azote et pompage ;
- Coiled Tubing ;
- Services associés de laboratoire.

Ce Projet de Fin D'Etude a été effectuée au niveau du laboratoire Well Services situé à la base II (**figure I.2**).



Figure I.2 : Laboratoire de Well Services.

Le laboratoire de Well Services joue un rôle très important dans le service de cimentation qui se traduit en :

- 1) Contrôler et assurer la bonne qualité du produit fini tout en respectant les normes en vigueur.
- 2) Implémenter et introduire des nouvelles technologies de Schlumberger.

Ce mémoire a été réalisé dans le laboratoire de cimentation de Hassi Messaoud, il s'agit d'étudier en particulier l'impact des additifs solides sur les propriétés des systèmes de cimentation dans le but de remplacer les additifs liquides.

II. Qualité Hygiène et Sécurité de l'Environnement

Le succès de Schlumberger repose principalement sur le développement continu de ces produits et services, tout en protégeant ses employées et leur environnement de travail. Ils développent continuellement leur personnel pour avoir une culture de qualité et un système de direction qui lui permet de satisfaire les besoins de ces clients.

1. Qualité, Santé, et Sécurité :

Les programmes de qualité, santé, sécurité et d'environnement (QHSE) de Schlumberger Well services sont conçus pour réduire la fréquence et la sévérité des accidents. La réduction de l'exposition aux risques est assurée en se concentrant sur l'empêchement et en faisant participer chaque employé dans l'identification de risque.

Schlumberger a un système opératoire QHSE basé sur les normes ISO 9000 et appliqué pour les centres de recherche, les directions générales, les bureaux et les bases en plus de toutes les locations sujettes aux opérations.

La philosophie QHSE doit être transmise à tous les employées, clients et fournisseurs qu'ils ont un rapport avec le travail.

Le model du système de gestion QHSE se compose de huit éléments essentiels et liés qui sont les suivants:

1. Engagement et conduite ;
2. Politique et objectifs ;
3. Organisation et ressources ;
4. Gestion d'entrepreneur et de fournisseur ;
5. Gestion du risque ;
6. Conception et planification ;
7. Exécution et surveillance ;
8. Évaluation et amélioration continue.

Schlumberger garde une documentation complète et des archives sur une page web, ce qui permet aux employées d'accéder aux derniers événements et l'historique QHSE dans chaque location dans le monde.

En plus du système de gestion QHSE, ils ont développé des éléments clés de qualité de service (Key Service Quality Requirements). Ces documents détaillent les points essentiels nécessaires pour assurer un service sure et complet aux clients.

2. Environnement :

Le règlement QHSE précisé que Schlumberger s'engage à minimiser son impact sur l'environnement grâce à la prévention de la pollution, le contrôle et le recyclage des déchets et l'utilisation efficace et économique des ressources naturelles.

Pour protéger l'environnement dans les communes où Schlumberger travaille et vit, Schlumberger a mis au point des programmes et des plans pour atteindre des buts et continuellement améliorer la protection de l'environnement. Ce programme consiste en :

- Minimisation des déchets et plan de gestion ;
- Plan de décharge des eaux résiduaires ;
- Plan de commande et de prévention de la contamination de sol ;
- Programme de stockage des produits dangereux ;
- Programme de conformité de l'environnement.

3. Règlements et Normes Schlumberger :

Le système de gestion Qualité Hygiène Sécurité et Environnement (QHSE) est principalement guidé par les règlements suivants :

- Règlement QHSE ;
- Règlement de conduite routière ;
- Règlement de protection de l'information ;
- Règlement abus de boissons ;
- Règlement de sécurité des employés.

En plus de ces règlements et en concordance avec eux, 21 OFS QHSE Normes ont été établies et sont appliquées à tous les segments de Schlumberger :

- OFS QHSE S001 – Gestion et conduite des voyages ;
- OFS QHSE S002 – Identification des risques et reportage d'accidents ;
- OFS QHSE S003 – Équipement de protection personnel PPE ;
- OFS QHSE S004 – Réponse au secours ;
- OFS QHSE S005 – QHSE Passeport;
- OFS QHSE S006 – Santé ;
- OFS QHSE S007 – Inspection du système de gestion ;
- OFS QHSE S008 – Sécurité IT ;
- OFS QHSE S009 – Équipe de prévention des pertes (Loss Prevention Team) ;
- OFS QHSE S010 – Exception ;
- OFS QHSE S011 – Sécurité du personnel ;
- OFS QHSE S012 – Gestion des entrepreneurs et des fournisseurs ;

- OFS QHSE S013 – Levage mécanique ;
- OFS QHSE S014 – Pression ;
- OFS QHSE S015 – Normes de H₂S;
- OFS QHSE S016 – Réduction et protection contre les incendies ;
- OFS QHSE S017 – Normes d'empêchement des dommages ;
- OFS QHSE S018 – Norme de Rayonnement ;
- OFS QHSE S019 – Normes des explosifs ;
- OFS QHSE S020 – Analyse et control des risques ;
- OFS QHSE S021 – Normes de la qualité des données.

Pour le segment Schlumberger Well Services, des normes d'opération de Cimentation ont été établies pour couvrir les opérations de Cimentation. Tous les employés ont été formés et leurs certifications sont vérifiées chaque mois.

Les Standards relatifs au segment de Cimentation sont :

Standard 5 : le but de ce standard est définit les procédures de sécurité suivit dans les opérations des services du puits.

Standard 18 : procédure pour la communication de danger chimique (HAZCOM). Dans le quelle les pays pétrolière doivent développer les programmes de la formation supplémentaire sur les dangers et les gravités causé par un produit chimique.

Standard 23 : ce standard concerne l'inspection et la certification des équipements.

Les standards du Laboratoire :

Standard 17 : le standard définie les conditions minimale pour le stockage, le mixage et le transport des comburants dans tous les locations de services pétrolière afin d'éviter tout les réactions par l'incompatibilité des produits chimiques avec les comburants.

Standard 24 : des procédures suivirent par les techniciens de laboratoire qui exige des équipements de sécurité certifier pour chaque type de test, la loi interne du laboratoire qui doit être suivit par les employées.

Priorité de ce stage, avant le stage au laboratoire et visite le chantier, une formation HSE Préliminaire nous a été établie.

III. Les Principes de Base de la Cimentation

L'objectif de la cimentation est d'assurer une isolation complète des différentes zones de support d'étui « nommé cuvelage » afin de le protéger, dans le but d'avoir une construction imperméable, ou le fluide ne migre pas d'une zone à une autre qui mène à une production sans fluides indésirable. L'intérêt de la cimentation se justifie à travers l'explication de la construction d'un puits.

1. Construction simplifié d'un puits :

La construction d'un puits se fait en plusieurs étapes. Dans un premier temps, on effectue le forage et la diagraphie du puits. Puis on procède au cuvelage et à la cimentation. Chaque étape de forage, cuvelage et cimentation s'effectue graduellement, en plusieurs parties. Puis, on met en place le tubage et les packers³ de production. A la fin, on procède aux perforations dans le cuvelage pour permettre la circulation du pétrole dans le tubage.

A. Forage :

La majorité des appareils de forage actuels sont des sondeuses rotatives (figure III.1). L'avantage de la sondeuse rotative c'est qu'elle peut opérer dans des formations tendres comme l'argile ou les sables meubles. Par contre la sondeuse par battage ne le permet pas (figure III.2). L'argile et le sable retomberaient dans le puits et bloqueraient le trépan.

La sondeuse rotative utilise un trépan rotatif avec des rangées de dents qui pénètrent la roche. L'appareil de forage racle les morceaux de roche au fur et à mesure de la rotation du trépan. Le trépan est fixé sur une tige de forage formée par plusieurs joints de conduite. On ajoute des joints à la tige de forage pour mesurer que le trou gagne en profondeur [1].

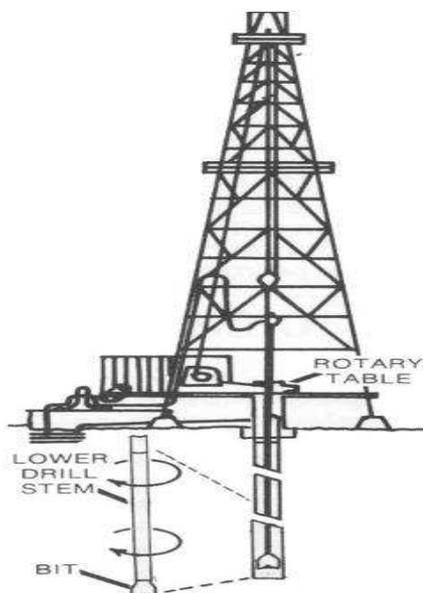


Figure III.1: principe de la sondeuse par table rotatif [1].

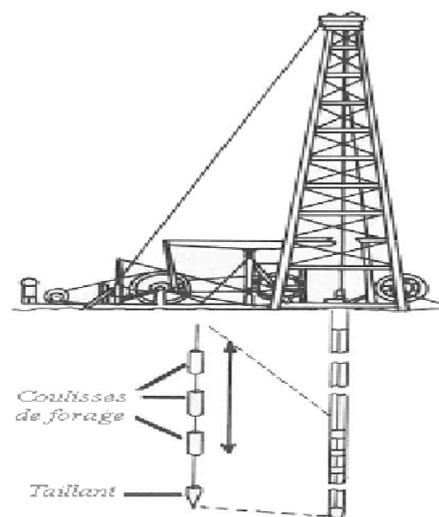


Fig 3 Principe de la sondeuse par battage au câble.

Figure III.2: Principe de la sondeuse par battage au câble [1].

³ Dispositif d'étanchéité installé sur le train du tubage acheminant les fluides des réservoirs dans le tubage.

Les déblais de la roche doivent alors être évacués pour ne pas gêner l'action du trépan. Pour réaliser cette évacuation, on fait circuler un fluide dans le puits. Ce fluide, nommé boue de forage, transporte les déblais vers la surface où ils sont éliminés. La boue de forage est ainsi recyclée dans le trou de forage. Le fluide pénètre dans le puits par la tige de forage et s'évacue à travers le trépan. Une énorme pompe en surface actionne le système de circulation de la boue.

La boue de forage est plus qu'une boue, c'est un mélange complexe de matières. Une meilleure dénomination est donc «fluide de forage». Le fluide prévient aussi l'effondrement du puits (la totalité du trou de forage étant rempli de fluide).

Une autre fonction du fluide de forage est le refroidissement du trépan. Lorsque les déblais arrivent en surface, ils sont conservés pour être analysés. Ils peuvent apporter aux experts de précieuses informations sur les formations rocheuses dans le puits. Une autre façon d'analyser⁴ le puits est de prélever des carottes d'échantillons.

B. Cuvelage et Cimentation:

Pour éviter que les parois du puits ne s'effondrent, ce dernier doit être cuvelé. Ceci signifie la pose d'un tube d'acier métallique robuste puis sa cimentation.

1) Cuvelage «Casing»:

C'est un tubage qu'on place régulièrement lors de la construction du puits, pour éviter que les parois ne s'effondrent, ce dernier peut atteindre plusieurs mètres de profondeur.

Pour arriver au fond de ce dernier il faut passer par des étapes régulières, la pose des tubes un par un et leur scellement au fur et à mesure par une cimentation rigoureuse (Des tubes dans leurs diamètres varient).

Après l'installation du cuvelage le fond rétrécit, ça nous conduit vers un puits avec un diamètre qui diminue progressivement de haut vers le bas (figure III.3) [2].

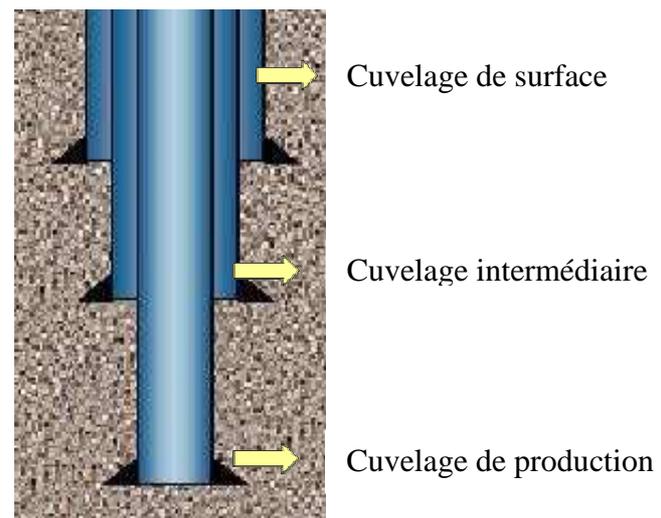


Figure III.3 : Type de cuvelage [2].

L'importance du cuvelage s'impose pour:

- Prévenir l'éboulement du trou ;
- Éviter la communication entre deux aquifères ;
- Exclure l'eau de la production de formations ;
- Limiter la production de puits de forage ;
- Fournir des moyens de contrôle des pressions ;
- Faciliter l'installation des équipements du sous-sol.

⁴ Cette analyse permet de déterminer les scales, la minéralogie de la roche forment par cette étude une historique de se puits qui va être utilisé après pour le traitement (Acidizing & Frac).

2) Cimentation:

Les objectifs de la cimentation sont l'isolation complète des différentes zones, soutenir le cuvelage et protéger la colonne de tubage. Il est primordial que les fluides ne puissent migrer d'une formation à l'autre afin d'éviter, par exemple, une fuite de pétrole dans les réservoirs d'eau environnants.

La première étape dans la cimentation est de calculer la quantité de ciment nécessaire pour remplir l'espace entre les parois du puits et le cuvelage. Puis le ciment est livré sur site sous forme de blend.

Pour transformer ce blend en laitier, il faut la mélanger avec de l'eau. Il existe deux méthodes de mixage : à la volée ou par agitation par lot. La première signifie que le ciment est malaxé continuellement dans des bacs de mixage avant d'être injecté.

Pour mouvoir le ciment dans le puits, on utilise deux types de bouchons : en bas et en haut. Le premier sépare le ciment de la boue de forage afin de prévenir la contamination du ciment (figure III.4). Si ce phénomène se produit, les caractéristiques du ciment changent. Le bouchon du haut protège le ciment de la boue de forage utilisée dans le puits. Lors de l'injection du ciment, le bouchon supérieur reste bloqué dans le puits et sera perforé avec le trépan au prochain forage. Des isolants sont injectés au début et à la fin pour nettoyer le trou et protéger le ciment.

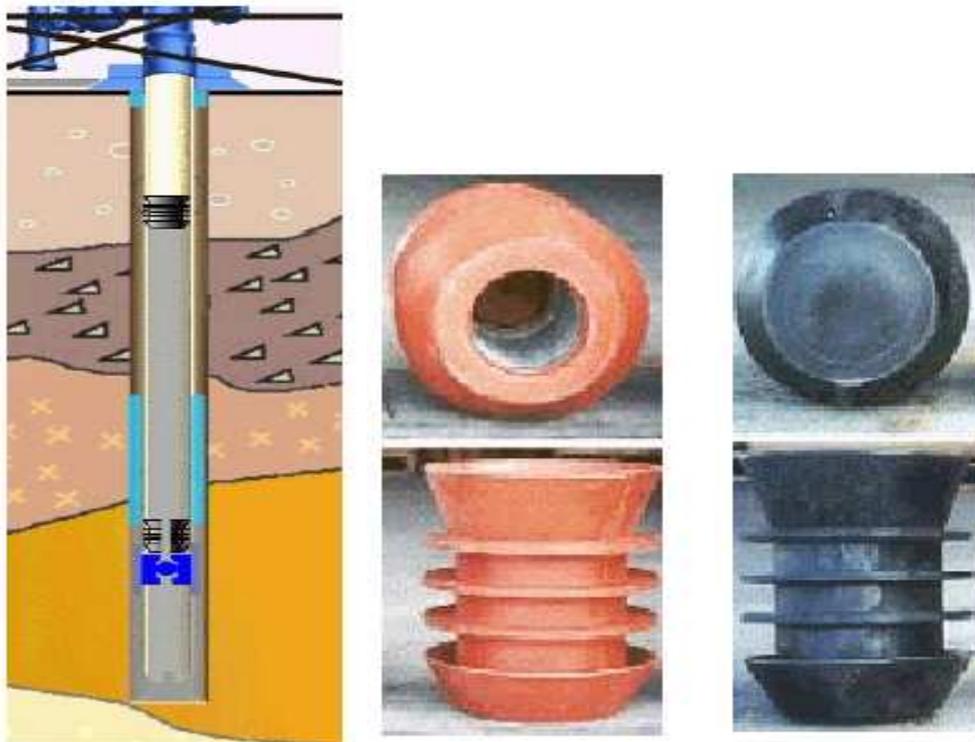


Figure III.4 : Principe de cimentation d'un puits

Noter les bouchons en haut (noir) et en bas (rouge) [2].

Une tête de cimentation (figure. III.5) est utilisée pour maintenir en place les bouchons du haut et du bas ; elle est fixée en haut du cuvelage pendant le travail de cimentation.



Figure III.5: Tête de cimentation [1].

Il existe différents types d'unités de cimentation selon que le puits se situe sur terre ou en mer.



Figure III.6: Unité de cimentation, sur remorque, pour forage sur terre [1].



Figure III.7: Unité de cimentation pour forage en mer [1].

C. Tubage:

La production d'un puits se fait par le tubage et non par le cuvelage pour plusieurs raisons:

1) Le tubage n'est pas cimenté dans le puits. Si un joint de tubage est déficient, il peut être remplacé rapidement. Le cuvelage est cimenté et il sera donc très difficile de le remplacer.

2) Le tubage permet également aux opérateurs de contrôler la production en plaçant divers outils et dispositifs spéciaux dans et sur le train de tubage.

Il permet également de contrôler plus efficacement la production du puits.

3) Le tube protège également le cuvelage de la corrosion et de l'érosion. Les fluides du réservoir sont corrosifs. En produisant à travers le tubage (facile à remplacer), on préserve ainsi le cuvelage.

D. Perforation:

Après l'exécution de toutes les étapes précédentes, le puits est prêt pour la production. Le cuvelage et le ciment ferment hermétiquement le puits entre les réservoirs de pétrole et de gaz. Le réservoir et la zone de production du puits doivent communiquer afin de laisser pénétrer le pétrole.

Des petits trous sont creusés dans le cuvelage nommés perforations. Ils ne pénètrent pas seulement dans le cuvelage mais aussi dans le ciment et sur une courte distance à l'intérieur de la roche.

Les paramètres d'un réservoir se modifient dans l'environnement du puits. Ce qui signifie que la zone de production de pétrole, avec ses couches de pétrole et de gaz, se modifie. Le puits doit être adapté aux nouvelles conditions et quelques perforations supplémentaires doivent être exécutées. Les perforations non utilisées sont alors bouchées par du ciment afin d'optimiser la production.

Comme l'illustre la figure III.9, plusieurs améliorations ont été apportées par rapport au processus de perforation du 19^{ème} siècle. Il est aujourd'hui possible de pratiquer des explosions qui ne soient pas réparties uniformément autour du puits.

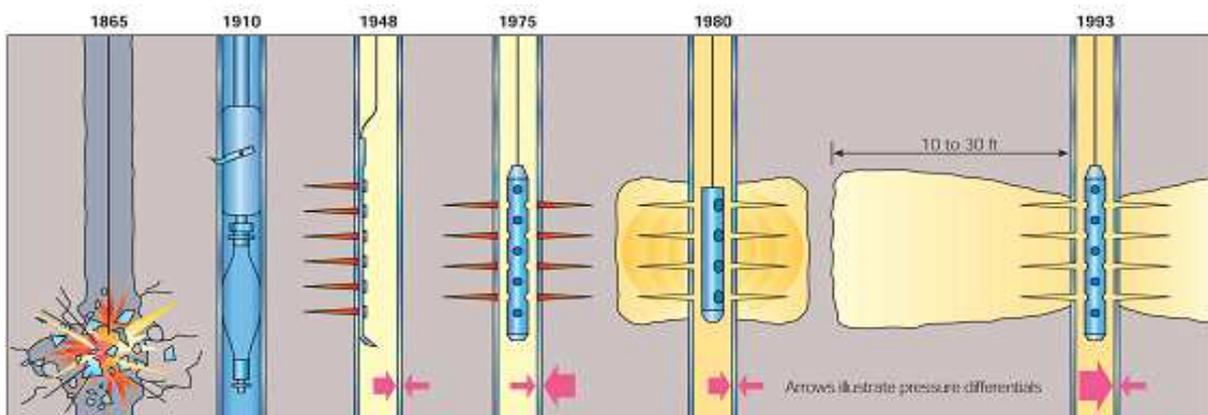


Figure III.9: le développement de la perforation [1].



Figure III.8: Tubage d'intervention [1].

IV. Formulation d'un Coulis de Ciment

1) Le ciment :

A. Historique du ciment :

Les Egyptiens sont les premiers qui ont utilisé le ciment⁵, qui a été amélioré par les civilisations suivantes par l'addition de la chaux et de l'argile. Les Grecs d'Italie l'ont renforcé avec des cendres pouzzolaniques⁶ qui a été généralisée par la suite par les Romains jusqu'à l'époque moderne.

Le ciment est un liant, souvent une chaux additionné par des tuiles ou du briques concassée. La pouzzolane est très utilisée comme adjuvant. Le ciment a été accepté qu'au XIX^e siècle, lorsque Louis Vicat identifia le phénomène d'hydraulicité des chaux en 1817 et celles des ciments, qu'il appelait chaux éminemment hydrauliques, ou chaux limites, en 1840.

La recherche sur l'hydraulicité des chaux débuta à la fin du XVIII^e siècle pour aboutir vers 1840, à la fabrication des ciments modernes. Elle concernait les chaux grasses, non hydrauliques, qui ne durcissent pas sous l'eau, les chaux hydrauliques qui durcissent même sous l'eau, les chaux éminemment hydrauliques (riches en argiles) qui se solidifient très rapidement, et les chaux limites (trop riches en argiles) qui se solidifient très rapidement puis se décomposent, si elles ne sont pas cuites au degré de fusion pâteuse.

En 1796, James Parker découvrit sur l'Île de Sheppey, en Grande Bretagne, le ciment prompt⁷ qu'il baptisa commercialement ciment romain. Ce ciment acquit par la suite, de 1820 à 1920 environ, une grande réputation. Il fut fabriqué dans toute l'Europe et servait à faire des moulages au gabarit, ou à fabriquer des pierres artificielles de ciment moulé. Au début du XIX^e siècle, toute l'Europe s'active, la France surtout, pour ne rien devoir aux Britanniques ni à la pouzzolane italienne. Et le Français **Louis Vicat** découvrit en 1817 le principe de la chaux hydraulique en concernant la proportion d'argile et la température de cuisson (en mélangeant en proportion 76 à 80 % de calcaire et 24 à 20 % d'argile). En 1824, le Britannique **Joseph Aspdin** déposa un brevet pour la fabrication d'une chaux hydraulique à prise rapide qu'il appela commercialement le ciment Portland, car la couleur de son produit ressemblait aux célèbres pierres des carrières de la péninsule de « Portland » situées en Manche. C'est un ciment similaire à ceux que décrivit Vicat, encore que son brevet soit imprécis. Mais il fallut attendre 1840, et la découverte des principes d'hydraulicité des ciments lents (dits aujourd'hui ciment Portland) toujours par Louis Vicat une cuisson à la température de fusion pâteuse soit 1 450 °C qui permit d'obtenir le clinker pour voir une réelle fabrication de ces ciments modernes, et voir apparaître ensuite une architecture de béton coffré puis du béton armé [3].

⁵ Mot latin caementum, signifiant moellon, pierre de construction.

⁶ Cendres volcaniques de la région Pouzzoles, Naples, en Italie.

⁷ Une chaux éminemment hydraulique ou ciment naturel à prise rapide, cuit à 900 °C comme les chaux naturelles ordinaires.

B. Fabrication du ciment Portland:

Les ingrédients bruts du ciment Portland sont la chaux, la silice, l'alumine et l'oxyde de fer. La chaux est obtenue de dépôts de roche calcaires et de déchets d'alcali⁸ industriels. L'alumine, la silice et l'oxyde de fer sont tirés d'argiles et des schistes argileux et de la scorie⁹ de haut fourneau ou les déchets de cendres volantes des centrales électriques à charbon. Ces matières sont pulvérisées dans la poudre excellente, combinés pour obtenir une composition en vrac d'oxyde et alimenté dans un four rotatif chauffé aussi haut que 1500 °C, les matières premières subissent une série complexe de réactions chimiques pour produire les quatre composés principaux qui composent le ciment.

Le cheminement du cru, c'est à dire l'ensemble formé par la matière provenant de la carrière (carbonate et argile) et l'eau qui a aidé à l'extraction de la matière à partir des carrières. Le mélange carbonate et argile doit avoir des particules d'une taille de 200 microns afin de faciliter la suite de fabrication du ciment et le rendre le plus homogène possible (voir schéma IV.1). Le mélange doit par conséquent être concassé. Ensuite le mélange doit subir le procédé en voie sèche ou en voie humide. Le choix se fait en fonction des impératifs financiers. En effet, le traitement par voie humide nécessite l'élimination de l'eau qui est un procédé très coûteux en énergie. Le mélange ainsi obtenu va subir un traitement thermique puis un refroidissement. Cette partie du procédé permet au mélange de former les phases cristallines nécessaires à la réactivité finale du ciment. En dernier lieu on ajoute du gypse dont la taille des particules est de 100 microns environ qui permet de réguler l'hydratation du ciment. L'ensemble clinker + gypse est ensuite homogénéisé.

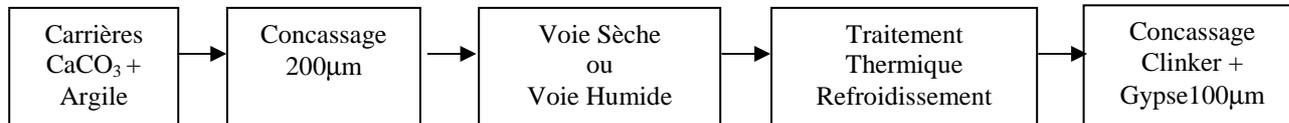


Schéma IV.1 : Synoptique du procédé de fabrication du ciment [4].

Ces quatre composés, aussi bien que les quantités secondaires de chaux libre et d'autres oxydes, quittent le four comme le clinker. Après que le clinker s'est rafraîchi, une petite quantité de gypse ($\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$) est ajoutée et le mélange est pulvérisé et la raison pour obtenir le ciment Portland fini [5].

Nomenclature:

Dès 1915, Rankine et Wright ont établi une notation simplifiée pour parler des oxydes qui forment le clinker (figure IV.2).

A= Al_2O_3	C= CaO	F= Fe_2O_3	H= H_2O
N= Na_2O	S = SiO_2	$\overline{\text{S}} = \text{SO}_3$	M= MgO
K= K_2O	T = TiO_2	P = P_2O_5	$\overline{\text{C}} \equiv \text{CO}_2$

Tableau IV.1: sténographie chimique [5].

⁸ Nom générique des bases, substances dont les propriétés chimiques sont analogues à celles de la soude et de la potasse.

⁹ Résidu des métaux en fusion.

Les principaux composés du clinker étant :

Clinker	Nom scientifique	abréviation	Propriétés en ciment
Ca_3SiO_5	Silicate tricalcique	C_3S	Composant principale (50 à 60%) Développement de la résistance
Ca_2SiO_4	Silicate bicalcique	C_2S	Résistance à la compression finale
$\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{O}_6$	Aluminate tricalcique	C_3A	Prise rapide Contrôlé par le gypse Développement précoce de la résistance
$\text{Ca}_4\text{Al}_2\text{Fe}_2\text{O}_{10}$	Alumino-ferrite tétra calcique	C_4AF	Peu influence (la coloration du ciment)

Tableau IV.2: Composition du Clinker [6].

La qualité finale est évaluée par des modules, c'est-à-dire des valeurs calculées à partir de la composition [1]. On définit par exemple :

- Module de saturation de Kühl :

$$LSF = \frac{\text{CaO}}{2,8 \cdot \text{SiO}_2 + 1,1 \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 + 0,7 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3}$$

Module silicique (MS ou SR) :

$$MS = \frac{\text{SiO}_2}{\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3}$$

- Module alumino-ferreux (AF ou AR) :

$$AF = \frac{\text{Al}_2\text{O}_3}{\text{Fe}_2\text{O}_3}$$

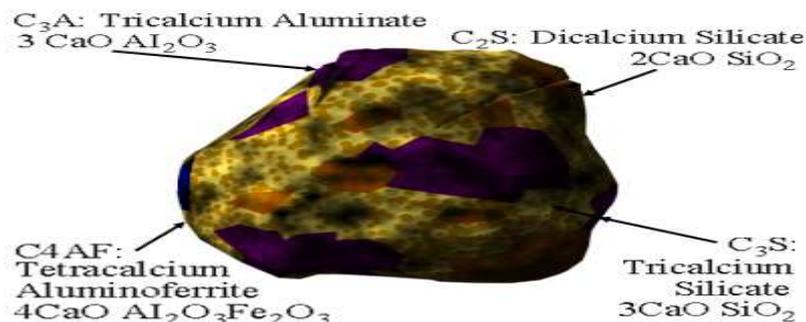
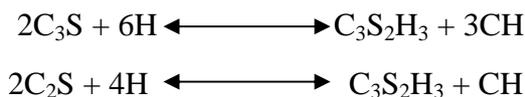


Figure IV.2 : Schéma de structure granulaire de clinker [6]

C. L'hydratation de ciment :

Le ciment Portland est le plus commun des ciments hydrauliques, qui établissent et développent des résistances à la compression à travers l'hydratation, et non par le dessèchement. L'hydratation implique des réactions chimiques entre l'eau et les composés du ciment. Il prévient donc et se durcit soit laissé à l'air libre ou immergé dans l'eau. Une fois durci, il a une faible perméabilité et résiste à l'attaque de l'eau. Tous ces attributs font un ciment Portland idéal pour maintenir l'isolement entre les aquifères et la complétion des puits.

En cas de mélange avec l'eau, les silicates C_3S et C_2S (qui constitue en hausse de 80 % de ciment Portland) produisent des produits d'hydratation semblables :



L'hydratation de silicate de calcium $C_3S_2H_3$, aussi appelé le gel C-S-H, il est en grande partie amorphe, comprend grossièrement 70% du ciment durci et donne sa force au ciment. L'hydroxyde de calcium à peu près $Ca(OH)_2$ [CH], connu comme Portlandite, sature la phase aqueuse de la pâte à ciment et augmente son pH entre 12.5 et 13.

Dans un premier temps, ces réactions d'hydratation procèdent vigoureusement une couche dense de gel C-S-H et s'accumule autour de chaque particule de silicate. Mais le gel est relativement imperméable et il empêche ensuite plus d'eau d'atteindre la surface de silicates anhydres, gênant par la suite l'hydratation. Un faible intervalle de réactivité suit ce qui est appelé la période d'induction. L'hydratation reprend finalement quand la perméabilité de la couche de gel C-S-H commence à augmenter, permettant à plus d'eau d'atteindre les surfaces de grain de silicate (figure IV.3).

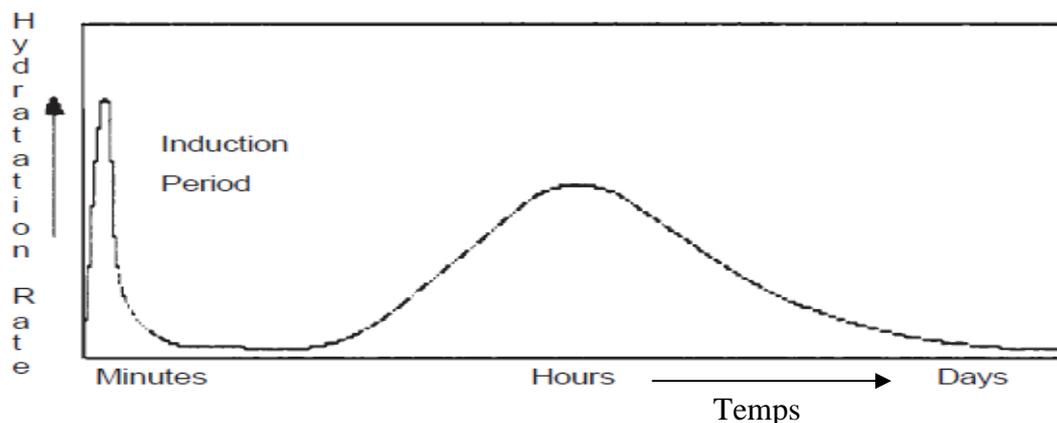


Figure IV.3: Hydratation des composants de silicate du ciment Portland [5].

L'hydratation est en premier temps rapide. Il entre alors à une période "d'induction" lente, causée par le produit d'hydratation C-S-H le gel couvrant les restes non hydratés des grains de silicate et la prévention de l'eau les atteindre. Finalement le gel fait entrer de l'eau et l'hydratation reprend.

Le début de création et le développement de résistance initiale est contrôlée par C_3S parce qu'il hydrate plus rapidement que C_2S et parce que c'est plus abondant. Le composant C_2S affecte sur la résistance à la compression suprême du ciment durci (figure IV.4).

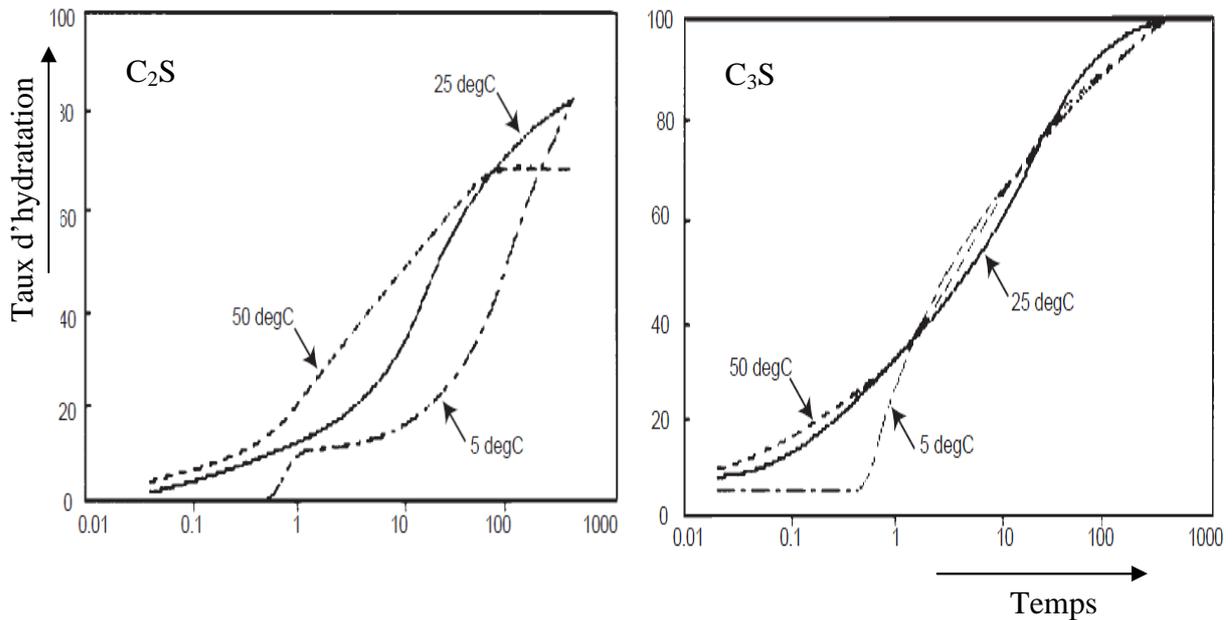
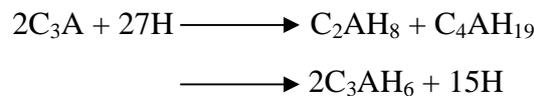


Figure IV.4: Taux d'hydratation des deux composants de silicate C_3S et C_2S [5].

Le C_3S s'hydrate plus rapidement que C_2S et domine le premier développement de résistance. Le taux d'hydratation des deux composants a tendance à augmenter avec l'augmentation de la température.

Les composants d'aluminate en particulier C_3A réagissent plus fortement au début d'hydratation et donc affectent sur la rhéologie du laitier et laisse le premier développement de force de résistance. Tant C_3A et C_4AF produisent "le calcium aluminate hydraté", C_3AH_6 , par des réactions métastable intermédiaire (on montre seulement les réactions C_3A) :



Contrairement au gel C-S-H, le calcium-aluminate hydraté est cristallin, pas amorphe; et il ne forme pas de couche protectrice autour des surfaces de grain aluminate.

Par conséquent, l'hydratation normalement se produit rapidement et doit être contrôlée pour éviter l'enraidissement prématurée du ciment, appelé "flash set"¹⁰ prise rapide". C'est là où le gypse ajouté au clinker rentre en jeu pour produire le ciment Portland.

Dissous dans l'eau, le gypse libère du calcium et des ions de sulfate. Ceux-ci réagissent avec les ions aluminates et des ions hydroxyles relâchés par les aluminates formant l'hydrate de trisulfo-aluminate appelé l'ettringite¹¹ : $[C_3A. 3CS. 32H]$.

¹⁰ Une prise anormale précoce ou la fixation d'un coulis de ciment dans lequel devient impompable. Cela est souvent causé par la déshydratation du ciment dans le fond du puits

L'ettringite se précipite sous forme de cristaux en forme d'aiguille sur la surface des grains C_3A , gênant encore l'hydratation et la création d'une période d'induction artificielle (figure IV.5).

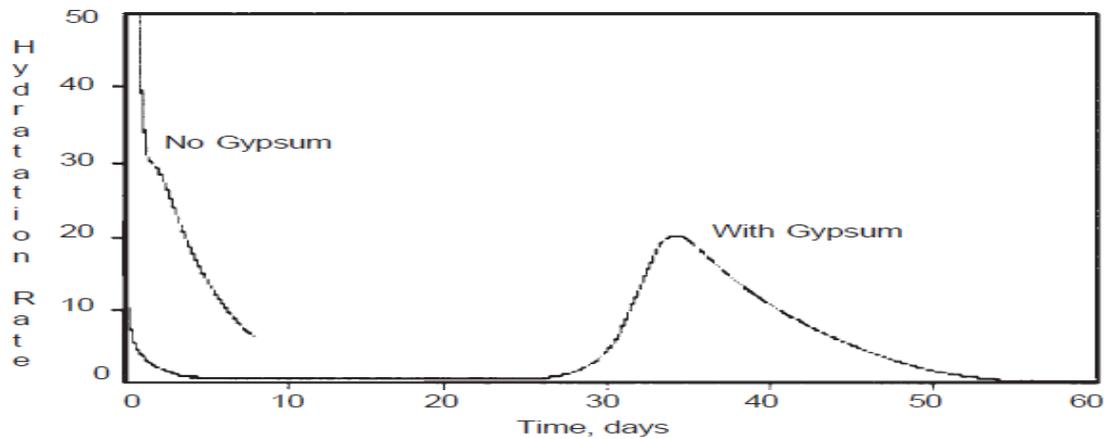


Figure IV.5: Hydratation des composants d'aluminate, du C_3A et C_3AF avec et sans du gypse [5].

Le gypse favorise la formation d'ettringite autour des grains d'aluminate, qui ralentit l'hydratation et crée une période d'induction artificielle. Une micrographie électronique parcourant la croissance ettringite pointue a été faite à un agrandissement approximativement 5000-X.

L'ensemble d'hydratation du ciment Portland peut être considéré comme une séquence des réactions superposées menant à une prise continue et une pâte à ciment durcissant (figure IV.6). Pendant l'hydratation initiale, quand la matière est anhydre ajoutée à l'eau et les produits d'hydratation commencent à se former, les grains de ciment restent indépendants et le coulis de ciment peut être pompé. Cet état persiste pendant la plupart de la période d'induction. Mais quand l'hydratation reprend après la période d'induction, les grains de ciment commencent à se lier ensemble et le laitier devient impompable.

La force compressive se développe pendant les produits d'hydratation sont enchevêtrés. Les réactions s'accroissent quand la température augmente.

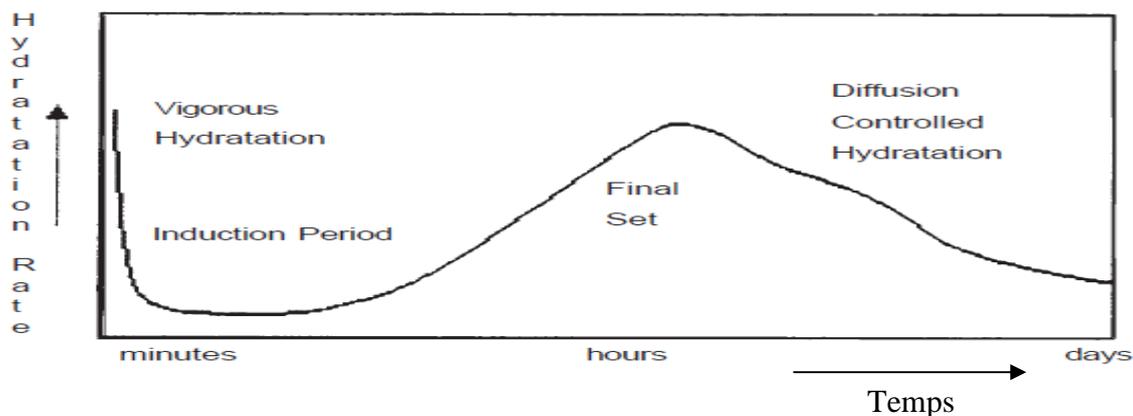


Figure IV.6: Schéma d'hydratation du ciment [3].

¹¹ Calcium trisulfo-aluminate utilisé pour diriger les premières étapes d'hydratation du ciment.

La résistance finale de ciment est fournie principalement par le gel amorphe C-S-H produit par les composants d'hydratation du silicate du ciment.

La vitesse de réaction dépend aussi des concentrations relatives des composants de ciment et leur taille de particule ou de finesse. Par exemple, le C_3S plus il est relatif à C_2S , plus tôt une prise de ciment, parce que C_3S réagit plus rapidement que C_2S . En règle générale, plus le ciment est excellent, plus d'eau est exigé pour préparer un laitier pompable et la force compressive plus rapide a développe. La vitesse de réaction est un facteur clé dans la conception d'une opération de ciment. Un autre facteur est la concentration de C_3A .

Le ciment Portland contient de faibles quantités de C_3A qui sont moins susceptibles à l'attaque de sulfate (des sulfates de magnésium et de sodium) dans les saumures¹² de fond réagissent avec les produits d'hydratation du ciment et causent la perte de force compressive.

Certains facteurs influent sur l'hydratation du ciment :

- **Température:**

La température a une très grande influence sur la vitesse d'hydratation des ciments. L'élévation de la température raccourcira le temps de prise en accélérant la vitesse d'hydratation.

- **Pression:**

En modifiant les conditions d'équilibre au sein de la phase, la pression affecte l'hydratation dans le sens d'une accélération pour une augmentation de pression.

- **Contamination:**

La contamination est un phénomène aléatoire dans ses effets, elle peut intervenir soit au cours du gâchage par l'eau utilisé soit au cours de la mise en place par mélange avec les fluides présents dans le puits [7].

Les concentrations relatives des composants et leur finesse sont des critères selon lesquels l'API (American Petroleum Institute) classifie les ciments de gisement de pétrole (voir le tableau IV.3). Les Classe A, B et C (les lettres indiquent qu'une chronologie) ont été développées dans les années 1950 et évalué pour les puits de profondeur moins de 1830 m (6000 pieds). La classe B a moins de C_3A et a été conçue pour la résistance aux sulfates. La classe C, avec plus de C_3S et C_3A qui est la raison beaucoup plus excellente, a été conçu pour donner la haute résistance à la compression.

Les classes D et E, ce qu'on appelle ciments retardé, ont été conçu pour cimenter des puits jusqu'à 4250 m (14000 pieds) de profondeur. Leurs faibles concentrations baissent de la vitesse hydratante de C_3S et C_3A et leur grossier rectifient prolonge l'hydratation et par conséquent le temps disponible de pompage.

Dans les années 1960, le développement d'additifs a prolongé la limitation de profondeur de tous les ciments. Les ciments les plus récemment introduits, Classe G et H, ont des caractéristiques de fabrication rigoureuses et se comportent d'une manière plus prévisible. La

¹² Liquide salé dans lequel on conserve certains aliments

classe H normalement est plus grossière que la Classe G. Les classes G et H ont une composition semblable à la Classe B.

Classe API	C ₃ S%	C ₂ S%	C ₃ A%	C ₄ AF%	Finesse cm ² /g	Application particulière
A	53	24	8	8	1500 à 1900	Aucun
B	47	32	5	12	1500 à 1900	Sulfate résistant
C	58	16	8	8	2000 à 2800	Prise rapide
D & E	26	54	2	12	1200 à 1600	Retardé
G & H	50	30	5	12	1400 à 1700	Spécification plus rigoureux

Tableau IV.3 : les propriétés typiques des ciments Portland par l'API [5].

2) Propriétés physicochimiques de ciment:

A. Introduction :

Les propriétés physicochimiques c'est des caractéristiques dépendant de la **structure** du fluide, c'est-à-dire les relations qui existent entre le liquide de base, les composés dissous et les particules solides en suspension. Ajouté à cela, le comportement du système entier vis-à-vis du milieu environnant (formation, arrivées d'eaux...etc.).

Pour cela, des éclaircissements et des définitions régissant ces caractéristiques sont présentées par la suite.

Étant des suspensions colloïdales, les boues de forage possèdent toutes les caractéristiques de ces dernières. Néanmoins, le boueur ne se préoccupera que de quelques unes, dont il doit assurer le contrôle. Une parmi celles-ci est particulièrement importante :

Caractéristiques rhéologiques.

Rhéologie et formulation :

B. Définition :

Étymologiquement, la rhéologie est une science qui traite de l'écoulement, des déformations, et plus généralement de la **viscosité** des matériaux sous l'action de **contraintes**.

Elle est capable d'intégrer l'étude des solides ; cependant, il faut partir du fait que la notion de liquide recouvre aussi bien des liquides très fluides comme l'eau, les solvants organiques, les solutions et les dispersions diluées ; mais aussi des substances beaucoup plus visqueuses et consistantes à l'aspect pâteux, semi solide voire même solide.

On caractérise l'aptitude à l'écoulement des fluides par une courbe qui représente la variation de la vitesse de déformation en fonction d'une contrainte de cisaillement (**figure IV.7**).

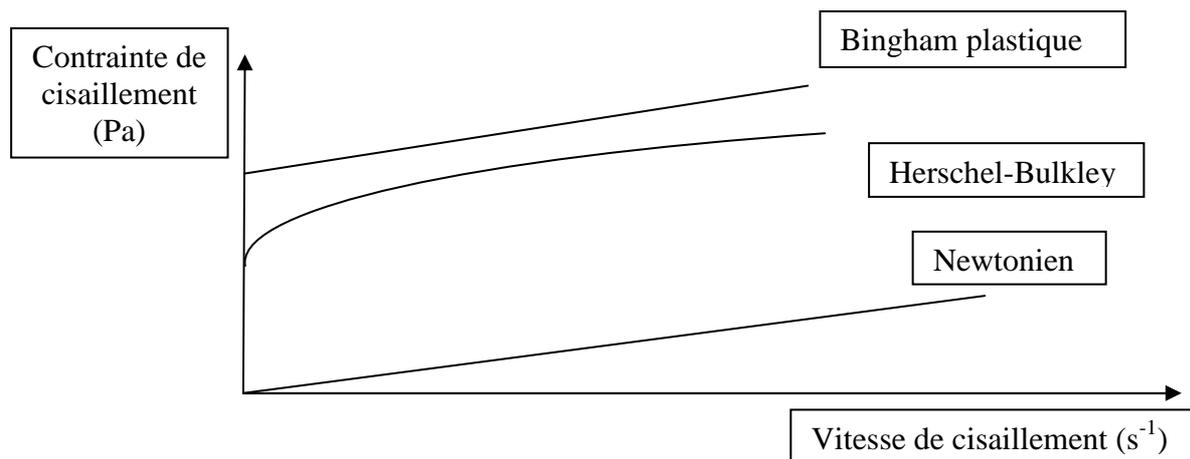


Figure IV.7 : Exemple de courbes utilisées en industrie pétrolière [8].

Malgré cela, ce sont les mêmes lois de comportement et les mêmes grandeurs qui régissent leurs écoulements, nonobstant le paramètre temps.

Pour commencer, il convient de définir le mouvement de cisaillement qui est le type de mouvement mis en œuvre en rhéologie (figure IV.8). *Qu'est-ce qu'un mouvement de cisaillement ?*

Nous prenant pour exemple, le mouvement d'un échantillon entre deux surfaces planes. L'une immobile, l'autre animée d'un déplacement parallèle à l'autre. Ce mouvement idéal s'apparente à celui de la peinture étalée à la brosse sur un mur.

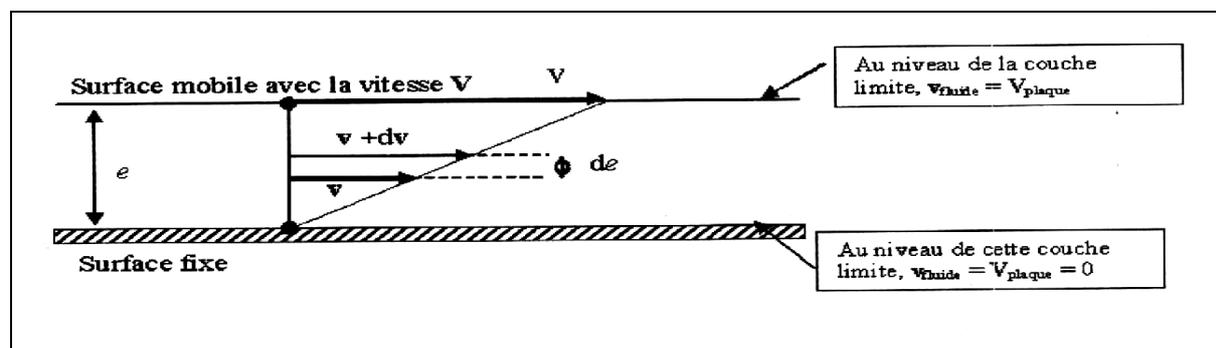


Figure IV.8 : Schéma du mouvement de cisaillement [10].

C. Hypothèses du modèle

Pendant toute la durée de l'écoulement (du cisaillement) :

Le mouvement est en régime laminaire ; les couches sont glissantes les unes sur les autres.

Le matériau est assimilé par un achèvement de couches adjacentes d'épaisseurs infiniment minces, sans qu'il y ait transfert de matière entre les couches.

Nous pouvons distinguer deux grandeurs qui servent à caractériser quantitativement le cisaillement :

1. La vitesse de cisaillement $\dot{\varepsilon}$ « shear rate » :

Par définition la vitesse de cisaillement $\dot{\varepsilon}$ est une dérivée par rapport au temps de la déformation du cisaillement ε ; c'est une vitesse de déformation :

Aussi appelée **gradient de vitesse**, dans la littérature on peut trouver les notations : $D, \dot{\varepsilon}, \dot{\gamma}$. C'est $\dot{\varepsilon}$ qui sera adopté dans ce document.

$$\dot{\varepsilon} = \frac{dv}{de}$$

$$[\dot{\varepsilon}] = S^{-1} ; \text{tr/mn (système anglo-saxon)}$$

Les deux paramètres influençant la vitesse de cisaillement sont la vitesse de la plaque mobile et l'épaisseur de la couche cisailée.

Remarque :

Bien que liée à la vitesse de cisaillement, il convient de ne pas confondre la déformation de cisaillement ε et celle citée auparavant $\dot{\varepsilon}$ [9].

En effet, la déformation correspond au vecteur de placement U de la particule fluide d'une couche sous l'effet du mouvement de cisaillement, pendant une durée t ; donnant un nombre adimensionnel ε (figure IV.9).

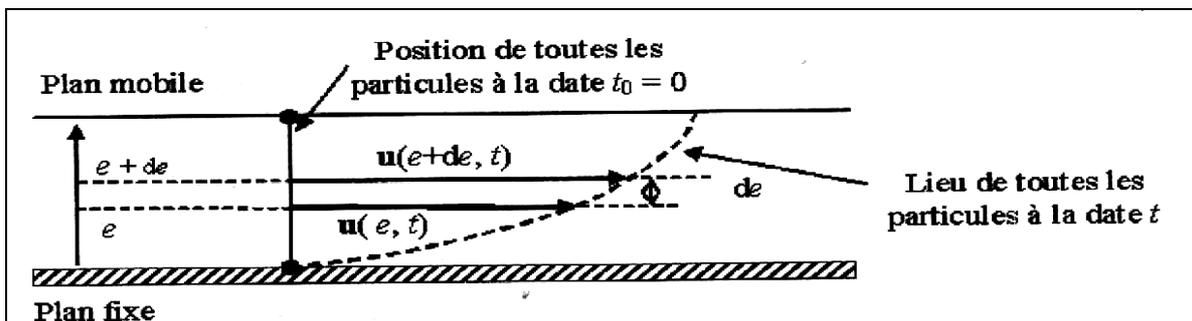


Figure IV.9 : Schéma de la vitesse de cisaillement

$$\varepsilon = \frac{du}{de}$$

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

Note : si la courbe en pointillés est un segment de droite, $\dot{\varepsilon}$ ne dépend pas de e mais seulement du temps t .

2. La contrainte de cisaillement τ « shear stress » :

Si on admet le fait que deux couches en contact se déplacent l'une par rapport à l'autre ; alors, une force de frottement en résultera tangentiellement à leur surfaces. Il s'agit d'une **force de cisaillement** (figure IV.10).

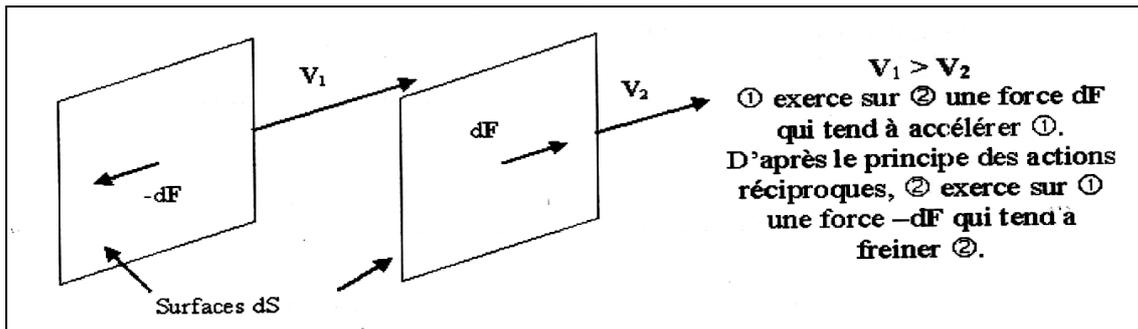


Figure IV.10 : Schéma de la force de cisaillement [10].

Ces forces dépendent de la surface considérée. Dès lors, On est amené à définir la contrainte de cisaillement par : $\tau = \frac{dF}{dS}$ $[\tau] = \text{N/m}^2 = \text{Pa}$

La contrainte de cisaillement, malgré qu'elle soit définie en tout point du matériau, elle varie d'une couche à l'autre, bien qu'elle soit constante sur la même couche.

Remarque :

Les mouvements de cisaillement sont réalisés avec des **rhéomètres**, qui en réalité produisent un mouvement rotatif (cylindres coaxiaux, cône plan).

D. Viscosité :

Les coefficients de viscosité sont des grandeurs physiques qui jouent un rôle essentiel en rhéologie. Leur connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau. On définit différents coefficients de viscosité.

Viscosité dynamique :

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\epsilon}} \quad [\eta] = \text{Pa}\cdot\text{S} = \text{PI} = \text{Po (CGS)}$$

Note : η s'appelle aussi viscosité apparente. $\eta = f(T, P, \tau)$ ou de même $\eta = f(T, P, \dot{\epsilon})$.

Viscosité cinématique :

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad [\nu] = \text{m}^2 \cdot \text{S}^{-1} = \text{stokes (CGS)} \text{ où } \rho : \text{ la masse volumique}$$

Rhéogrammes (courbes d'écoulements) :

Ils nous permettent d'obtenir des courbes définissant l'évolution $\tau = f(\dot{\epsilon})$, qui servent à décrire les propriétés d'écoulement du matériau (figure IV.11).

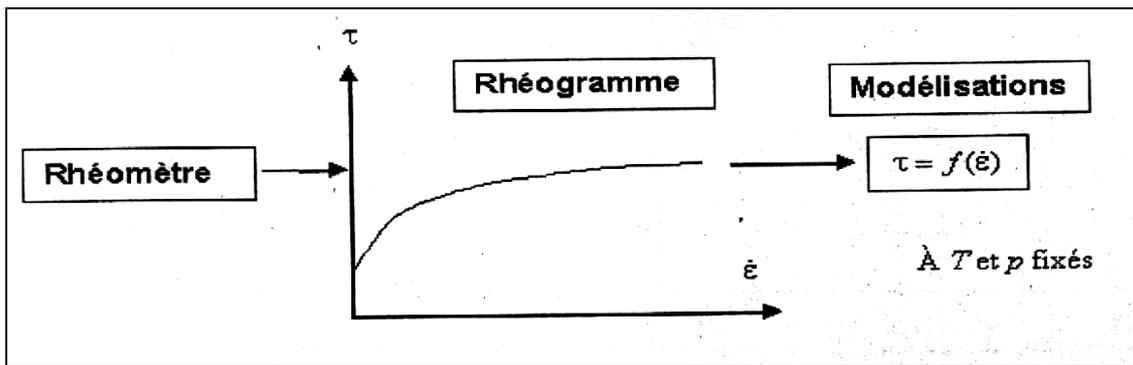


Figure IV.11 : La contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement [10].

E. Les fluides newtoniens :

Leur viscosité ne dépend pas du cisaillement appliqué. En effet, on n'utilise le rhéomètre que pour vérifier le caractère newtonien du fluide. Un viscosimètre suffira pour étudier le comportement de la viscosité en fonction du temps, pression, et concentration. De ces fluides on citera, l'eau, la plupart des solvants, huiles minérales, certaines dispersions.

Les rhéogrammes (figure IV.12) présentent l'aspect suivant :

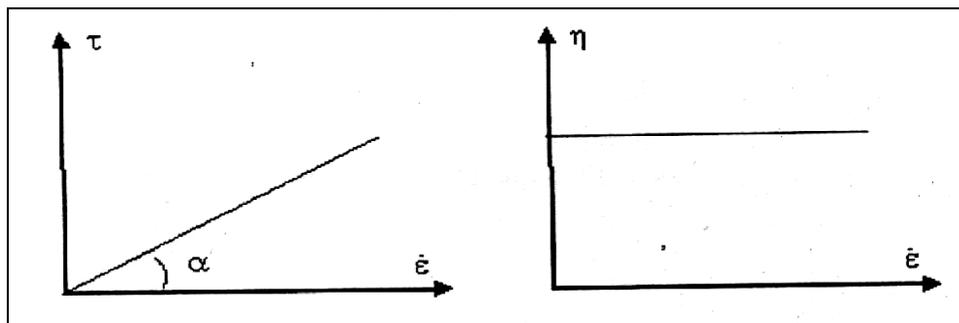


Figure IV.12 : rhéogramme des fluides newtoniens [10].

Modèle mathématique : $\eta = \frac{\tau}{\dot{\epsilon}} = \tan \alpha = cte$

Note : pour un fluide newtonien on parle de **viscosité absolue**.

F. Les fluides non newtoniens (non linéaires) :

Pour ces fluides la viscosité n'est pas constante, donc pour chaque couple $(\tau, \dot{\epsilon})$ correspond une valeur de η . Dès lors, on parle de **viscosité apparente**.

F.1. Les Liquides fluidifiants (shear softening, thinning):

Par définition, c'est l'ensemble de tous les corps dont les rhéogrammes sont des courbes passant par l'origine et dont la concavité est tournée vers le bas (figure III.13) ; si bien que le coefficient de viscosité apparente n'est pas constant mais diminue avec le cisaillement (figure III.14).

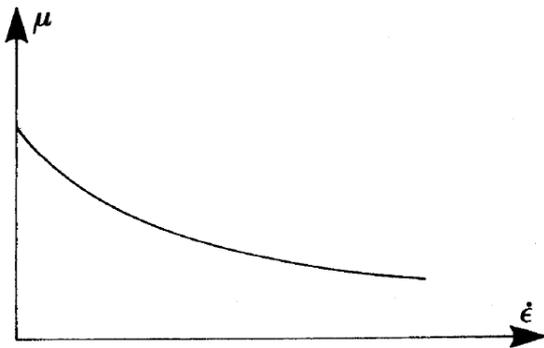


Figure IV.14: variation de la viscosité apparente d'un corps fluidifiant [10].

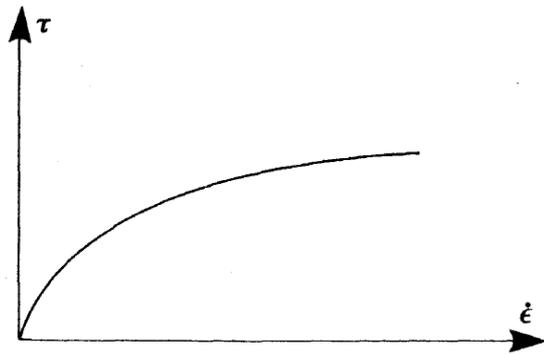


Figure IV.13: Rhéogramme d'un corps fluidifiant [10].

Appelées aussi pseudo plastiques, ce type de comportement est de loin le plus fréquent. Il concerne les dispersions de particules asymétriques, les polymères à longues chaînes en solution, les ciments...etc.

Modèle mathématique : aucune équation ne peut prétendre venir à bout de ce type de comportement, l'empirisme est roi ; c'est pourquoi plusieurs modèles doivent être essayés.

a) **Modèle à deux paramètres :**

- **Équation d'Ostwald ou loi de puissance (1925) :**

$$\tau = K \times \dot{\epsilon}^n \quad \text{Où } K : \text{le coefficient de consistance ;}$$

$n (<1)$: l'indice de comportement qui traduit l'écart avec le fluide newtonien.

Les limites de ce type de loi interviennent quand le matériau présente des régions de comportement newtonien ; l'une à faible vitesse de cisaillement et l'autre à forte vitesse de cisaillement. Par exemple :

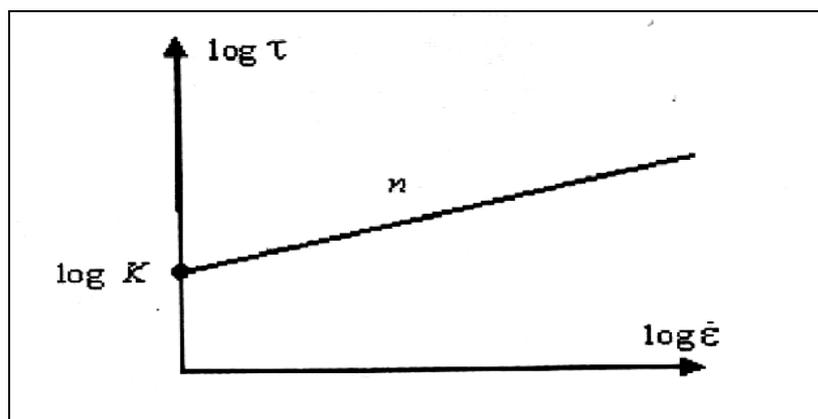


Figure IV.15 : Rhéogramme d'un corps fluidifiant en coordonnées log-log [10].

b) **Les modèles à trois paramètres :**

Exemple :

- La **loi de puissance** est tronquée du côté des faibles vitesses de cisaillement, et remplacée par une loi de newton.

$$\tau = \eta_0 \dot{\epsilon} \quad \text{Pour } \dot{\epsilon} < \dot{\epsilon}_0$$

$$\tau = K \times \dot{\epsilon}^n \quad \text{Pour } \dot{\epsilon} > \dot{\epsilon}_0$$

Il existe en effet une relation entre η_0 (*viscosité de la 1^{ère} région newtonienne*), $\dot{\epsilon}_0$, K et n qui obtenue en tenant compte des conditions de raccordement pour $\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_0$

$$K = \eta_0 \dot{\epsilon}_0^{(1-n)}$$

- On peut citer le **modèle d'Ellis** :

η_0 = Viscosité de la 1^{ère} région newtonienne

$$\tau = \frac{\eta_0 D}{1 + (\tau + \tau_{1/2})^{\alpha-1}}$$

Où $\alpha > 1$ traduit l'écart avec le comportement newtonien

$$\tau_{1/2} = \text{Contrainte pour laquelle } \eta = \eta_0 / 2$$

Remarque :

Quand $\eta \ll \eta_0$, on retrouve la loi de la puissance ou encore le **modèle de Williamson**.

La contrainte est la somme de deux termes ; le premier traduit l'écoulement par rupture de liaison ; le second est la contrainte visqueuse habituelle.

$$\tau(\dot{\epsilon}) = \tau_p(\dot{\epsilon}) + \tau_v(\dot{\epsilon})$$

En supposant que dans la seconde région newtonienne.

$$\tau_v(\dot{\epsilon}) = \eta_\infty \dot{\epsilon}$$

On obtient :

$$\tau = \frac{A \dot{\epsilon}}{(B + \dot{\epsilon})} + \eta_\infty \dot{\epsilon}$$

- Quant à l'**équation de Shangraw**, elle admet que les rhéogrammes ont une asymptote oblique qui impose à l'écart Q de décroître exponentiellement (figure IV.16).

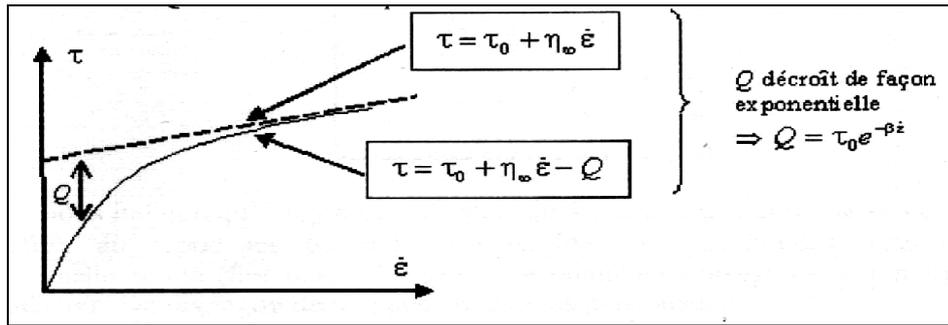


Figure IV.16 : Modèle à trois paramètres de Shangraw [10].

Le modèle prend alors la forme :

$$\tau = \tau_0(1 - e^{-\beta\dot{\epsilon}}) + \eta_\infty \dot{\epsilon}$$

τ_0 et η_∞ sont directement déterminés sur le rhéogramme. Q est ensuite calculé point par point, et $\ln Q$ en fonction de la vitesse de cisaillement permet d'accéder à B .

F.2. Les liquides plastiques :

Il s'agit des liquides qui ne s'écoulent qu'à partir d'une certaine valeur de la contrainte, notée τ_c , appelée seuil d'écoulement (yield value), et qui représente l'ordonnée à l'origine des rhéogrammes (figure)

En effet, au repos les particules du liquide sont imbriquées dans une structure tridimensionnelle rigide (floculées). Le seuil d'écoulement correspond à l'énergie nécessaire pour les séparer.

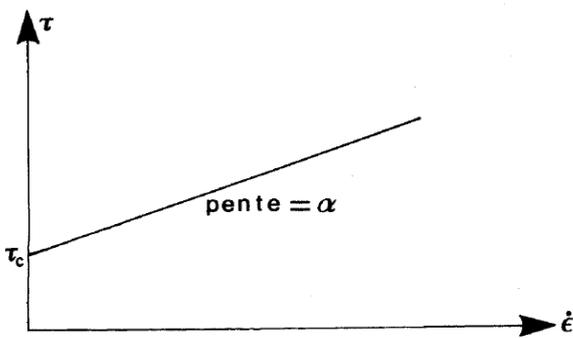


Figure IV.17: Rhéogramme d'un corps de Bingham [10].

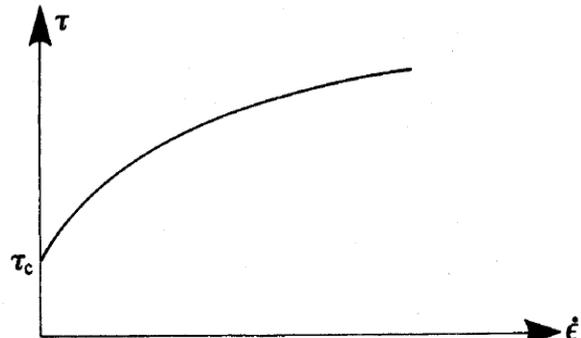


Figure IV.18 : Rhéogramme d'un corps de Casson [10].

On distingue deux types de liquides plastiques :

1) Les Liquides de Bingham :

Au-delà du seuil τ_c , ils se comportent comme des liquides newtoniens : toute augmentation de τ se traduit par une augmentation proportionnelle de $\dot{\epsilon}$ (figure IV.17). Leur équation rhéologique d'état s'écrit par conséquent :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau < \tau_c \quad \dot{\epsilon} = 0 \\ \tau > \tau_c \quad \tau = \tau_c + \alpha \dot{\epsilon} \end{array} \right. \quad \text{Où } \alpha \text{ est un coefficient appelé viscosité plastique.}$$

Un exemple connu de corps de Bingham est celui des peintures à l'huile étudiées historiquement précisément par Bingham. Les huiles utilisées dans ces préparations sont des liquides visqueux newtoniens. On pourrait donc penser qu'il en est de même de ces peintures qui en sont des suspensions. Or, les fabricants ont mis au point des compositions qui ont la propriété de s'étaler facilement et de ne pas laisser de traces de pinceau (ce qui suppose une faible viscosité sous contrainte), et d'autre part celle de ne pas couler (ce qui implique une forte viscosité au repos). Ces peintures ont une viscosité apparente décroissante avec le cisaillement comme celle d'un corps de Bingham.

Il s'agit là d'un comportement **plastique idéal**.

2) Les Liquides de Casson :

A l'opposé des liquides de Bingham, ils manifestent un comportement plastique **non idéal** qui se traduit par le fait que leur rhéogramme présente le plus souvent une concavité dirigée vers le bas (figure IV.18). Il s'agit donc d'un comportement plastique épaississant semble excessivement peu fréquent pour ne pas dire inexistant.

La plupart des liquides plastiques sont des liquides de Casson, comme par exemple les boues, les pâtes dentifrices, la pâte à pain, des matières grasses, des suspensions de sulfate de zinc ou de baryum. Pour décrire quantitativement un tel comportement, on utilise essentiellement deux équations :

- **Équation de Casson :**

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau < \tau_c \quad \dot{\epsilon} = 0 \\ \tau > \tau_c \quad \sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_c} + \sqrt{\beta \dot{\epsilon}} \end{array} \right.$$

Où β est un coefficient appelé également la viscosité plastique.

- **Équation de Herschel- Bulkley :**

Elle est de type loi de puissance avec seuil d'écoulement :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau < \tau_c \quad \dot{\epsilon} = 0 \\ \tau > \tau_c \quad \tau = \tau_c + K \times \dot{\epsilon}^n \end{array} \right.$$

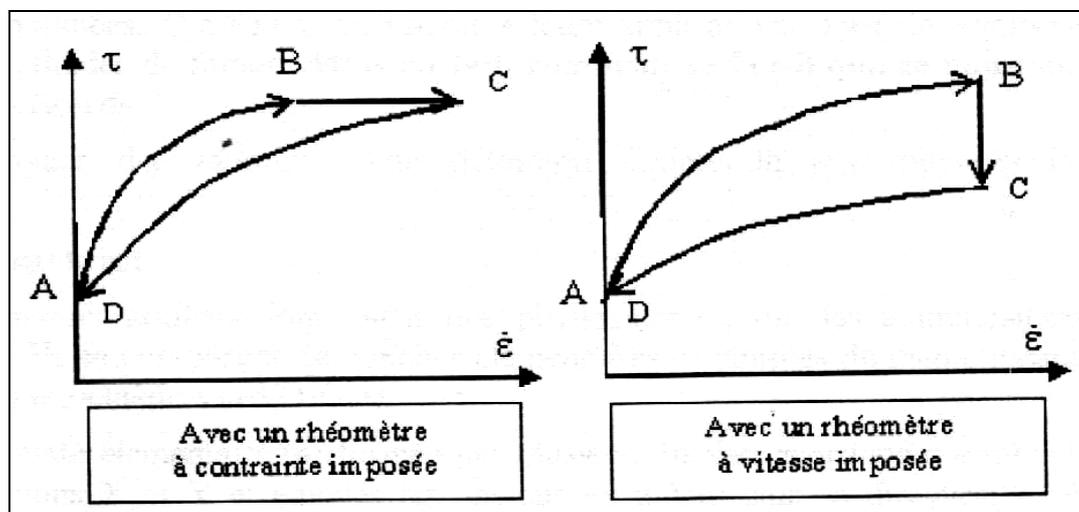
Où n est un exposant à déterminer dont la valeur est le plus souvent inférieure à l'unité (comportement plastique fluidifiant).

Ces deux équations peuvent fournir de bonnes corrélations dans la mesure où les vitesses de cisaillement demeurent relativement faibles ; en effet, les rhéogrammes tendent presque toujours asymptotiquement vers une portion rectiligne qui joue le rôle d'une « région newtonienne », et qui ne peut être prise en compte par les équations.

G. Les liquides thixotropes :

Par définition, Tout corps dont la viscosité apparente a tendance à décroître dans le temps quand on applique une contrainte (ou une vitesse de cisaillement) constante, est dite thixotrope ; pourvu qu'après suppression du cisaillement et un temps de repos suffisant, sa structure initiale se régénère.

Certains liquides peuvent avoir un écoulement dont les caractéristiques dépendent des **traitements antérieurs**. Dans ces conditions, la viscosité apparente n'est plus fixée pour une valeur donnée de la contrainte ou de la vitesse de déformation, mais dépend également d'un autre paramètre : **le temps**. Mais il ne sera considéré comme thixotrope que s'il retrouve ces propriétés initiales. Ainsi, par exemple, l'écoulement peut être facilité par une agitation préalable. Cela se traduit par des rhéogrammes qui présentent un cycle d'hystérésis [10,11].



Les différents additifs influent sur les propriétés physicochimiques du ciment qui sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 : Effets de quelques additifs sur les propriétés physiques de ciment (source : formulaire du foreur, éditions Technip).

		Bentonite	Perite	Terres à diatomées	Pouzzolane	Sable	Barytine	Arseniuret de fer	Chlorure de calcium	Chlorure de sodium	Lignosulfonate	C M C	Diesel oil	Produits colmatants
Densité	Décroit	•	•	•	•									
	Croit					•	•	•	X	X	X			
Teneur 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						•	•		
	Croit						X	X	•	•				
Résistance initial	Décroit	X	X	X	X		X	X			•	•		X
	Croit								•	•				
Résistance final	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.

3) Les additifs :

Aujourd'hui, la cimentation des puits doivent résister à une énorme gamme de profondeurs et conditions du puits. Dans des zones de Pergélisol¹³, le ciment doit résister aux conditions au-dessous de zéro, tandis que dans des puits de procédé d'extraction thermique (d'injection de vapeur, d'injection d'eau chaude) ou les gisements géothermiques doivent supporter des températures au-dessus de 350°C. Ils doivent lutter avec des formations faibles, les formations qui pourraient causer la perte de circulation et des fluides de formation corrosifs et à haute pression.

Comment le ciment peut-il être formulé pour accommoder de telles conditions diverses ? La réponse se trouve dans des additifs, qui entrent dans huit variétés principales [5].

A. Les Accélérateurs:

Dans les puits peu profonds et à une basse température, les accélérateurs accélèrent les premières étapes d'hydratation et réduisent le temps de prise du ciment. Les accélérateurs sont aussi utilisés pour neutraliser le retard de prise causé par d'autres additifs, comme des FLAC et les dispersants.

L'accélérateur le plus commun est le chlorure de calcium (CaCl_2). *Pourquoi accélère l'hydratation n'est-il pas complètement comprise ?* L'évidence que suggère le chlorure de calcium peut augmenter la perméabilité de la construction de gel C-S-H autour de chaque grain de silicate et donc donner l'accès direct d'eau à la surface anhydre du grain. Cela permettrait de raccourcir la période d'induction.

Le chlorure de calcium est généralement ajouté à des concentrations de 1 % à 4 % en poids de ciment sec. L'accélérateur supplémentaire n'augmentera pas la résistance à la compression ultime compressive de prise du laitier. Le soin est exigé dans la mesure de la quantité de CaCl_2 utilisé puisque l'addition de 5 % ou plus peut causer au laitier une prise rapide. La concentration de 2 % BWOC de CaCl_2 est considérée optimale. La règle générale est 2 % BWOC de CaCl_2 permettra de réduire le temps de prise par moitié et augmenter la résistance initial de 50 % à 75 % (figure IV.14).

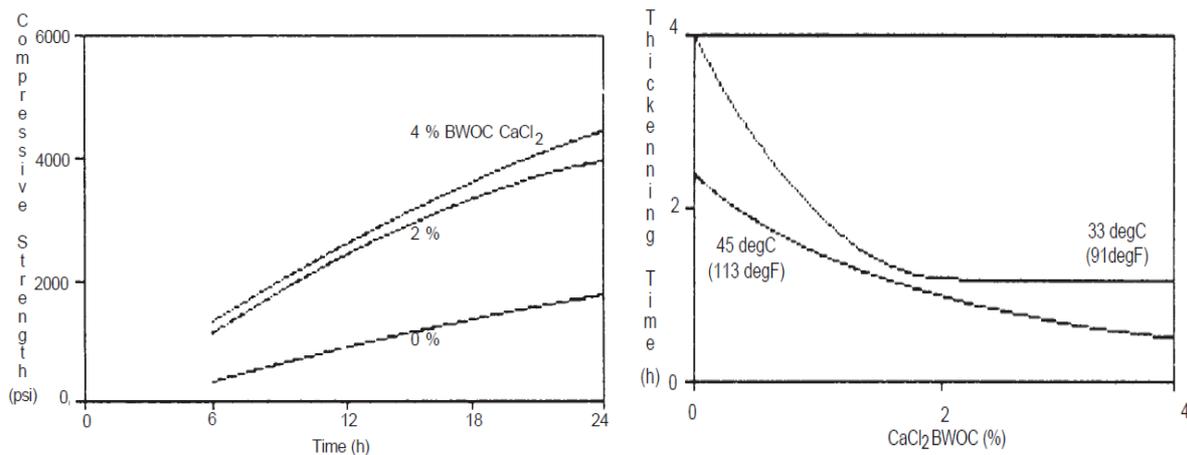


Figure IV.19: Evolution de la résistance à la compression en fonction du temps et Evolution du temps de prise en fonction de la teneur en CaCl_2 [5].

¹³ Hauteur de terrain gelé en permanence dans les régions arctiques.

Le temps de prise est la période pendant laquelle le ciment peut être pompé, il est diminué en ajoutant le chlorure de calcium $[CaCl_2]$ (le sommet). La résistance à la compression se développe aussi plus rapidement avec le chlorure de calcium (le fond).

B. Les Retardateurs :

Les retardateurs empêchent l'hydratation et retardent la prise, accordant ainsi un temps suffisant pour le placement du laitier dans des puits profonds et chauds. La technologie des retardateurs est bien développée et plusieurs types sont utilisés. *Pourquoi ont-ils travaillé de quelque chose d'une énigme, bien que plusieurs théories aient été développées ?*

Les retardateurs les plus communs sont tirés de la pulpe du bois ; y compris dans les sels de sodium et de calcium d'acide lignosulfonique et contiennent un certains saccharides¹⁴.

Ces retardateurs sont pensés à adsorber sur la couche initiale de gel C-S-H, les rendant hydrophobes et prolonger la période d'induction. Les concentrations ajoutées de 0.1 % à 1.5 % BWOC, retardent l'hydratation aux températures jusqu'à 122°C (figure IV.15).

Une fois traités avec d'autres produits chimiques tels que le borax¹⁵, les lignosulfonates peuvent être employés jusqu'au 315°C

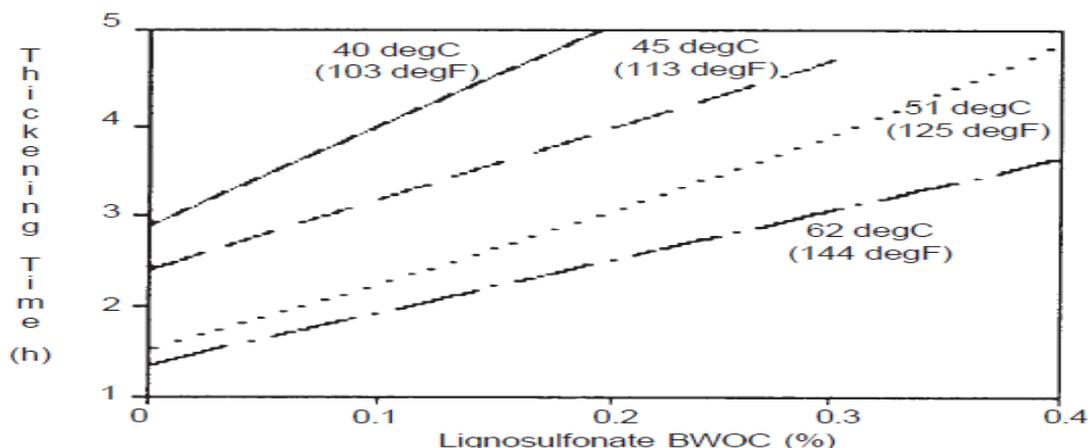


Figure IV.20: Temps de prise en fonction de la concentration du lignosulfonate [5].

Le temps de prise est prolongé quand les retardateurs comme le lignosulfonate sont ajoutés pour le ciment.

Les acides hydroxycarboxyliques, tels que des sels de gluconate et de glucoheptonate, retardent aussi l'hydratation, mais ne sont pas utilisés quand la température de fond est au-dessous de 93°C. Autrement, le temps de prise devient excessivement long. Ces composés se fixent aux ions de calcium et en conséquence sont considérés comme inhibiteurs de la nucléation et la croissance des produits d'hydratation.

Les dérivées cellulosiques¹⁶ comme la cellulose carboxyméthylque hydroxyéthylque (CMHEC) ont été utilisées pendant plusieurs années comme des retardateurs de ciment. Ils sont généralement efficaces à 120°C. Comme les lignosulfonates, ils ralentissent l'hydratation

¹⁴ Terme qui servait autrefois à désigner les glucides.

¹⁵ Sous-borate de soude utilisé comme décapant, la peinture et en médecine.

¹⁶ Matière organique végétale.

en rendant le gel C-S-H hydrophobe. CMHEC transmet quelques effets secondaires comme amélioré le contrôle de perte du liquide, qui peut être désirable, la viscosité plus élevée de laitier, qui peut être indésirable.

Une classe relativement neuve de retardateurs, organophosphonates, sont efficace aux températures de circulation du fond de puits aussi élevée que 204°C. Ils ont une tendance à tolérer des variations dans la composition du ciment et réduire la viscosité des laitiers qui à une haute densité [5].

C. Les Allégeants (Extenders) :

Les allégeants du ciment réduisent la densité de laitier et baissent la pression hydrostatique pendant des opérations de cimentation. Cela aide à éviter la fracturation de faibles formations et la perte de circulation. Ils réduisent également la quantité de ciment nécessaire pour l'opération de cimentation. Parce qu'ils sont moins coûteux que le ciment, ils apportent des économies considérables. Il y a trois types d'allégeants sont **des allégeants d'eau, des agrégats¹⁷ à basse densité et le gaz**. Souvent plus qu'un type est utilisé dans le même laitier.

Les allégeants d'eau permettent l'addition de l'eau au laitier en assurant que les solides restent en suspension. Le plus commun est la bentonite, un minéral d'argile qui a la propriété inhabituelle d'élargir plusieurs fois son volume original une fois placé dans l'eau. Cela augmente la viscosité du laitier et sa capacité à suspendre des particules solides. La bentonite est ajoutée à des concentrations aussi élevées que 20 % BWOC. La densité de laitier décroît rapidement avec la concentration de bentonite. Cependant, il y a un prix à payé en termes de résistance à la compression. Un autre allégeant d'eau est le silicate de sodium. Celui-ci réagit avec l'hydroxyde de calcium dans le laitier pour produire un gel C-S-H visqueux, permettant à de grands volumes d'eau à ajouter au laitier.

Des agrégats à basse densité sont des matières de densité inférieure à celle de ciment Portland, qui est 3.15 g/cm³. Les plus couramment utilisés sont des pouzzolanes, des matières siliceuses et alumineux finement divisés. Ils sont obtenus à partir de cendre volcanique, la terre de diatomées et les cendres volantes provenant de centrales électriques à charbon brûlé. Les pouzzolanes non seulement réduisent la densité de laitier à ciment, mais aussi augmentent sa résistance à la compression en réagissant avec l'hydroxyde de calcium dans le laitier.

À l'heure actuelle, les agrégats les plus efficaces à basse densité sont des microsphères, des petites perles remplies de gaz avec des densités aussi faibles que 0.2. Puisqu'ils sont plus légers que l'eau, la densité du laitier est considérablement réduite sans ajouter de grandes quantités d'eau. En conséquence, la résistance à la compression est préservée. L'amélioration est spectaculaire par rapport à la bentonite.

Des gaz comme l'azote ou parfois de l'air, sont utilisé pour préparer « Foamed cement » avec une densité exceptionnellement faible. Comme avec des microsphères, à l'aide de cet allégeant ne nécessite pas d'eau supplémentaire (figure IV.16).

¹⁷ Masse produite par la réunion de substances diverses.

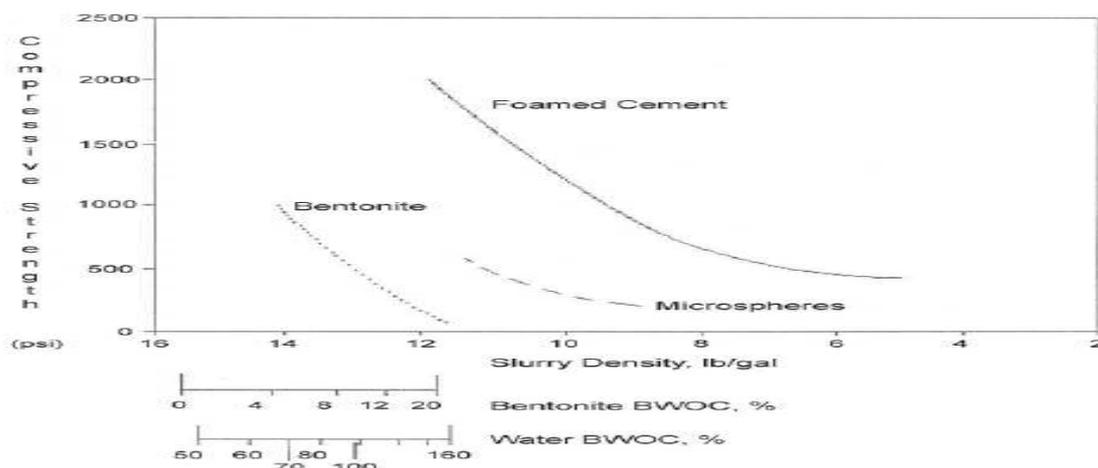


Figure IV.21: Résistance à la compression en fonction de la densité du laitier [5].

Les allégeants telles que la bentonite, foamed cement et des microsphères réduisent la densité de laitier, ils sont utilisés pour réduire les coûts de cimentation et protéger la fracturation des formations faibles. Mais ils diminuent également la résistance à la compression finale. Les données de bentonite et de mousse « foam » ont été obtenues sur le ciment durci à 38°C et les données de microsphère sur le ciment durci à 27°C. Le temps de séchage dans tous les cas était 24 h.

D. Agent alourdissant (Weighting agent) :

Dans des puits de gaz à hautes pressions, ou dans des puits de forage physiquement instables, des fluides à haute densité sont exigés pour maintenir le contrôle. Dans de tels cas, la densité de boue de forage monte souvent à 2,157 kg/m³ (18 lbm/gal) et les laitiers de ciment de densité égale ou plus élevée deviennent nécessaires.

La façon la plus évidente d'augmenter la densité du ciment est de réduire la quantité d'eau dans le laitier, qui peut rendre le laitier difficile à pomper.

Alternativement, les matières de haute gravité spécifique peuvent être ajoutées. Ceux-ci doivent avoir une taille de particule semblable à celle du ciment. Les agents alourdissants le plus généralement utilisés sont l'hématite (Fe₂O₃) et la baryte (BaSO₄) avec la densité de 4,937 kg/m³ (41.2 lbm/gal) et 4,314 kg/m³ (36 lbm/gal) respectivement.

E. Les dispersants :

La cimentation couronnée de succès compte sur le bon enlèvement de boue, qui est le mieux réalisé en optimisant le déplacement des fluides. Quand des dispersants nécessaires améliorent la miscibilité des laitiers du ciment en contrôlant la rhéologie du laitier. Les dispersants permettent aussi à la teneur d'eau du ciment d'être abaissés sans le rendre difficile à pomper.

Fondamentalement, les dispersants neutralisent des charges positives sur les particules de ciment qui les rendraient autrement mutuellement attractifs. Ils rompent efficacement des agrégats dans des particules individuelles. À la concentration juste, les dispersants améliorent l'homogénéité du ciment et réduisent sa perméabilité. Cependant, un surdosage de dispersants peut produire une séparation de phase dans la pâte à ciment qui aboutit aux décantations de

particules de ciment dans la solution et le développement d'eau libre. Les dispersants les plus courants sont des sulfonates contenant des polymères fortement branchés. Le sulfonate polynaphtalène est le plus largement utilisé.

F. Les agents de contrôle de perte du liquide (FLACs) :

Quand le ciment est placé dans une formation perméable sous pression, un processus de filtration est créé. L'eau s'échappe du laitier dans la formation et les particules du ciment sont laissées derrière. Si cette perte du liquide n'est pas contrôlée, la rhéologie, le temps de prise et la densité du laitier changeront et l'opération de cimentation pourrait échouer. Pour empêcher la perte d'eau et maintenir les caractéristiques du laitier, les FLAC sont ajoutés aux laitiers. Combien d'agent FLAC fonctionne n'est pas entièrement compris ?

Toutefois, on connaît qu'ils réduisent la perméabilité du gâteau de filtration du ciment qui est déposé sur la surface de formation quand la perte de liquide commence.

Certains agents du FLAC augmentent également la viscosité de la phase aqueuse du laitier, et réduisant ainsi le taux de filtration.

Deux types d'agents FLAC sont utilisés : des matières très fines et polymères hydrosolubles. Les matières très fines, comme la bentonite, entrent dans le gâteau de filtration, et logent entre les particules et la perméabilité inférieure. Les Plus généralement utilisés sont des polymères d'émulsion qui sont faites de particule de latex¹⁸ qui agissent de la même manière que la bentonite. Le latex a des caractéristiques excellentes de perte du liquide et peut être utilisé à 176°C.

Les polymères hydrosolubles fonctionnent en augmentant la viscosité de la phase aqueuse et/ou en abaissant la perméabilité du gâteau de filtration. Des dérivées de cellulose hydrosolubles tels que la cellulose hydroxyéthylrique (HEC), sont également utilisées. Toutefois, ceux-ci peuvent rendre le laitier plus visqueux et difficile à mixer. Leur efficacité diminue aussi avec l'augmentation de la température. Des polymères synthétiques non ioniques, comme l'alcool polyvinyle (PVA) sont également efficaces. A des températures très élevées, les polymères cationiques, comme l'imine de polyéthylène (PEI), sont souvent adoptées. Ceux-ci peuvent contrôler la perte de liquide à des températures jusqu'à 225°C, mais ils encouragent aussi la sédimentation du laitier.

G. Les Agents de Contrôle de la Perte de Circulation :

Si la circulation est perdue au cours d'une cimentation primaire, des réparations coûteuses de cimentation seront généralement nécessaires. La perte de circulation peut se produire dans des formations fracturées, vacuolaire¹⁹ ou cavernueuses. Généralement, les paramètres de forage indiquent à l'opérateur quand s'attendre à des problèmes de perte de circulation.

Les pertes de circulation sont normalement empêchées par l'addition des matières qui font le pont des fractures et bloquent les zones faibles. Les matières granulaires, comme la gilsonite et le charbon granulaire sont d'excellents agents de pontage. Mais des noix broyées

¹⁸ Liquide blanc sécrété par certains végétaux.

¹⁹ Cavité située dans l'intérieure d'une roche.

ou des coquilles de pécan, la bentonite qui manque de finesse ou même des épis de maïs sont parfois utilisés. Le flocon de cellophane est un autre agent de pontage important. Les flocons forment une couche qui scelle la face de la fracture et empêche le ciment d'entrer à la formation.

Si les cavités ou des cavernes dans la formation sont si grandes que les agents de pontage qui ne fonctionnent pas, le ciment thixotropique peut être utilisé. Quand le ciment de thixotropique entre la formation et ralentit, il éprouve moins de force de cisaillement et commence à gélifier, devenant autosuffisante et branchant finalement la caverne ou vacuole.

H. Des Additifs Spéciaux :

Ces additifs exécutent des tâches spéciales comprennent des agents anti mousses, des additifs fibreux et des agents pour prévenir la migration des gaz. Des agents anti mousses empêchent le moussage qui se produit souvent quand les additifs sont mélangés dans le laitier. Le moussage excessif peut causer une perte de pression hydraulique détruisant probablement l'opération de cimentation. Le glycol polyéthylène est le moins cher et le plus couramment utilisé comme agent antimousse. Pour fonctionner correctement, il est mélangé avec l'eau avant la préparation de laitier. Les émulsions de silicone sont plus chères défont une mousse indépendamment du moment où ils sont ajoutés.

Les matières fibreuses sont mélangées avec du ciment pour augmenter sa résistance aux pressions qui se développent autour des tiges de forage ou pendant la perforation. Les fibres de nylon et les particules de caoutchouc sont les deux agents fortifiants les plus populaires.

Les puits à gaz présentent des problèmes spéciaux. Pendant le forage ou lorsque le ciment est pompé, la pression hydrostatique du fluide de trou de forage empêche le gaz d'entrer dans le puits. Mais dès que le laitier commence à mettre, il perd sa capacité de transmettre la pression hydrostatique et le gaz peut migrer dans le puits de forage.

Ces dernières années, les additifs ont été développés pour prévenir la migration des gaz. Parmi le plus couronné de succès sont les latex spéciaux, tel que GASBLOK, qui coagulent à l'interface de gaz-ciment formant une membrane imperméable au gaz.

Ainsi le tableau IV.5 résume les principales catégories d'additifs du ciment de puits, ainsi leurs principaux avantages, la composition chimiques et les mécanismes d'action.

Même avec la technologie d'aujourd'hui, aucune opération de cimentation n'est entièrement ordinaire. La chimie de ciment est très complexe et les ciments peuvent se comporter d'une manière imprévisible.

Les ciments et les additifs sont régulièrement testés au laboratoire avant chaque opération de cimentation. Selon les conditions du puits citons, la pression, la température, ... etc., afin d'assurer et augmenter l'efficacité et la sécurité des opérations de cimentations.

Tableau IV.5 : Résumé des additifs et des mécanismes d'action [6].

Avantage	Composition Chimique	Mécanisme d'Action	
Réduction du temps de prise	CaCl ₂ , NaCl	Augmenter la perméabilité de la couche de gel C-S-H	
Grande résistance à la compression initiale	Silicate de sodium	Formation des noyaux de gel C-S-H par réaction avec l'eau	
Temps de prise plus long	Lignosulfonates	Adsorption sur la couche C-S-H, réduisant la perméabilité	
	Acides hydroxycarboxyliques		
	Dérivés de la cellulose		
	Organophosphonates		
	Certains composés inorganiques		
Réduire la densité du laitier	Bentonite	Absorption de l'eau	
	Silicates de sodium	Formation de la phase C-S-H + absorption de l'eau	
	Pouzzolanes		
	Gilsonite	Densité inférieure à celle du ciment	
	Charbon en poudre		
	Microsphères		
	Azote	Foamed cement	
Augmenter la densité du laitier	Baryte (BaSO ₄)	Densité supérieure à celle du ciment	
	Hématite (Fe ₂ O ₃)		
	Ilménite (FeTiO ₃)		
	Manganèse tétraoxyde (Mn ₃ O ₄)		
Réduire la viscosité du laitier	PNS	Provoque la répulsion électrostatique des solides du laitier	
	PMS		
	Lignosulfonates		
	Sulfonate de polystyrène		
	Polycarboxylate		Encombrement stérique qui empêche la floculation
	Polysaccharides hydroxylés		
	Acides hydroxycarboxyliques		
Réduire la déshydratation du laitier réduite	Polymères cellulosique	Augmenter la viscosité de la phase aqueuse	
	Polyamines	Diminuer la perméabilité de filtercake du ciment	
	Polymères aromatiques sulfonate		
	Pyrrolidone polyvinyle (PVP)		
	Alcool polyvinyle (PVA)		
	Bentonite	Pontage des particules à travers le filtercake du ciment	
	Latex		
Prévention de la perte du laitier à la formation	Gilsonite	L'effet de pontage à travers la formation	
	Charbon granulaire		
	Additifs fibreux		
	Gypse		Donne un comportement thixotropique au laitier
	Certains sels de sulfate soluble		
Bentonite			
Polymères cellulosique réticulés			
Réduire la formation de bulle d'air au cours de mélange du laitier	Ether polyglycol	Insoluble dans un système de moussage	
	Silicones	Baissez la tension de surface à celle du système de moussage	

V. Partie Expérimentale

1. Introduction :

Dans cette partie expérimentale, nous avons effectué la substitution des additifs liquides par des additifs solides pour chaque système (type de laitier), et la comparaison entre les principaux paramètres (Rhéologie, perte du liquide, résistance à la compression, gel...).

2. Description des manipulations:

2.1. Rhéologie :

Le test de la rhéologie a pour but :

- Faciliter le mixage ;
- Minimisé les variations de la pression ;
- Moins de turbulence.

Le slurry devient un fluide plastique qui est caractérisé par deux paramètres un yeild point (point rapporter) Un point du rendement T_y : les unités sont des lbf/100 ft²

Et une viscosité plastique P_v : les unités sont des Cp (Centpoises).

S'il y a plus de solide dans le ciment ou le laitier alors la valeur de la viscosité plastique P_v augmente et si en ajoute un dispersant le rendement T_y atteint un grand pourcentage. Le procédé de la mesure de la rhéologie est le suivant:

1. Préparation de la formulation ;
2. Mixage du mélange pendant 15 secondes à 4000 tr/min en introduisant la phase solide puis on le mixe à 12000 tr/min durant 35 seconde ;
3. Mesure de la rhéologie après le mixage avec le Fann 35 selon des différentes vitesses ;

Tableau V.1 : La vitesse en rpm (tours/mn) et la déviation lue sur le Fann 35 après mixage.

Speed (rpm)	Déviation @ (degF) and (psi)		
	Ramp-up (deg)	Ramp-down (deg)	Average (deg)
300			
200			
100			
60			
30			
6			
3			

4. Conditionnement du laitier à la température voulu qui va être agité à vitesse constante (150 tr/min) pendant 20 min à l'aide d'un Consistomètre atmosphérique.

Tableau V.2 : La vitesse en rpm (tours/mn) et la déviation lu sur le Fann 35 après conditionnement.

Speed (rpm)	Déviation @ (degF) and (psi)		
	Ramp-up (deg)	Ramp-down (deg)	Average (deg)
300			
200			
100			
60			
30			
6			
3			

5. On mesure la Pv (viscosité plastique) et le Ty (yield value) selon le modèle de BINGHAM et ceci à l'aide d'un logiciel (LabDB).

2.2. Test de l'eau libre (Free Fluid):

Le test du free fluid est conçu pour mesurer la tendance de la séparation d'eau du laitier. La procédure c'est d'utiliser un cylindre gradué de 250 ml dans quoi on laisse reposer le laitier pendant deux heures et la quantité d'eau qui s'assied sur le laitier est mesurée à la fin en pourcentage.

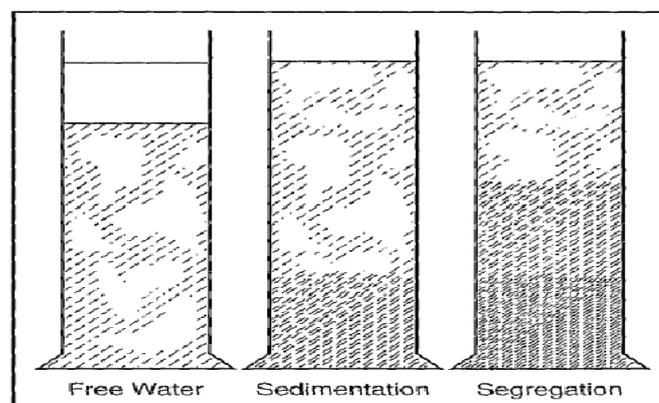


Figure V.1: Free fluid, sedimentation et segregation.

2.3. Test de sedimentation (settling test):

Quand un laitier est réservé pour une période de temps avant le développement d'un ensemble, les aliments solides en suspension peuvent avoir tendance à se séparer du laitier et de s'installer vers le bas de la colonne du ciment. Cette séparation est particulièrement évidente dans les laitiers contenant des agents d'alourdisants. Une telle sédimentation peut produire un changement de la densité du laitier menant à l'invasion annulaire et la perte possible du contrôle du puits. Il n'y a aucune procédure écrite spécialement pour la

détermination du degré de sédimentation dans un coulis de ciment (figure IV.10). La plupart des laboratoires de gisement utilisent les tests de l'eau libre (free fluid) décrit en API spécification 10, faisant une observation visuelle de n'importe quel arrangement distinct qui peut assister. L'arrangement peut également être déterminé par la section d'une colonne du ciment durci, et en comparant la densité des différents segments.

2.4. Le test du temps de prise (Thickening Time):

Ce test nous permet de déterminer l'intervalle de temps où on peut pomper sans problème, le laitier va changer de phase liquide vers un solide (solidification) à ce point là il faut le faire pomper avant que son changement ne soit opérationnel en appliquant une simulation de pression, et là on détermine la simulation de pression de pompage en fonction du temps et on prend en considération les conditions des puits en utilisant le Consistomètre Pressurisé (qui mesure la consistance en fonction du temps et de la pression et puis la température et les résultats sont enregistrés dans des unités du BEARDEN).

2.5. Test de perte du liquide (Fluid Loss):

En réalisant ce test afin de déterminer le taux de perméabilité, dans ce domaine il faut suivre le procédé et voir si le laitier ne perd pas son eau qui entre dans la formation. La perte d'eau dans le slurry cause une augmentation excessive de sa densité d'où c'est l'échec de l'opération. Ce test consiste à mesurer l'hydratation du slurry et par la même occasion essayer d'éviter ce problème.

La procédure suivie est dans l'Appendice F du système API Spécification 10. Il consiste à suivre les étapes suivantes :

On met le slurry (déjà préparé) dans une cellule qui fait la filtration en fonction de la compression à l'aide du gaz N₂ la valeur varie de 100psi à 1000psi. La durée de ce test est 30 minutes. Le volume filtré est noté et pour déterminer la valeur du fluide perdue on applique la formule suivante :

$$F_{30} = 2 \times F_t \times (5.477 / \sqrt{t})$$

Où:

F₃₀: c'est le filtrat après 30 min

F_t : c'est le filtrat après t

t: c'est le temps en minutes.

2.6. Résistance à la compression (compressive strength) :

Le but de ce test est de déterminer la résistance du ciment dans les conditions suivantes: pression et température (au fond du puits). Pour compléter ce test il y a deux méthodes disponibles :

A. La méthode du curing chamber:

La méthode du 'curing chamber' est faite de trois étapes :

- a. Former des cubes par le ciment ;
- b. Le cube formé est posé dans le four ou une chambre conditionnée comme les conditions du puits ;

- c. Finalement on brise le cube avec le curing chamber afin de déterminer sa résistance à la compression ainsi que la force de résistivité du ciment.



Figure V.2 : La méthode du Curing Chamber.

B. Méthode de l'UCA (Ultra Sonic Cement Analyzer):

Elle a le même but que la méthode du Curing Chamber mais plus performante .puisque cette méthode détermine le temps de transition. L'appareil utilisé est un genre d'un consistomètre hormis la présence d'une cellule de grand volume par rapport à celui-ci et dont sa cape contient des bouts capteurs de vibrations permettant ainsi l'analyse du ciment et de sa résistivité en fonction de la pression et de la température.

Tous les manipulations ont été effectuées par des équipements qui sont mentionnés dans l'annexe n°03.

3. Partie Technique :

Dans cette partie, nous avons étudié les additifs indiqués dans le tableau ci-dessous, leurs types et leurs influences sur les différents systèmes.

Additif(Code)	Type	Forme
D065	Dispersant	Solide
D198	Retardateur	Solide
D207	FLAC	Solide

3.1 Influence du FLAC D207 :

Tableau V.3 : Influence de la variation de la concentration du FLAC D207 sur le système étudié à Température constante (76°C).

Additifs	Concentration en % BWOC				
	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4
D207	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4
D065	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
D198	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Paramètres	Résultats				
Pv	37.7	45.9	61.4	72.9	116.3
Ty	18.39	15.11	14.94	13.05	37.45
Fluid Loss (mL)	40	-----	25	-----	6
Gel (10 Sec /10 mn)	12/26	7/24	6/23	3/22	20/51

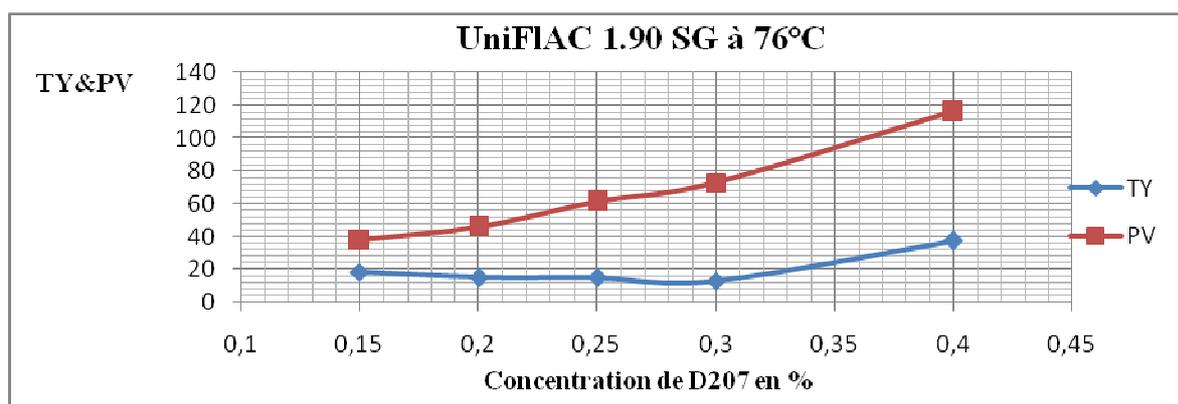


Figure V.3 : Pv et Ty en fonction de la concentration du FLAC D207.

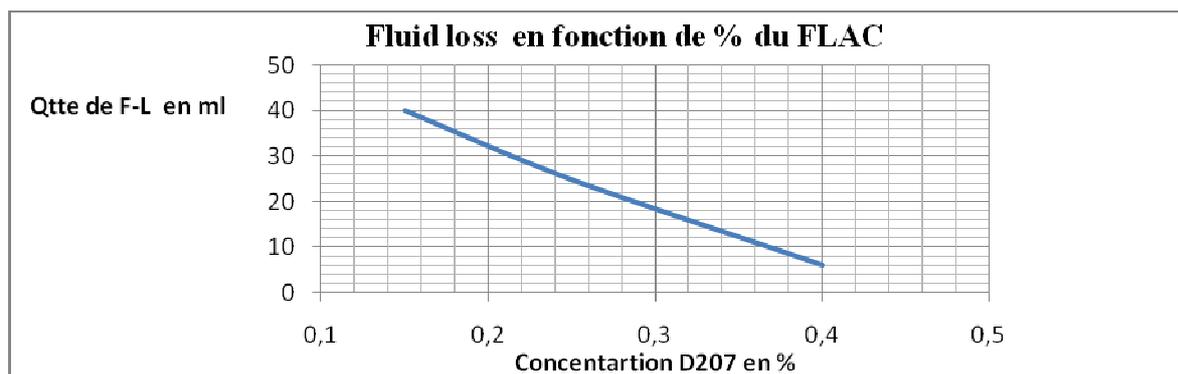


Figure V.4 : Variation du fluid loss en fonction de la concentration du FLAC D207.

Remarque:

D’après les figures (V.3 et V.4), nous remarquons que le Pv et Ty augmentent avec la concentration du FLAC, (le FLAC a un effet sur la viscosité), par contre le fluid loss diminue quand la concentration du FLAC (D207) augmente. (Le rôle principale du FLAC est de contrôler le Fluid Loss).

3.2 Influence du Dispersant D065 :

Tableau V.4 : Influence du dispersant D065 sur le système UniFLAC.

Additifs	Concentration en % BWOC					
	D207	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
D065	0.3	0.4	0.5	0.40	0.60	0.80
D198	0.30	0.30	0.30	0.40	0.40	0.40

Paramètres	Résultats					
	Pv	73.6	70.9	73.0	135.0	109.01
Ty	14.01	10.81	8.68	18.32	16.07	11.0
Gel (10 Sec /10 mn)	64/33	2/29	1/29	7/33	4/26	4 / 22

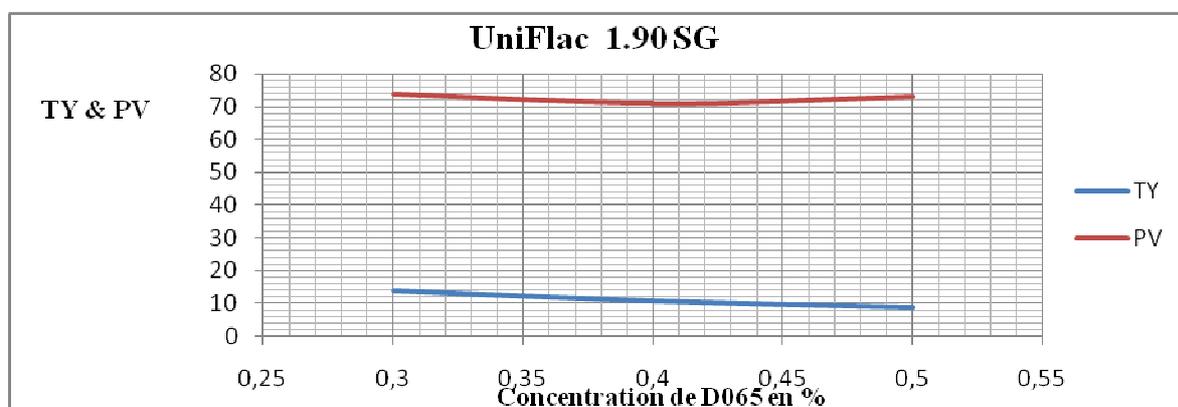


Figure V.5 : Variation du Ty et Pv en fonction de la concentration du dispersant D065 à 85 °C (avec 0.30 %BWOC de Retardateur D198).

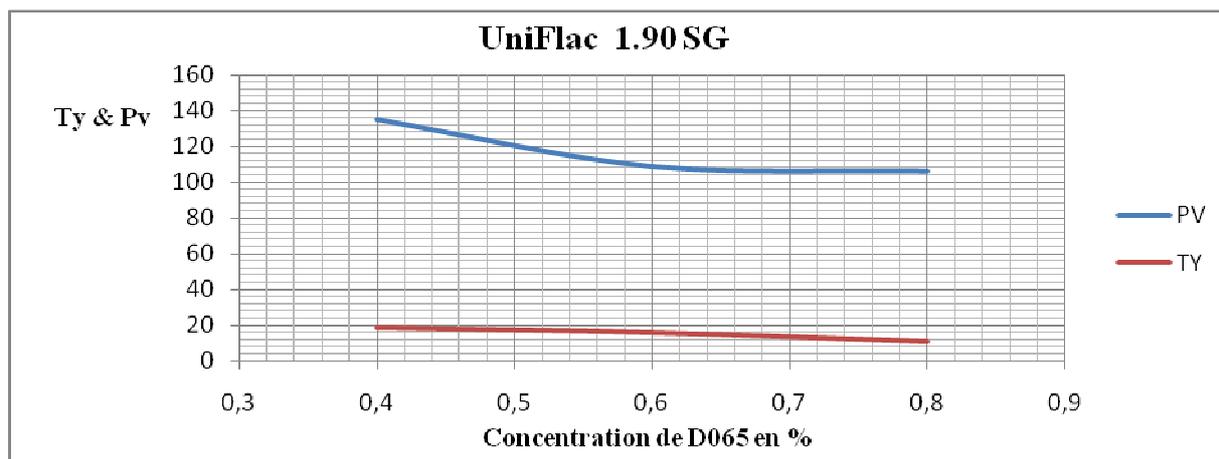


Figure V.6 : Variation du Ty et Pv en fonction de la concentration de dispersant D065 à 85 °C (avec 0.40 %BWOC de Retardateur D198).

Remarque:

Nous pouvons observer (sur **la figure V.5**) que le Ty et le Pv diminuent légèrement quand la concentration du dispersant augmente pour « 0.30% BWOC » de Retardateur.

L'augmentation de la concentration du dispersant D065, et du Retardateur D198 (**figure V.6**) mène à une faible variation du Ty et Pv, et ces paramètres sont inversement proportionnels à la concentration du dispersant D065.

3.3 Influence du Retardateur D198 :

Tableau V.5 : Influence du retardateur D198 avec le Ciment – G.

Paramètres		Résultats		
Concentration du D198 en %BWOC (80°C)		0,12	0,15	0,25
Temps de prise (hr : mn)	40BC	2 :16	2 :30	5 :00
	80BC	2 :25	2 :39	5 :00

Paramètres		Résultats		
Concentration du D198 en %BWOC		0,25	0,25	0,25
Température en °C		66	80	110
Ty en (lbf/1001ft ²)		26.72	47.51	59.71
Pv en (cP)		34.00	36.40	56.71
Temps de prise (hr : mn)	40BC	16 :30	5 :00	1 :44
	80BC	16 :40	5 :00	1 :51

Remarque:

40 Bc : le laitier devient impompable.

80 Bc : le laitier se durcît.

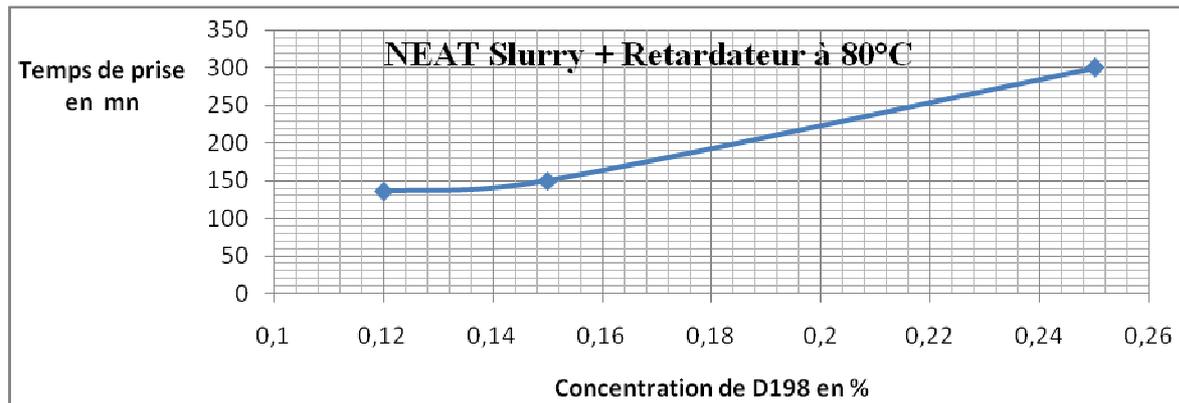


Figure V.7 : Variation du temps de prise en fonction de la concentration du Retardateur D198.

Remarque :

Nous constatons sur la **Figure V.7**, que la variation du temps de prise est proportionnelle à la concentration du Retardateur D198, donc nous pouvons contrôler le temps de prise par la quantité du Retardateur ajoutée.

Le meilleur temps de prise est de 5 heures pour 0.25%BWOC du Retardateur (D198) à la température 80°C.

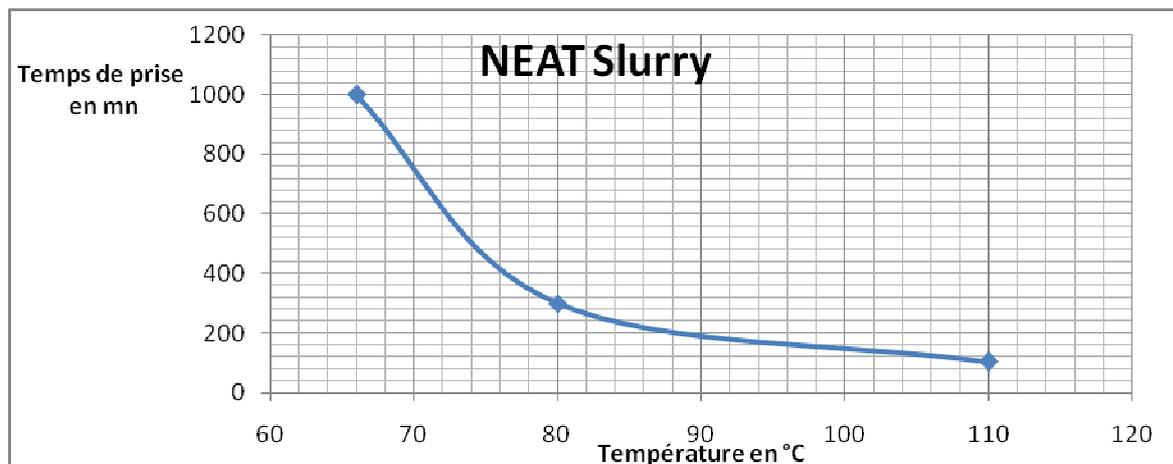


Figure V.8 : Variation du temps de prise en fonction de la température sur le système NEAT.

Remarque:

La **Figure V.8**, montre que l'effet de la température sur le temps de prise est inversement proportionnel, pour une température importante, le temps de prise est faible « 110°C donne un temps de 1hr et 44 min ». (La température accélère la prise du ciment).

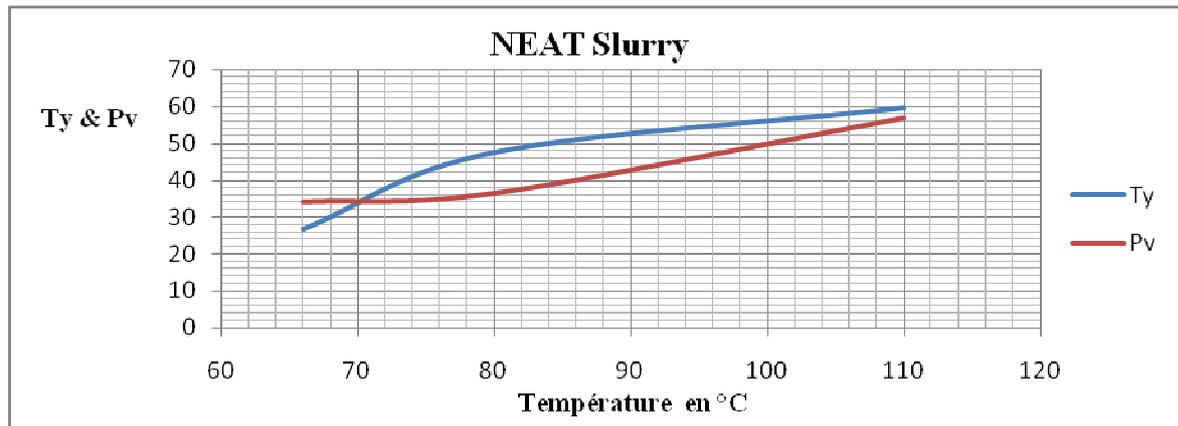


Figure V.9 : Variation du Ty et Pv en fonction de la température pour le système NEAT.

Remarque:

La **Figure V.9**, montre que l'augmentation de la température a un effet proportionnel sur la rhéologie (Ty et Pv).

3.4 Influence des additifs sur les systèmes de cimentations :

Une Comparaison détaillée entre les deux différents systèmes (sur tous les paramètres) est expliquée dans les tableaux suivants.

Tableau V.6 : Système LiteCRETE 1.29 SG à 50 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	2.00 L/ Tonne	D206	2.00 L/ Tonne
FLAC		D168	15.00 L/Tonne	D207	0.30 % BWOC
Dispersant		D080A	10.00 L/ Tonne	D065	0.00 % BWOC
Retardateur		D081	3.00 L/Tonne	D198	0.10% BWOC
Antisédimentation		D153	0.10 %BWOC	D153	0.00 % BWOC
Ty (lbf/1001ft ²)		19.86		8.12	
Pv (cP)		109.2		66.4	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	08 :54		4 : 29	
	80BC	09 :19		5 :00	
Perte du liquide (mL)		35		28	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		1500		2238	
Gel	10 secondes	10		6	
	10 min	21		14	

Tableau V.7 : Système GasBLOK 1.90 SG à 76 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	2.00 L/ Tonne	D206	2.00 L/ Tonne
Dispersant		D080A	6.00 L/ Tonne	D065	0.30 % BWOC
Retardateur		D081	2.50 L/Tonne	D198	0.05% BWOC
GasBLOK		D600G	180.00 L/Tonne	D600G	180.00 L/Tonne
Antisédimantation		D153	0.10 %BWOC	D153	0.00 % BWOC
Ty (lbf/1001ft ²)		23.08		14.56	
Pv (cP)		70.80		61.20	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	04 :46		3 :43	
	80BC	04 :56		3 :50	
Perte du liquide (mL)		17.5		10	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		3174		3573	
Gel	10 secondes	18		8	
	10 min	35		17	

Tableau V.8 : Système UniFLAC 1.90 SG à 76 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	2.00 L/ Tonne	D206	2.00 L/ Tonne
FLAC		D168	35.00 L/Tonne	D207	0.25 % BWOC
Dispersant		D080A	10.00 L/ Tonne	D065	0.30 % BWOC
Retardateur		D197	1.50 L/Tonne	D198	0.12% BWOC
Ty (lbf/1001ft ²)		14.41		14.94	
Pv (cP)		71.00		61.40	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	05 :15		8 :15	
	80BC	05 :25		8 :17	
Perte du liquide (mL)		27		25	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		3669		4461	
Gel	10 secondes	10		6	
	10 min	24		23	

Tableau V.9 : Système FUTUR 1.51 SG à 59 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	3.00 L/ Tonne	D206	3.00 L/ Tonne
FLAC		D168	20.00 L/Tonne	D207	0.20 % BWOC
Dispersant		D080A	5.00 L/ Tonne	D065	0.30 % BWOC
Retardateur		D081	2.50 L/Tonne	D198	0.20% BWOC
Antisédimentation		D153	0.20 %BWOC	D153	0.00 % BWOC
Ty (lbf/1001ft ²)		31.57		18.12	
Pv (cP)		304.90		222.30	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	05 :02		2 :40	
	80BC	05 :25		3.11	
Perte du liquide (mL)		7		29	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		650		1250	
Gel	10 secondes	10		6	
	10 min	21		14	

Tableau V.10 : Système FlexSTONE 1.90 SG à 115 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	2.00 L/ Tonne	D206	2.00 L/ Tonne
FLAC		D168	35.00 L/Tonne	D207	0.35 % BWOC
Dispersant		D080A	12.00 L/ Tonne	D065	0.20 % BWOC
Retardateur		D110	2.50 L/Tonne	D198	0.20% BWOC
Antisédimentation		D153	0.10 %BWOC	D153	0.15 % BWOC
Ty (lbf/1001ft ²)		31.57		18.12	
Pv (cP)		304.90		222.30	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	05 :02		2 :40	
	80BC	05 :25		3.11	
Perte du liquide (mL)		7		29	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		1500		1813	
Gel	10 secondes	10		6	
	10 min	21		14	

Tableau V.11 : Système Silica 1.90 SG à 99 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	2.00 L/ Tonne	D206	2.00 L/ Tonne
FLAC		D168	30.00 L/Tonne	D207	0.30 % BWOC
Dispersant		D080A	6.00 L/ Tonne	D065	0.20 % BWOC
Retardateur		D081	5.00 L/Tonne	D198	0.12% BWOC
Antisédimentation		D153	0.10 % BWOC	D153	0.0 % BWOC
Silica		D066	35.00 % BWOB	D066	35.00 % BWOB
Ty (lbf/1001ft ²)		19.03		9.24	
Pv (cP)		73.10		108.40	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	06 :18		03 :12	
	80BC	06 :33		03 :14	
Perte du liquide (mL)		21		28	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		2347		3609	
Gel	10 secondes	12		1	
	10 min	25		7	

Tableau V.12 : Système NEAT 1.90 SG à 66 °C.

Additifs		Ancien système		Nouveau système	
		Liquides	Concentrations	Solides	Concentrations
Antimousse		D206	2.00 L/ Tonne	D206	2.00 L/ Tonne
Dispersant		D080A	10.00 L/ Tonne	D065	0.0 % BWOC
Retardateur		D081	1.50 L/Tonne	D198	0.25% BWOC
Ty (lbf/1001ft ²)		12.59		26.72	
Pv (cP)		60.15		34.00	
Temps de prise (Hr : mn)	40BC	04 :47		16 :30	
	80BC	04 :59		16 :40	
Perte du liquide (mL)		27		25	
L'eau libre (mL)		0.0		0.0	
Sédimentation		Non		Non	
Résistance à la Compression (PSI)		3295		3401	
Gel	10 secondes	10		10	
	10 min	23		16	

Le développement de la résistance à la compression et le temps de prise pour chaque système seront présentés dans l'annexe n° 04 et 05 respectivement.

Remarque :

Un résumé des tableaux précédents est mieux représenté à travers les histogrammes suivants :

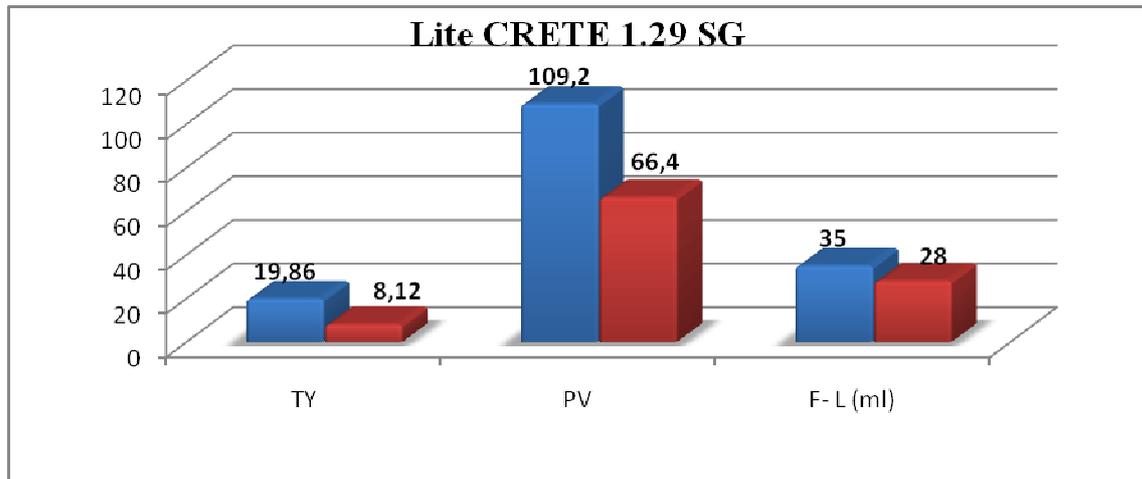


Figure V.10 : Système LiteCRETE 1.29 SG à 50 °C.

- En Bleu pour les anciens systèmes.
- En Rouge pour les nouveaux systèmes.

Remarque : D'après la figure V.10

Les paramètres P_V , T_Y sont reliés à la notion de rhéologie, et donc d'un terme plus opérationnel : à la mixabilité et la viscosité du laitier.

L'histogramme ci-dessus montre que ces paramètres sont plus réduits pour le nouveau système, ce qui est un grand avantage pour la mixabilité.

Le paramètre du Fluid loss est meilleur pour le nouveau système (35ml/ 30mn pour l'ancien système et 28 ml/ 16mn pour le nouveau).

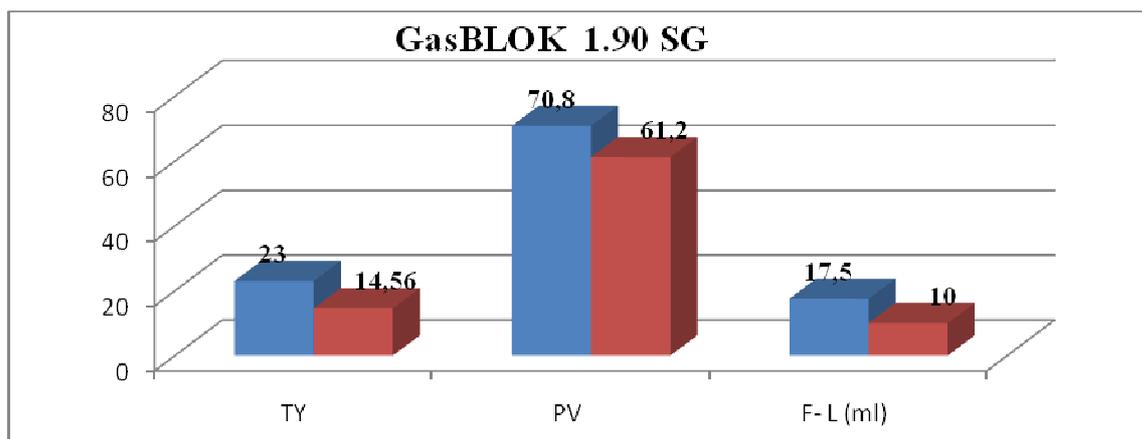


Figure V.11 : Système GasBLOK 1.90 SG à 76 °C.

Remarque :

Différents résultats de rhéologie ont été obtenus lors de la réalisation des tests sur les GASBLOK systèmes.

La Rhéologie du système GASBLOK est reliée au degré de Migration du Gas au niveau des puits.

Le contrôle du Fluid Loss est meilleur dans le nouveau système par rapport à l'ancien système.

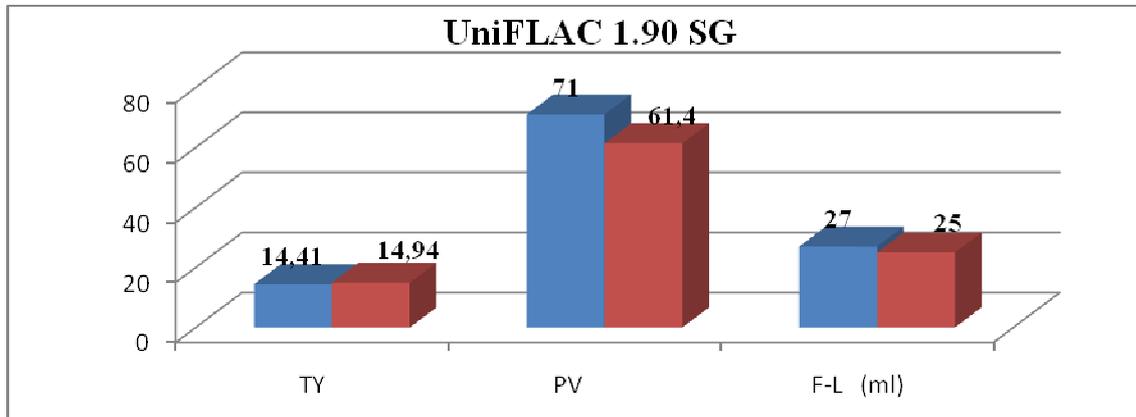


Figure V.12 : Système UniFLAC 1.90 SG à 76 °C.

Remarque :

Le Ty et Pv pour les deux systèmes d'UniFLAC sont similaires.

Le nouveau système a un meilleur contrôle du Fluid Loss que celui de l'ancien système.

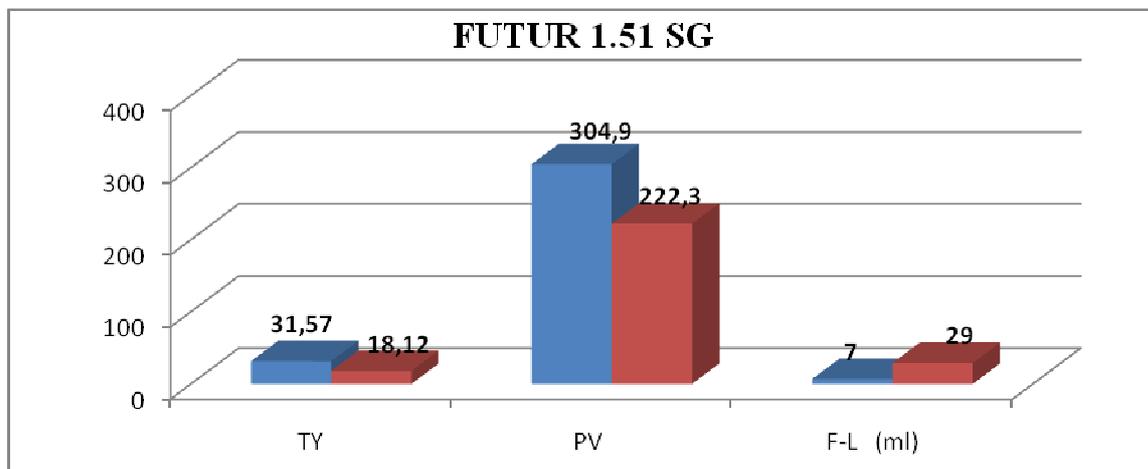


Figure V.13 : Système FUTUR 1.51 SG à 59 °C.

Remarque :

Il est clair sur la **figure V.13**, que ce système présente un inconvénient dans le contrôle du Fluid Loss.

P_V, T_Y dans le nouveau système sont moindres que ceux dans l'ancien système.

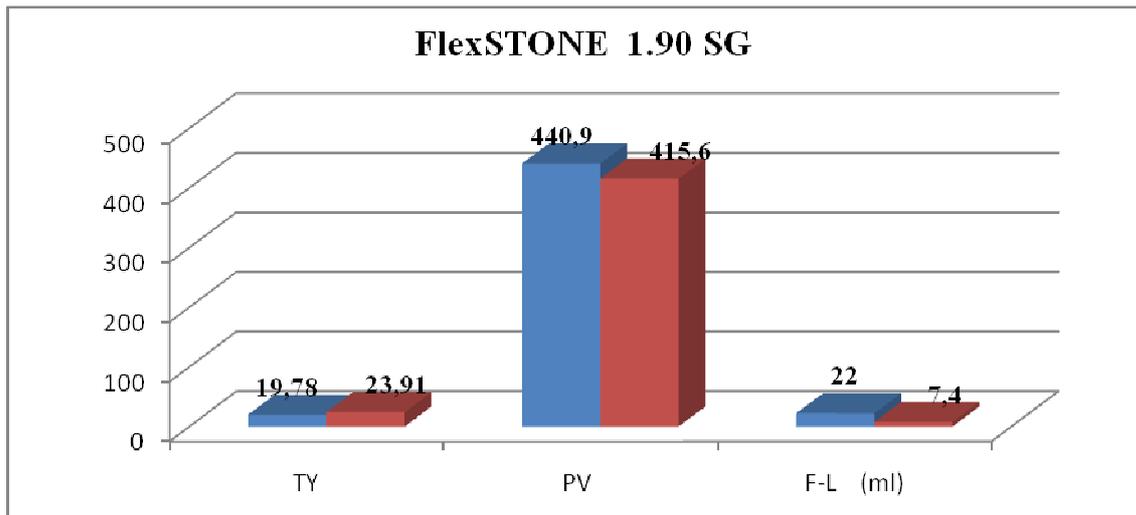


Figure V.14 : Système FlexSTONE 1.90 SG à 115 °C.

Remarque :

La Rhéologie (Ty et Pv) du nouveau, et de l'ancien système est similaire.

Le fluid loss est mieux contrôlé avec le nouveau système ; (7.4 ml/ 30mn), par rapport à l'ancien (22ml/30mn).

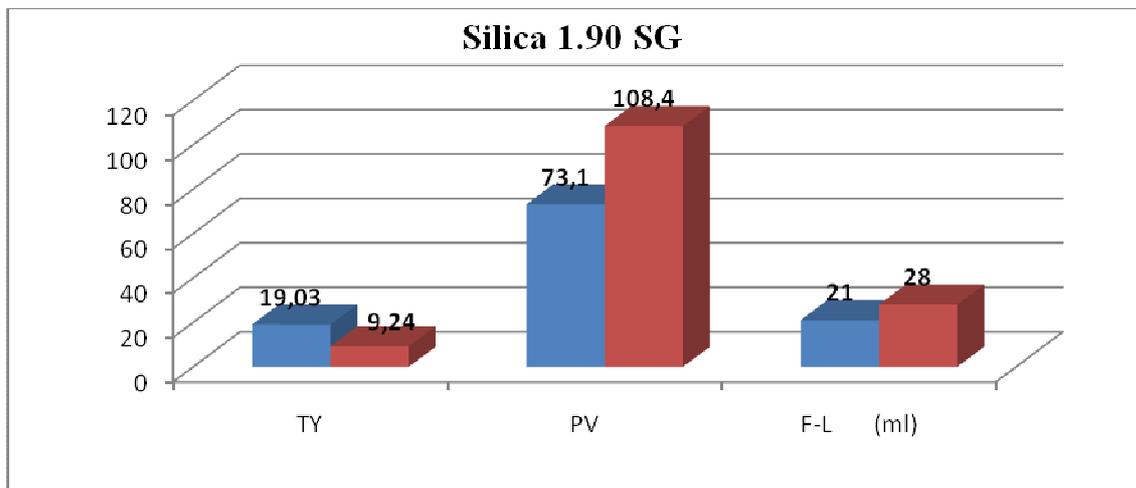


Figure V.15 : Système Silica 1.90 SG à 99 °C.

Remarque :

Le fluid loss du nouveau système est important par rapport à celui de l'ancien, mais il reste dans les normes d'API (42 ml)

Les paramètres Ty et Pv du nouveau système sont différents de ceux de l'ancien système, mais ils sont acceptables, puisque ils sont dépendants des paramètres. (Température, volume, profondeur, Pression...).

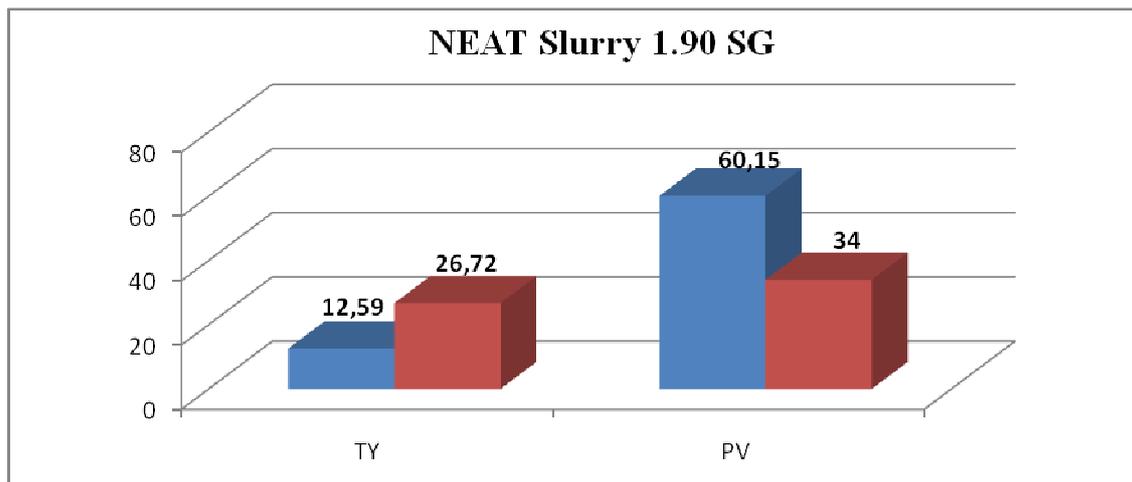


Figure V.16 : Système NEAT 1.90 SG à 66 °C.

Remarque :

Le Ty du nouveau système est important comparativement à celui de l'ancien système (**figure V.16**), contrairement pour le Pv parce que l'ancien système contient deux additifs à la fois (Retardateur et Dispersant) ce qui n'est pas le cas pour le nouveau système NEAT, qui contient un seul additif solide (Retardateur).

N.B : l'ancien et le nouveau système NEAT ne contrôlent pas le Fluid Loss parce qu'il ne contient pas de FLAC.

3. Interprétation des résultats :

Les paramètres Pv, Ty, et le temps de prise sont des paramètres relatifs au slurry conçu pour un Design spécifique (Température, volume, profondeur, Pression, degré de salinité de l'eau et type de formation...)

Les résultats des expériences précédentes sont acceptables par rapport aux conditions exigées par les systèmes pompes.

Dans tous les systèmes les résultats du «Free Fluid» sont nuls et il n'y a pas de sédimentation.

Interprétation 1: Tableau V.6 : Système LiteCRETE 1.29 SG à 50 °C.

- La formation du gel pendant l'opération de pompage est un problème majeur, les valeurs obtenues après 10 secondes et 10 minutes pour le nouveau système sont meilleures que celles obtenues par l'ancien système ;
- Le résultat de Résistance à la Compression « **compressive strength** » montre la dureté de ce type de système par rapport à celui de l'ancien système.

Interprétation 2: Tableau V.7 : Système GasBLOK 1.90 SG à 76 °C.

- Le nouveau système donne un bon résultat du Fluid Loss ce qui montre l'efficacité des additifs solides «FLAC» dans le contrôle du Fluid Loss ;

- La résistance du nouveau système est plus importante que celle de l'ancien système (compressive strength élevé) ;
- La formation du gel dans le nouveau système est inférieure à celle de l'ancien système, donc ce système ne posera pas de problème au cours du pompage.

Interprétation 3: Tableau V.8 : Système UniFLAC 1.90 SG à 76 °C.

- Les nouveaux additifs utilisés dans le système UniFLAC donnent de meilleurs résultats du Fluid Loss et de la résistance à la compression par rapport à l'ancien système ;
- La formation du gel pendant 10sec et 10 mn est similaire pour les deux systèmes.

Interprétation 4: Tableau V.9: Système FUTUR 1.51 SG à 59°C.

- L'inconvénient de ce type de système FUTUR est qu'il ne contrôle pas le Fluid Loss, ce qui nécessite une augmentation de la concentration du FLAC ;
- Ce système est plus dur que l'ancien (une résistance à la compression très élevée) ;
- le nouveau système ne forme pas de gel.

Interprétation 5: Tableau V.10: Système FlexSTONE 1.90 SG à 115 °C.

- La substitution des additifs liquides par des solides amène un fluid loss bien contrôlé ;
- Le nouveau système est plus dur que l'ancien ;
- Ce type de système ne forme pas de gel.

Interprétation 6: Tableau V.11: Système Silica 1.90 SG à 99 °C.

- La différence dans le fluid loss entre les deux systèmes n'est pas grande, elle reste dans les normes d'API (42ml) ;
- La formation du gel dans ce type de système est très faible. La dureté du nouveau système est meilleure que celle de l'ancien.

Interprétation 7: Tableau V.12: Système NEAT 1.90 SG à 66 °C.

- Ce type de slurry «NEAT» ne contrôle pas le Fluid Loss à cause de l'absence du FLAC, mais ces résultats ne sont pas très importants, du fait de l'utilisation de ce type de Slurry dans les jobs de surface (température et pression moyennement faible) ;
- Ce système est d'une grande dureté par rapport à celle de l'ancien, puisqu'il a une résistance à la compression élevée ;
- La formation du gel est très faible.

VI. Etude Economique et Logistique

1. Etude économique :

Nous avons présenté dans cette partie les calculs Financières (Price, Cost, NET) pour chaque système.

- **Système GasBLOK 1,90 SG :**

Tableau VI.1 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2,62	L	4,83	12,636	27	70,64
D080A	L/T	6	7,85	L	1,23	9,653	2,3	18,05
D600G	L/T	180	235,45	L	3	706,353	15,5	3649,49
D081	L/T	2,5	3,27	L	1,68	5,494	5,5	17,99
D153	%BWOC	0,1	1,31	Kg	2,84	3,715	12	15,70
Cement G	T	1,31	1,31	T	132	172,279	300	391,54
Yield	L/T	764,49						
Cost (\$/m3)	910,13	Net (\$)	3253,27					
Price (\$/m3)	4163,40							

Tableau VI.1 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2,00	2,622	L	4,83	12,664	27,00	70,79
D065	%BWOC	0,30	3,933	Kg	1,79	7,040	45,00	176,98
D600G	L/T	180,00	235,973	L	3,00	707,918	15,50	3657,58
D198	%BWOC	0,05	0,655	Kg	4,41	2,891	30,00	19,66
Cement G	T	1,31	1,311	T	132,00	173,047	300,00	393,29
Yield	L/T	762,80						
Cost (\$/m3)	903,56	Net (\$)	3414,74					
Price (\$/m3)	4318,30							

- **Système Silica Blend 1,90 SG :**

Tableau VI.2 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2,00	1,99	L	2,94	5,85	7	13,94
D080A	L/T	6,00	5,97	L	1,23	7,35	2,3	13,74
D168	L/T	30,00	29,87	L	3,52	105,13	10,5	313,61
D110	L/T	5,00	4,98	L	2,34	11,65	8,4	41,81
D153	%BWOC	0,10	1,00	Kg	2,84	2,83	12	11,95
D066	%BWOB	35,00	348,45	Kg	0,29	101,05	0,84	292,70
Cement G	T	0,996	1,00	T	132	131,42	300	298,67
Yield	L/T	1004,44						
Cost (\$/m3)	365,28	Net (\$)	621,14					
Price (\$/m3)	986,42							

Tableau VI.2 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2	L	4,94	9,88	27	54
D065	%BWOC	0,2	2	Kg	1,52	3,04	45	90
D167	%BWOC	0,3	3	Kg	3,06	9,18	15,5	46,5
D198	%BWOC	0,12	1,2	Kg	2	2,4	9	10,8
D066	%BOWB	35	350	Kg	0,29	101,5	0,84	294
Cement G	T	1	1	T	132	132	300	300
Yield	L/T	1000						
Cost (\$/m3)	258	Net (\$)	537,3					
Price (\$/m3)	795,3							

- Système LiteCRETE 1,29 SG :

Tableau VI.3 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	1,57	L	2,96	4,66	7	11,02
D080A	L/T	10	7,87	L	1,23	9,68	2,3	18,10
D168	L/T	15	11,80	L	3,52	41,54	10,5	123,92
D081	L/T	3	2,36	L	1,68	3,97	5,5	12,98
D153	%BWOC	0,1	0,79	Kg	2,85	2,24	12	9,44
LiteCRETE-G	T	0,79	0,79	T	431,81	341,13	1250	983,52
Yield	L/T	1270,95						
Cost (\$/m3)	403,22	Net (\$)	755,76					
Price (\$/m3)	1158,98							

Tableau VI.3 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	1,57	L	4,83	7,57	27	42,32
D207	%BWOC	0,3	2,35	Kg	16,67	39,20	135	317,42
D198	%BWOC	0,1	0,78	Kg	4,41	3,46	30	23,51
LiteCRETE-G	T	0,78	0,78	T		339,81	1250	979,70
Yield	L/T	1275,9						
Cost (\$/m3)	390,03	Net (\$)	972,93					
Price (\$/m3)	1362,96							

• **Système FlexSTONE 1,90 SG :**

Tableau VI.4 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2,87	L	4,83	13,85	27	77,42
D080A	L/T	12	17,20	L	1,23	21,16	2,3	39,57
D168	L/T	35	50,18	L	3,52	176,63	10,5	526,87
D110	L/T	2,5	3,58	L	2,34	8,39	8,4	30,11
D153	%BWOC	0,1	1,43	Kg	2,84	4,07	12	17,20
D176	%BWOB	1,5	21,51	Kg	2,67	57,42	40,5	870,96
FlexSTONE-G	T	1,43	1,43	T		1152,46	1900	2723,98
Yield	L/T	697,51						
Cost (\$/m3)	1433,97	Net (\$)	2852,13					
Price (\$/m3)	4286,10							

Tableau VI.4 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	Unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2,882	L	4,83	13,92	27	77,82
D065	%BWOC	0,2	2,882	Kg	1,79	5,16	45	129,70
D207	%BWOC	0,35	5,044	Kg	16,67	84,08	135	680,92
D198	%BWOC	0,2	2,882	Kg	4,41	12,71	30	86,47
D153	%BWOC	0,15	2,162	Kg	2,84	6,14	12	25,94
D176	%BWOB	1,5	21,62	Kg	2,67	57,72	40,5	875,47
FlexSTONE-G	T	1,441	1,441	T		1158,44	1900	2738,11
Yield	L/T	693,91						
Cost (\$/m3)	1338,16	Net (\$)	3276,27					
Price (\$/m3)	4614,43							

• **Système Futur 1,51 SG :**

Tableau VI.5 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	Unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	3	3,02	L	4,83	14,61	27	81,67
D168	L/T	20	20,17	L	3,52	70,98	10,5	211,74
D145A	L/T	5	5,04	L	3,01	15,17	11,3	56,97
D081	L/T	2,5	2,52	L	1,68	4,23	5,5	13,86
D153	%BWOC	0,2	1,31	Kg	2,84	3,71	12	15,70
Futur -G	T	1,01	1,31	T		567,28	3600	4698,51
Yield	L/T	991,8						
Cost / m3	676,0	Net	4402,45					
Price / m3	5078,45							

Tableau VI.5 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	Unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	3	2,99994	L	4,83	14,49	27	81,00
D065	%BWOC	0,3	2,99994	Kg	1,79	5,37	45	135,00
D207	%BWOC	0,2	1,99996	L	16,67	33,34	135	269,99
D198	%BWOC	0,2	1,99996	Kg	4,41	8,82	30	60,00
Futur-G	T	0,99998	0,99998	T		562,61	3600	3599,93
Yield	L/T	1000,02						
Cost (\$/m3)	624,63	Net (\$)	3521,29					
Price (\$/m3)	4145,92							

- Système UniFLAC 1,90 SG :

Tableau VI.6 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2,62	L	4,83	12,66	27	70,74
D080A	L/T	10	13,10	L	1,23	16,11	2,3	30,13
D168	L/T	35	45,85	L	3,52	161,40	10,5	481,44
D197	L/T	1,5	1,97	L	1,38	2,71	33,4	65,63
Cement-G	T	1,31	1,31	T	132	172,93	300	393,01
Yield	L/T	763,33						
Cost (\$/m3)	365,81	Net (\$)	675,16					
Price (\$/m3)	1040,97							

Tableau VI.6 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2,00	2,63	L	4,83	12,72	27,00	71,11
D065	%BWOC	0,30	4,35	kg	1,79	7,78	45,00	195,55
D207	%BWOC	0,25	3,62	kg	16,67	60,37	135,00	488,87
D198	%BWOC	0,12	1,74	kg	4,41	7,67	30,00	52,15
Cement-G	T	1,32	1,32	T	132,00	173,82	300,00	395,05
Yield	L/T	759,40						
Cost (\$/m3)	262,35	Net (\$)	940,37					
Price (\$/m3)	1 202,73							

- Système Neat 1,90 SG :

Tableau VI.7 a) Système avec les additifs liquides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2,64	L	4,83	12,73	27	71,18
D080A	L/T	4	5,27	L	1,23	6,48	2,3	12,13
D081	L/T	2,5	3,30	L	1,68	5,54	5,5	18,12
Cement-G	T	1,32	1,32	T	132	173,99	300	395,42
Yield	L/T	758,68						
Cost (\$/m3)	198,74	Net (\$)	298,11					
Price (\$/m3)	496,85							

Tableau VI.7 b) Système avec les additifs solides								
Produit	Unit	Concentration	Quantité	unit	Cost/unit	Cost (\$)	Price/unit	Price (\$)
D206	L/T	2	2,64	L	4,83	12,74	27	71,20
D198	%BWOC	0,25	3,63	Kg	4,41	15,99	30	108,77
Cement G	T	1,32	1,32	T	132	174,03	300	395,53
Yield	L/T	758,47						
Cost (\$/m3)	202,76	Net (\$)	372,74					
Price (\$/m3)	575,50							

Un résumé des tableaux précédents est mieux représenté à travers les histogrammes suivants :

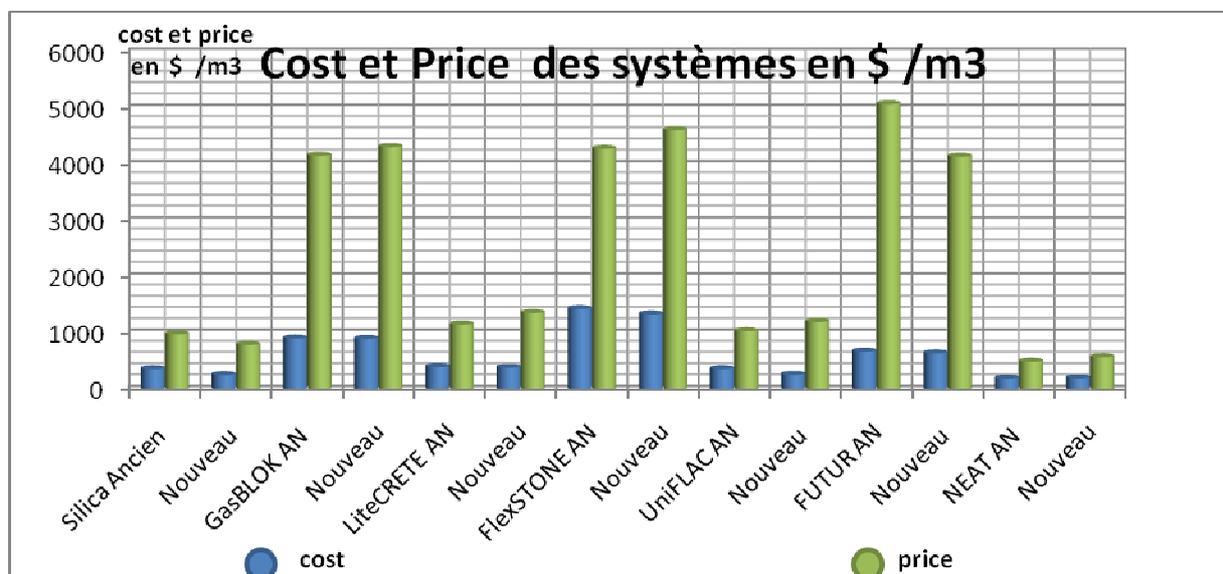


Figure VI.1: Prix d'achat et prix de vente des nouveaux et des anciens systèmes en \$/m³.

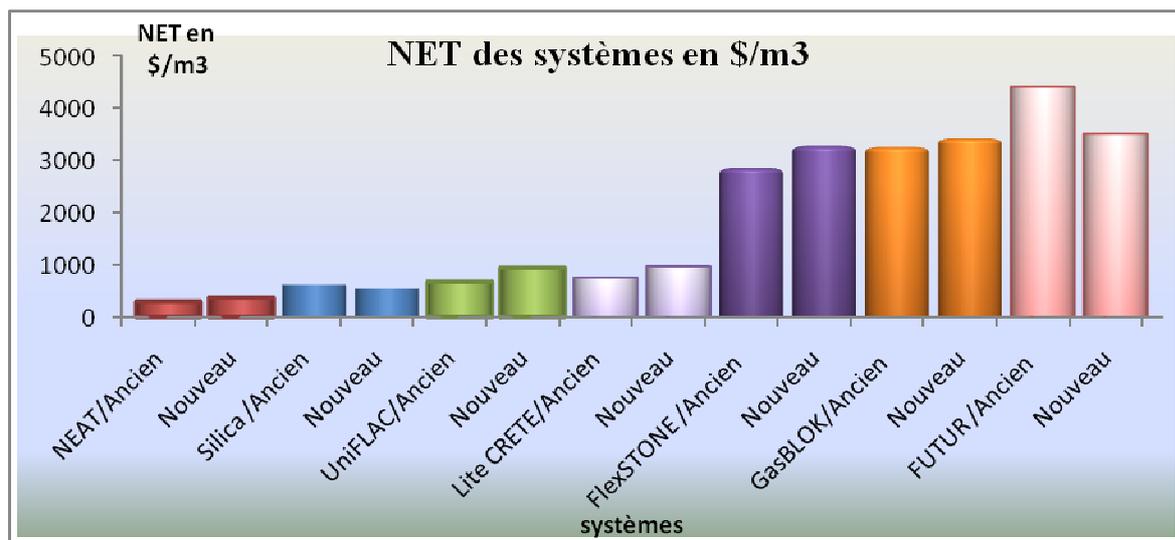


Figure VI.2. : Le NET des nouveaux et des anciens systèmes en \$/m³.

- Comparaison entre les Systèmes :

Tableau VI.8 : Comparaison de cost, price et NET entre nouveaux et anciens systèmes

Système	Avec les Additifs Liquides			Avec les Additifs Solides		
	Cost (\$)	Price (\$)	Net (\$)	Cost (\$)	Price (\$)	Net (\$)
GasBLOK	910,13	4163,4	3253,27	903,56	4318,3	3414,74
Silica Blende	365,28	986,42	621,14	258	795,3	537,3
LiteCRETE	403,22	1158,98	755,76	390,03	1362,96	972,93
FlexSTONE	1433,97	4286,1	2852,13	1338,16	4614,43	3276,27
Futur	676	5078,45	4402,45	624,63	4145,92	3521,29
UniFLAC	365,81	1040,97	675,16	262,35	1202,73	940,37
Neat	198,74	496,85	298,11	202,76	575,5	372,74

Tableau VI.9 : tableau des nouveaux prix et bénéfices pour chaque système

Système	Différence de Net	Nouveau Price	Bénéfice
GasBLOK	+ 4,96%	-3,59%	+ 0,20%
Silica Blende	- 13,49%	+ 24,03%	+ 17,27%
LiteCRETE	+ 28,74%	-14,96%	+ 1,75%
FlexSTONE	+ 14,87%	-7,12%	+ 3,36%
Futur	-20,45%	+ 22,48%	+ 0,73%
UniFLAC	+ 39,28%	-13,45%	+ 15,32%
Neat	+ 25,03%	-13,66%	-1,35%

Les valeurs de ce tableau sont calculées à partir des relations suivantes :

$$\text{Différence de Net} = \frac{\text{Net du nouveau système} - \text{Net d'ancien système}}{\text{Net d'ancien système}} \times 100$$

$$\text{Nouveau price} = \frac{\text{Price du nouveau système} - \text{Price d'ancien système}}{\text{Price d'ancien système}} \times 100$$

$$\text{Bénéfice} = \frac{\text{Cost d'ancien système} - \text{Cost du nouveau système}}{\text{Net d'ancien système}} \times 100$$

Recommandation :

- Les nouveaux systèmes (GASBLOK, LiteCRETE, FlexSTONE et l'UniFLAC) présentent un NET plus élevé par rapport aux anciens systèmes. Cette augmentation n'est pas seulement additionnée aux prix les plus élevés des nouveaux systèmes, mais aussi aux bas coûts de ces systèmes. Pour garder le marché, les prix principaux resteront les même, en gardant les systèmes toujours rentables ;
- Dans le **Tableau VI.9** pour la colonne du nouveau price, le signe (+) signifie un pourcentage qu'il faut ajouter au nouveau price ;
- Le signe (-) signifie un pourcentage qu'il faut soustraire au nouveau price ;
- Le cost et le price des nouveaux systèmes de FUTUR et Silica Blende sont inférieur à celui des anciens systèmes. Automatiquement, une augmentation du price assurera une marge de gain supplémentaire dans le Net ;
- Le seul système avec un cost et price plus élevés par rapport aux anciens systèmes est le NEAT ;
- Les deux systèmes qu'on peut considérer comme étant plus rentable sont le Futur et le Silica Blend.

2. Logistique :

Dans cette partie nous allons aborder le stockage et le cout du transport des additifs liquides et solides nécessaire pour la région de Hassi-Messouad.

2.1 Stockage des additifs :

Les tableaux suivants représentent les quantités des produits par litres et kilogrammes des additifs liquides et solides, nécessaire pour la cimentation d'un puits pendant un mois, puis la quantité stockée pour les six mois à venir.

Tableau VI.10 : quantité des additifs pour un seul puits						
Les Systèmes avec les additifs Liquides				Les Systèmes avec les additifs Solides		
Type d'additifs	Produit	Quantité	unit	Produit	Quantité	unit
Dispersant	D080A	2185.17	L	D065	247.64	Kg
Flac	D168	4413.67	L	D207	536.43	Kg
Retardateur	D081	501.11	L	D198	539.73	Kg
	D110	221.02	L			
	D197	23.58	L			

Tableau VI.11 : quantité des additifs pour un mois						
Les Systèmes avec les additifs Liquides				Les Systèmes avec les additifs Solides		
Type d'additifs	Produit	Quantité	unit	Produit	Quantité	unit
Dispersant	D080A	5681,45	L	D065	643,88	Kg
Flac	D168	11475,55	L	D207	1394,72	Kg
Retardateur	D081	1302,90	L	D198	1403,30	Kg
	D110	574,66	L			
	D197	61,31	L			

Tableau VI.12 : Quantité Stocké pour les 6 prochains mois						
Les Systèmes avec les additifs Liquides				Les Systèmes avec les additifs Solides		
Type d'additifs	Produit	Quantité	unit	Produit	Quantité	unit
Dispersant	D080A	34088,73	L	D065	3863,25	Kg
Flac	D168	68853,31	L	D207	8368,30	Kg
Retardateur	D081	7817,38	L	D198	8419,80	Kg
	D110	3447,96	L			
	D197	367,86	L			

Remarque :

Nous observons des grandes quantités pour les additifs liquides qui peuvent arriver jusqu'à 9 fois la quantité des additifs solides.

Tableau VI.13 : a) Surface du stockage des additifs Liquides						
Type d'additifs	Produit	Quantité	unit	Surface/unit	Surface	unit
Dispersant	D080A	35,00	Fût	1,200	42,00	m2
Flac	D168	69,00	Fût	1,200	82,80	m2
Retardateur	D081	13,00	Palette	1,232	16,02	m2
	D110	6,00	Palette	1,232	7,40	m2
	D197	1,00	Palette	1,00	1,00	m2
				TOTAL	149,22	m2

Tableau VI.13 : b) Surface du stockage des additifs Solides						
Type d'additifs	Produit	Quantité	unit	Surface/unit	Surface	unit
Dispersant	D065	6,00	palette	1,438	8,64	m2
Flac	D207	25,00	Palette	1,232	30,75	m2
Retardateur	D198	10,00	palette	1,232	12,30	m2
				TOTAL	51,69	m2

Nous remarquons que les additifs liquides nécessitent une grande surface de stockage contrairement aux additifs solides.

Les additifs solides peuvent réduire la surface de stockage jusqu'à **65,36%** par rapport aux additifs liquides.

2.2 Transport des additifs :

Tableau VI.14: a) Le coût du transport pour les additifs Liquides						
Type d'additifs	Produit	Quantité	Unit	Cost / Unit	Cost (\$)	Assurance (\$)
Dispersant	D080A	35,00	Fût	230	8050	215,25
FLAC	D168	69,00	Fût	192	13248	1214,4
Retardateur	D081	13,00	Palette	320	4160	66,39
	D110	6,00	Palette	560	3360	65,29
	D197	1,00	Palette	192	192	4,19
				TOTAL	29010 \$	1565,52 \$

Tableau VI.14 : b) Le coût du transport pour les additifs Solides						
Type d'additifs	Produit	Quantité	unit	Cost / Unit	Cost (\$)	Assurance (\$)
Dispersant	D065	6,00	palette	372	2232	36,57
FLAC	D207	25,00	Palette	96	2400	712,64
Retardateur	D198	10,00	palette	822	8220	200,21
				TOTAL	12852 \$	949,21 \$

Nous remarquons que le transport des additifs liquides est très couteux par rapport aux transports des additifs solides.

Une utilisation des additifs solides dans les systèmes de cimentation nous permettra une réduction de **55,69%** des coûts de transport.

Durant le transport des additifs (liquides ou solides) il est nécessaire de payer des charges supplémentaires comme l'assurance qui coute à l'entreprise **0,5%** du cout totale de la marchandise.

VII. Conclusion Générale

Conclusion Générale

Notre Projet de Fin d'Études est divisé en deux parties :

La première partie théorique traite des chapitres suivants :

- Chapitre I : Présentation de la Compagnie Schlumberger ;
- Chapitre II : Hygiène et sécurité de l'environnement ;
- Chapitre III : Les principes de base de la cimentation ;
- Chapitre IV : Formulation d'un coulis de ciment.

Les deux derniers chapitres ont été le corps principal de cette étude. Ils traitent beaucoup plus la fabrication du ciment et ses caractéristiques physicochimiques.

L'attention a été plus portée vers les propriétés physicochimiques : la Rhéologie, Temps de prise, Résistance à la Compression.....

Les différents additifs (relatifs aux ciments précis) sont aussi détaillés. L'objectif est d'expliquer leurs rôles et leur impact sur les propriétés physicochimiques du « Ciment conçu ».

Pour la partie expérimentale, elle se compose à son tour de trois parties :

- **Étude Technique.**
- **Étude Économique.**
- **Étude Logistique.**

L'étude Technique a démontré que la substitution des additifs liquides par ceux solides offre de meilleurs impact sur les propriétés du ciment, sur le plan opérationnel et financière (Justifier dans les deux dernières parties).

Les additifs solides présentent plus d'avantages que d'inconvénients dans différents aspects :

a) Technique:

- les systèmes étudiés donnent des résultats acceptables et similaires à celui des anciens systèmes (Ty, Pv, Fluid loss, formation du gel....) ;
- Tous les systèmes étudiés sont durs, et ont une résistance à la compression très important.

b) économique:

- Un bénéfice dans tous les systèmes sauf le NEAT système qui donne un cost et price un peu élevé par rapport à l'ancien système) ;
- Parmi les différents systèmes, ce sont le FUTUR et le Silica Blende qui ont les bénéfices les plus importantes (Cost inférieur et marge de price importante).

C) Stockage et transport :

- Simplicité du stockage des additifs solides contrairement aux additifs liquides
- Réduction dans la Surface de stockage ;
- Réduction dans le coût du transport ;
- Le Chargement et Déchargement est facile pour les additifs solides contrairement aux liquides ;
- Plus résistant aux conditions atmosphériques et d'environnement.

d) Environnement :

- Réduire le nombre des Bidons et Tôtes ;
- Le papier du sachet se désintègre plus rapidement que les Bidons ou les Tôtes ;
- Eviter le versement des produits chimiques liquides ;
- Moins agressif sur l'environnement.

Les inconvénients :

- L'additif solide prendra plus de temps que l'additif liquide dans le mixage pour se dissoudre dans l'eau ;
- L'opération du mixage sur le chantier demande des équipements spécifiques ;
- Certains additifs sont stockés aux conditions bien précises.

VIII. Bibliographie

1. Persson,C,

« Le pétrole : des pores au pipeline », Schlumberger Riboud Product Center, Clamart, (2002), 3-33.

2. Boubeguir, Y,

« Propriétés mécaniques du ciment pris, application à la cimentation d'un puits de pétrole », 19-50. Conservatoire National des Arts et Métiers, Paris(2004).

3. Walter H. Duda

“Cement data book”

4 .Baron, J., Sauterey, R.,

“Le Béton Hydraulique”, Presses de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, Paris (1982), 11, 193-222.

5. Cement Chemistry and Additives.

6. Guillot, D, Nelson, E.B.

“Well Cementing”, Cement Additives and Mechanisms of Action, Copyright, New York (1990) Elsevia.

7. Nguyen J.Paul,

“Technique d'exploitation le forage”, le phénomène d'hydratation du ciment, IFP, Paris(1993)

8. Guillot, D, Nelson, E.B.

“Well Cementing”, Rheology of Well Cement Slurries, Copyright, New York (1990) Elsevia.

9. Di Stasio, J.I.

“Chemicals for Oil field Operations”, Noyes Data Corporation, New Jersey (1981), 282-290.

10. Couarraze, G; Grossiord. J.L

“Initiation à la Rhéologie” Laboratoire de Physique Pharmaceutique, Université de Paris XI

11. Larbi, A

PFE, “Recherche de nouveaux agents de contrôle de filtration et dispersants utilisés dans l'industrie pétrolière”. ENP Alger, Octobre 2005.

Références électroniques :

Intouch support

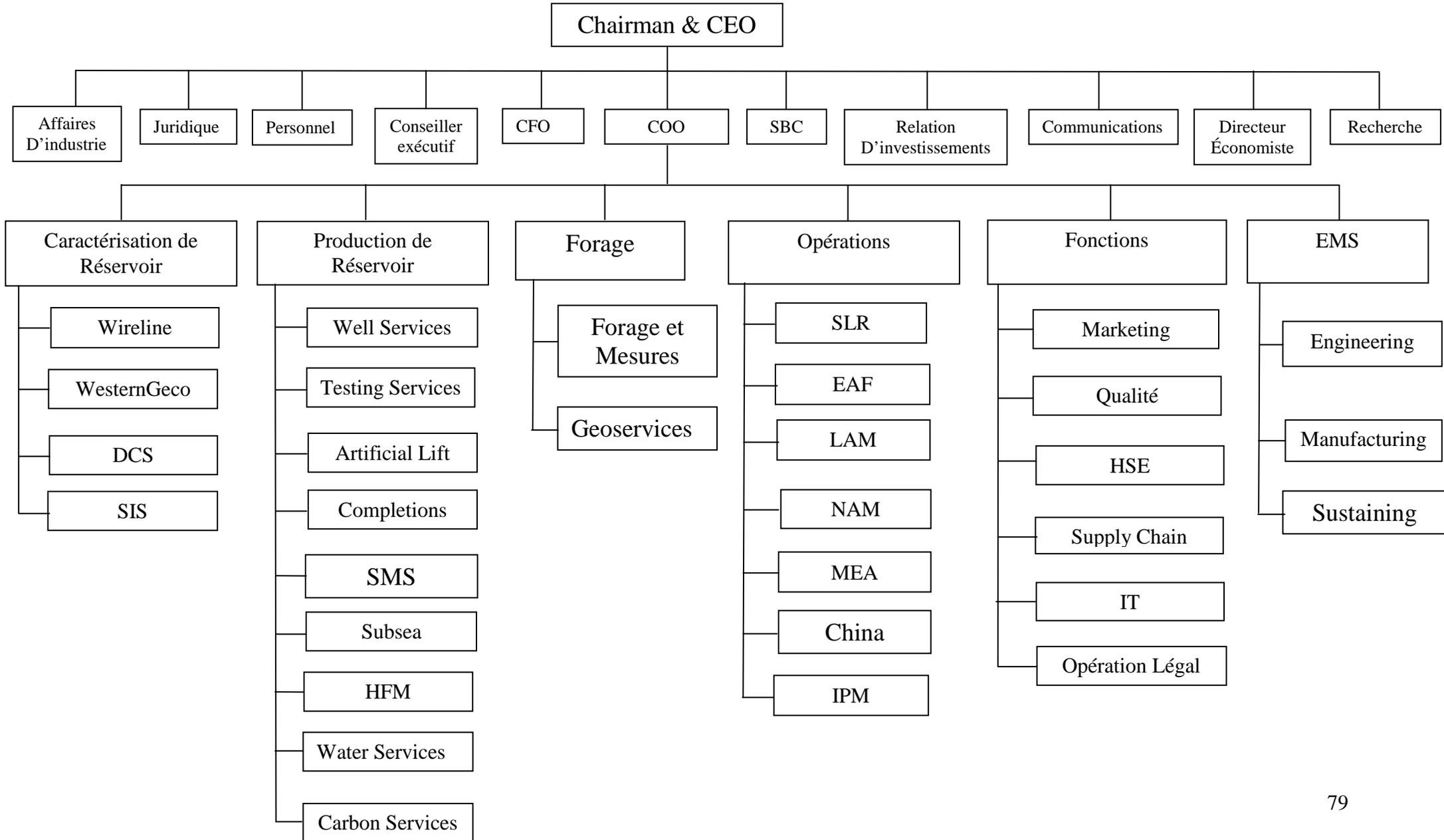
- <http://intouchsupport.com/>

QA Chemical Product Catalog

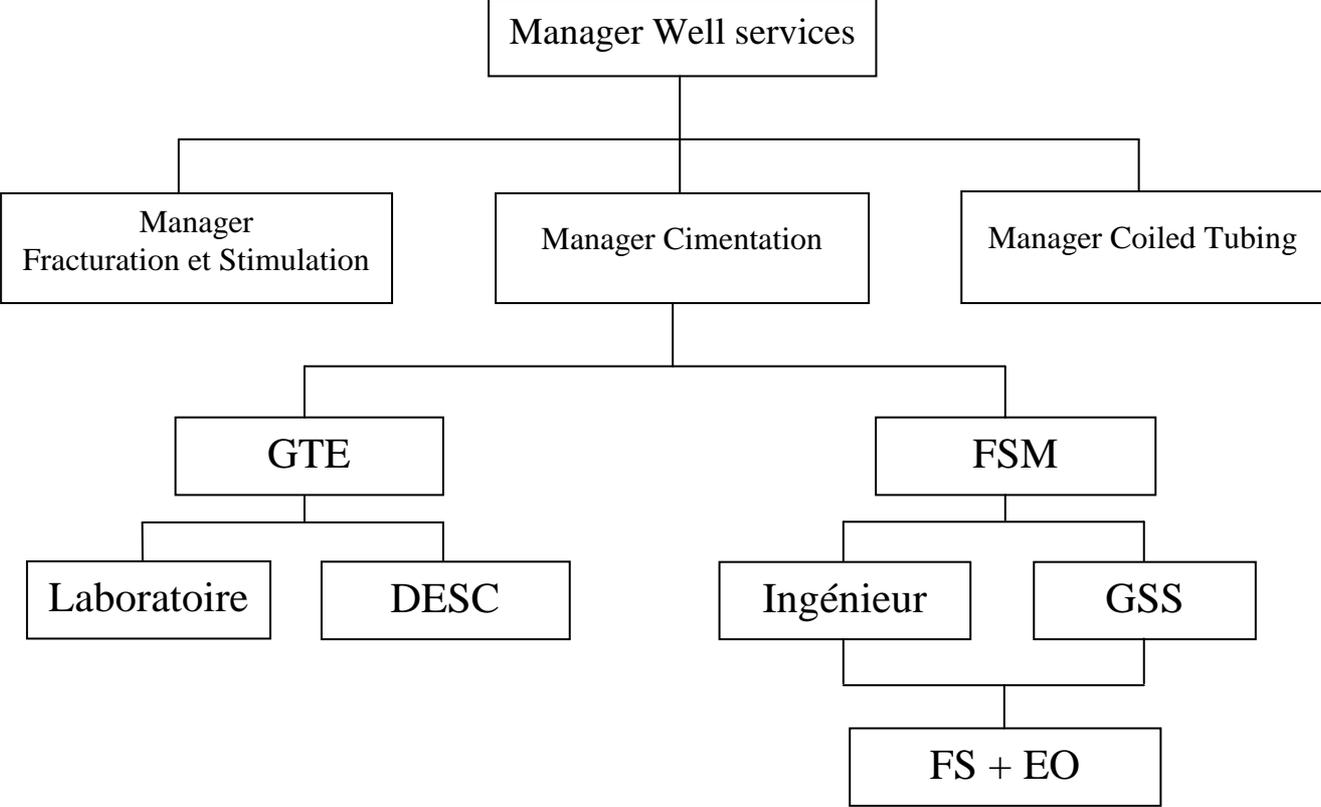
- <http://agent-dst.sugar-land.dowell.slb.com/qa-html/sumprod/doc1.htm>

IX. ANNEXES

Structure de Management Schlumberger



Structure de management du well services



Annexe 03

Les équipements:

Les services laboratoire se basent sur les efforts des ingénieurs de Field oil dans le but de réaliser une bonne procédure de cimentation et 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 des laitiers de ciment selon l'API (voir la figure IX.1). Le mixeur peut aussi 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 dans l'accord à l'API des Spécifications 10B.

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 4000 tr/min en 15 secondes en introduisant la phase solide puis on augmentant immédiatement à 12,000 tr/min durant 35 secondes sans d'autre action, assurant la conformité avec l'API des Spécifications 10B.



Figure IX.1: Mixeur de vitesse constante modèle 3060

Balance Pressurisée :

Le Balance Pressurisée est un appareil de mesure pour déterminer la densité des fluides de forage, des laitiers du ciment et des matériels semblables sous pression (voir la figure IX.2).

Quand le gaz ou des bulles d'air sont présents dans le fluide de forage, le volume occupé par les bulles de gaz emprisonné 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 densité du laitier. En pressurant la tasse, n'importe quel air entraîné ou gaz seront diminués à un volume négligeable, et fournissant ainsi une mesure de densité du laitier étroitement à celui sous des conditions de fond du puits.



Figure IX.2 : Balance Pressurisée modèle 4216

Annexe 03

Le Viscosimètre (modèle 3500):

Le viscosimètre est utilisé pour mesurer les propriétés rhéologiques de 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 (voir la figure IX.3).

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 des bas conditions de cisaillement. Le Modèle 3500 a la capacité de mesurer des fluides visqueux à des taux aussi bas que $0.17 \text{ seconde}^{-1}$ L'utilisation de la 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 Couette qui accomplit les exigences d'API des Spécifications 10, l'API RP-13B et l'API RP-39 des procédures de test. Cet instrument est facile à l'installation, facile à utiliser et facile de l'entretenir. Son utilisation montre la polyvalence de tel type d'instrument dans les laboratoires de recherches, les laboratoires mobiles et le test QC sur place.

Cellule remuée de perte de fluide (modèle 7120):

La Cellule de Perte de fluide Remuée est conçu pour mesurer les propriétés de perte de fluide de boues de forage et des laitiers du ciment aux températures jusqu'à 230°C et $2,000 \text{ psi}$ (14 Mpa). Ces mesures sont décidées selon l'API des Spécifications 10 procédures (voir la figure IX.4).

La détermination des propriétés de perte de fluide d'une pâte à ciment exige que le laitier soit conditionné en remuant à la température conditionné pendant 20 minutes avant d'appliquer la pression différentielle de $1,000 \text{ psi}$ (7 Mpa). Donc, les tests conduits avec une cellule de perte de fluide statique conventionnelle doivent être conditionnés dans un Consistomètre.

Une fois conditionné l'opérateur doit manipuler le laitier chaud est transféré à la cellule de perte du fluide. C'est une procédure difficile qui place l'opérateur en danger en manipulant la matière chaude.

Le modèle 7120 offre une approche beaucoup plus sûre



Figure IX.3 : viscosimètre modèle 3500.



Figure IX.4 : Cellule remuée de perte de fluide modèle 3500

Annexe 03

aux conditions de l'API des Spécifications 10 procédures depuis tant le conditionnement de fluide que le test de perte de fluide est conduite dans le même navire. La cellule est montée sur un pivot qui permet le transfert de conditionner au test de perte de fluide à être conduit rapidement, facilement et sans risque.

Consistomètre atmosphérique (modèle 1200/1250) :

Les consistomètres atmosphériques sont spécifiquement conçus pour préparer des boues ou laitiers de ciment pour le test de paramètres divers dans la conformité stricte avec l'API des Spécifications 10 A/B (voir la figure IX.5).

Le test de boues ou laitiers de ciment exige la mesure de propriétés rhéologiques, la perte de fluide et divers d'autres propriétés. 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. L'API des Spécifications 10 A, la Section 7 décrit les exigences et fournit la base pour la conception et l'opération de consistomètres atmosphériques.



Figure IX.5 :
Consistomètre atmosphérique
Modèle 1200/1250

Le laitier placé dans le modèle 1200/1250 pour chacun ou tout après des tests :

- a) Détermination de propriétés rhéologiques ;
- b) Détermination des pertes de fluide à températures inférieure à 90°C ;
- c) Contenu d'eau de laitier ;
- d) Test du ciment arctique.

Les modèles 1200/1250 sont utilisés dans des laboratoires impliqués dans des programmes de recherche de cimentation des puits de pétrole, la recherche et le test d'additifs du ciment, les programmes d'assurance de qualité des fabricants et dans les laboratoires de sociétés de préparation d'un puits.

Quand la boue ou le laitier atteint la température maximale désirable, le contrôleur tiendra la température à ce niveau.

Consistomètre pressurisé (modèle 7222):

Le consistomètre pressurisé est conçu pour mesurer le temps d'épaississement de laitiers. L'unité peut aussi être utilisée pour préparer des laitiers pour la mesure de propriétés rhéologiques libres d'eau ou la viscosité aussi bien que la perte de fluide en conformité avec des spécifications API (voir la figure IX.6).

Annexe 03

Le modèle 7222 a une large gamme de pression et température jusqu'à 22,000 psi (150 Mpa) 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 à ciment dans le test. Le temps d'épaississement mesuré peut alors être utilisé dans la formulation de plans pour la cimentation réelle.

On verse alors le laitier dans le conteneur de laitier et placé dans le consistomètre. La pression et la température est apportée jusqu'aux niveaux désirables. Le conteneur du laitier est tourné à une vitesse constante de 150 tr/min pour communiquer la circulation au ciment dans le conteneur.

Le Consistomètre Pressurisé est simple pour le fonctionnement, avec toutes les commandes opérationnelles situées sur le panneau de devant. Les indicateurs de saisie pour épaissir le temps, la pression et la température sont aisément visibles. L'unité est conçue pour que la fermeture, chauffant et la pressurisation puisse être réalisée rapidement.

Analyseur ultrasonique du ciment (modèle 4265):

L'Analyseur ultrasonique du ciment (UCA) fournit une détermination du développement de force d'un échantillon de ciment tandis qu'il est guéri sous la température de fond et des conditions de pression (voir la figure IX.7). La force du ciment est déduite en mesurant le changement de la vitesse d'un signal ultrasonique traverse par l'échantillon de ciment qui se durcit. Quand la force d'échantillon de ciment augmente, le temps de trajet du signal ultrasonique va diminuer. La force relative peut être calculée, en utilisant les algorithmes empiriques de marque déposée qui ont été prouvés partout dans l'Industrie pétrolière et gazière.

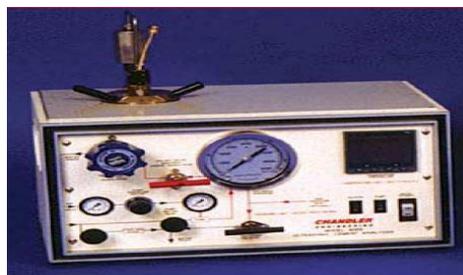


Figure IX.7 :
Analyseur ultrasonique du ciment
Modèle 4265



Figure IX.6 :
Consistomètre pressurisé
Modèle 7222

Annexe 03

Testeur de compressive strength (modèle 4207D):

Le testeur de force compressif est une presse automatique, électroniquement exploitée, hydraulique. Il est conçu pour tester la force compressive des cubes de ciment dans la conformité exacte avec l'API (voir la figure IX.8). 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'applications.

Il consiste en deux sections majeures :

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

Le test de force compressif du ciment est nécessaire pour une large variété de raisons : vérifier la force dans un programme d'assurance qualité à l'usine du fabricant du ciment, pour déterminer les forces compressives conformément à des règlements gouvernementaux, pour assurer des forces de pâte à ciment adéquates ont été obtenu dans des applications de cimentation des puits et exécuter les tests exigés pour qualifier l'utilisation du monogramme d'API sur le ciment fabriqué.

Le modèle 4207D fournit toutes les commandes nécessaires et la puissance hydraulique pour charger un cube de deux pouces de la force suffisante pour déterminer la force compressive du cube. Le système de commande programmable fournit la sélection facile du taux de chargement dans l'accord strict avec les exigences de la Section 7 d'API des Spécifications 10.



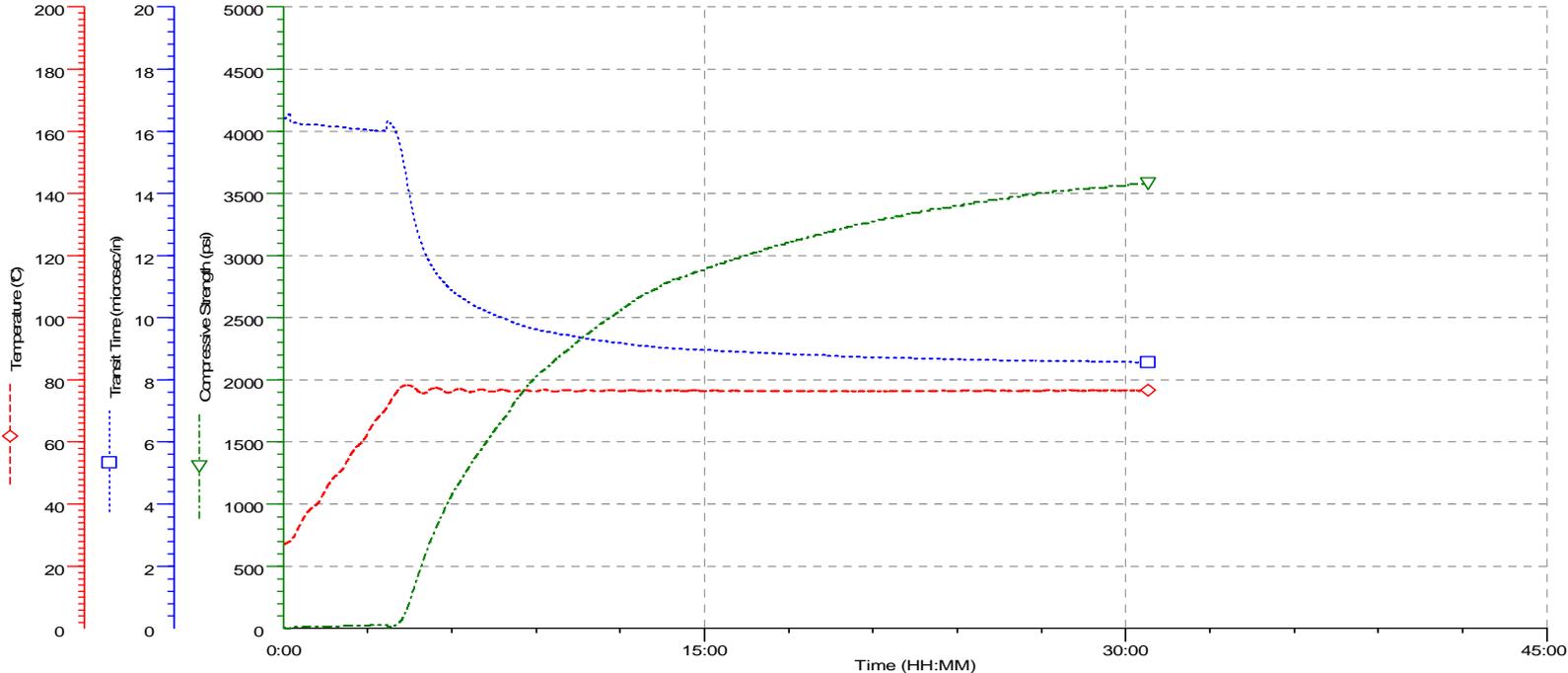
Figure IX.8 :
Testeur de force compressif
Modèle 5265

Annexe 04

Well ID:
 Test Start: 5/17/2010 8:46:47 AM
 Test Stop: 5/18/2010 3:33:59 PM

Customer:
 Strength: 3573 psi
 Algorithm: Compressive strength type A (less than 14 lb/gal)

BHST:
 50 psi @ 4:07:30
 500 psi @ 4:54:00



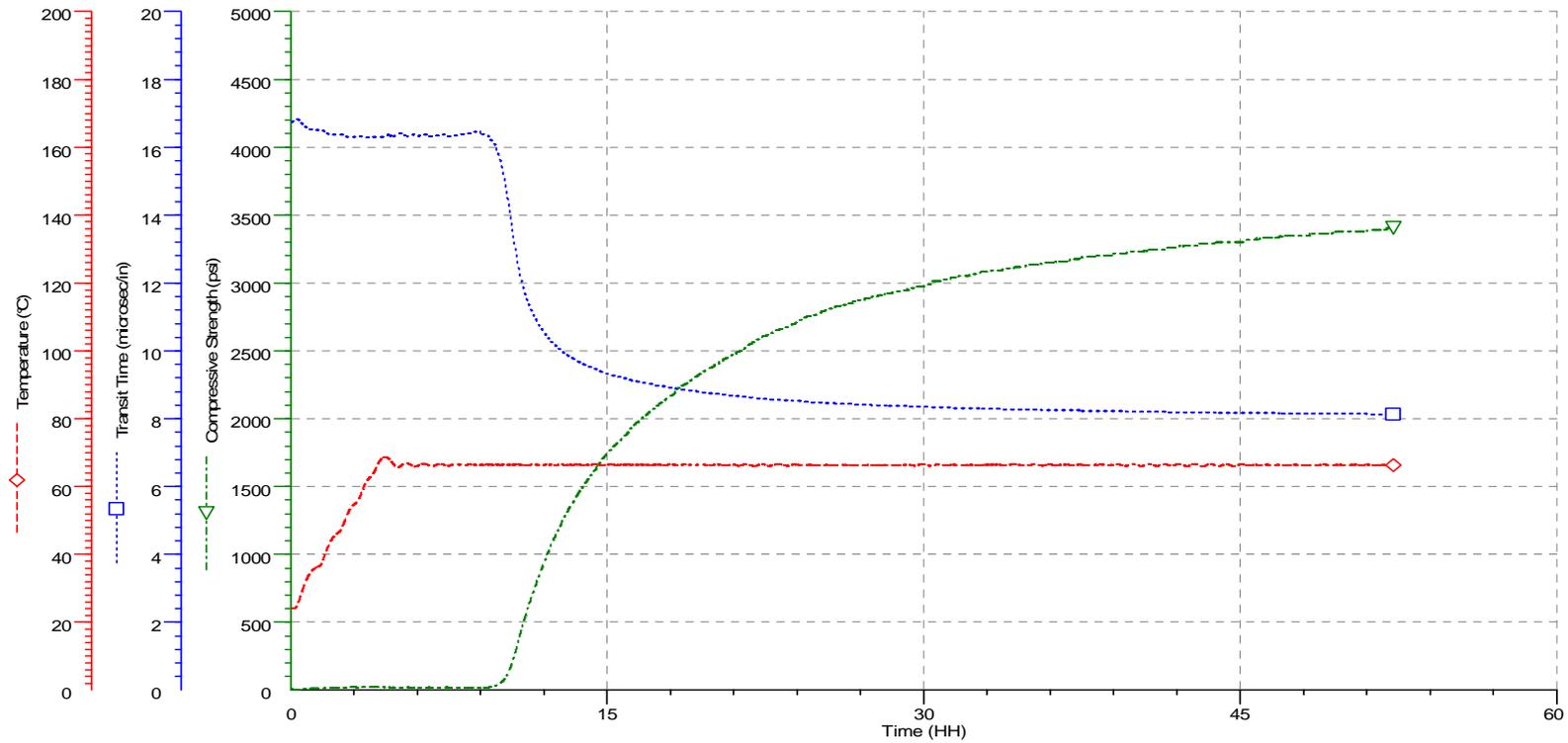
GasBLOK 1,90 SG @ 76 Deg °C COMPOSITION: 0,30% D 065 - 0,35% D 207 – 0,05% D 198

Annexe 04

Well ID:
Test Start: 5/24/2010 11:56:17 AM
Test Stop: 5/26/2010 4:12:56 PM

Customer:
Strength: 3401 psi
Algorithm: Compressive strength type B (more than 14 lb/gal)

BHST:
50 psi @ 9:56:30
500 psi @ 11:01:00



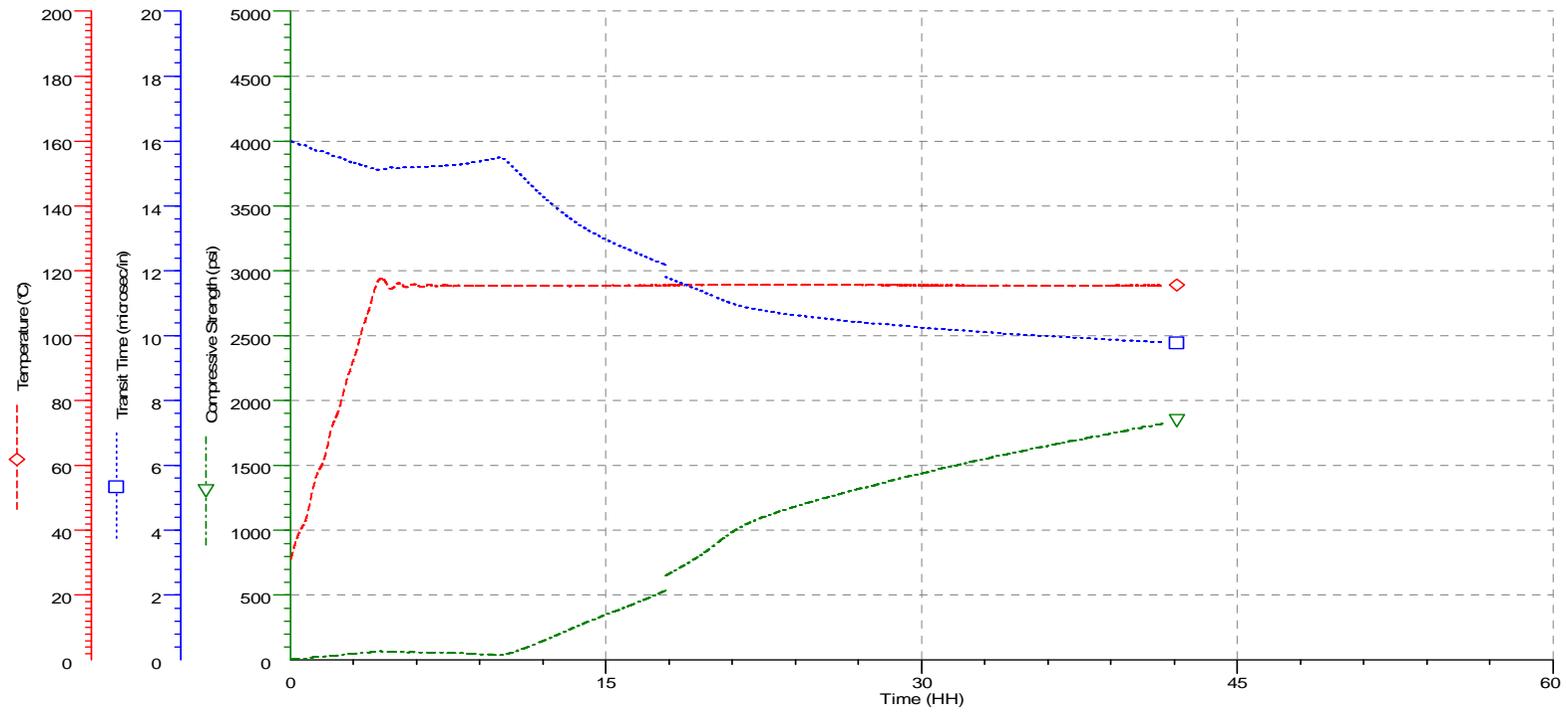
NEAT 1,90 SG @ 66 Deg °C COMPOSITION: 0, 25% D 198

Annexe 04

Well ID:
 Test Start: 5/18/2010 4:19:59 PM
 Test Stop: 5/20/2010 10:28:54 AM

Customer:
 Strength: 1841 psi
 Algorithm: Compressive strength type A (less than 14 lb/gal)

BHST:
 50 psi @ 3:17:30
 500 psi @ 17:23:00



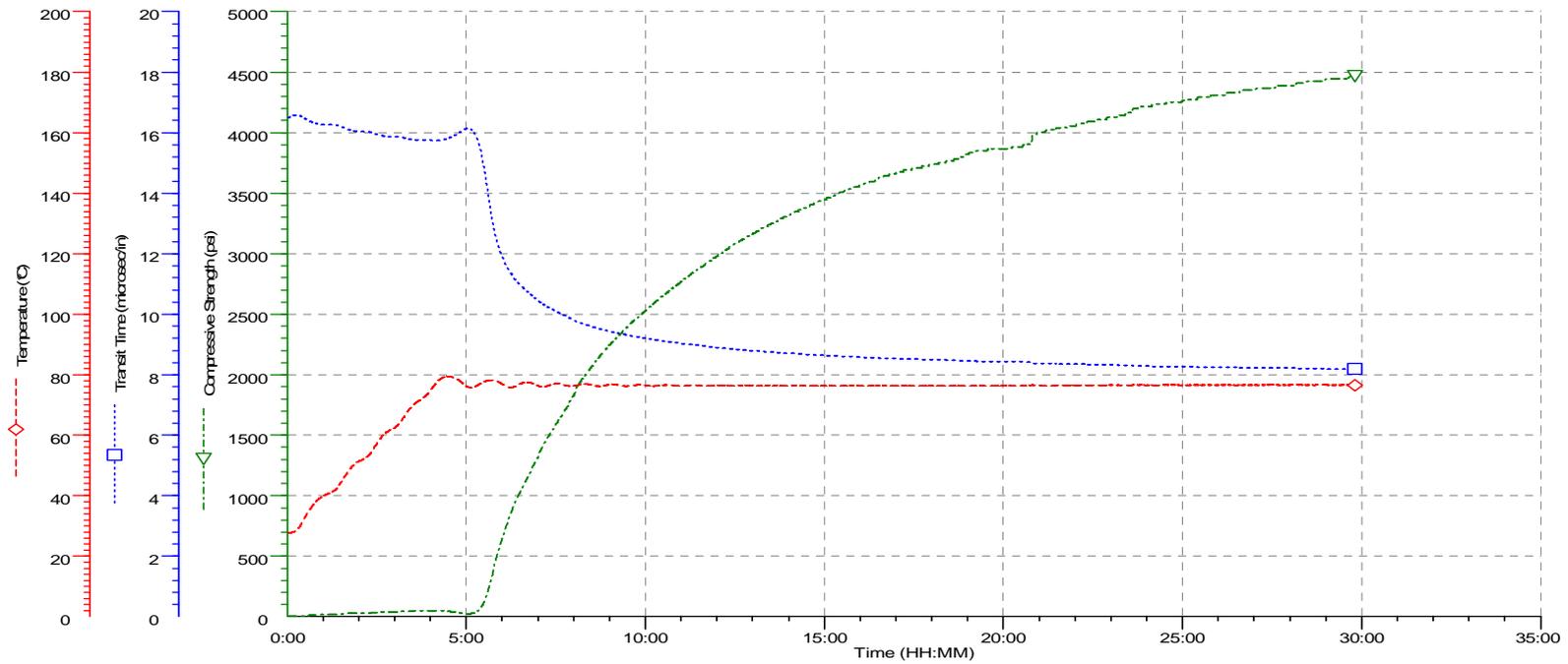
FlexSTONE 1,90 SG @ 115 Deg °C COMPOSITION: 0,20% D 065 - 0,35% D 207 – 0,20% D 198 – 0,15% D 153

Annexe 04

Well ID:
 Test Start: 5/13/2010 10:58:10 AM
 Test Stop: 5/14/2010 4:47:08 PM

Customer:
 Strength: 4461 psi
 Algorithm: Compressive strength type A (less than 14 lb/gal)

BHST:
 50 psi @ 5:20:00
 500 psi @ 5:50:30



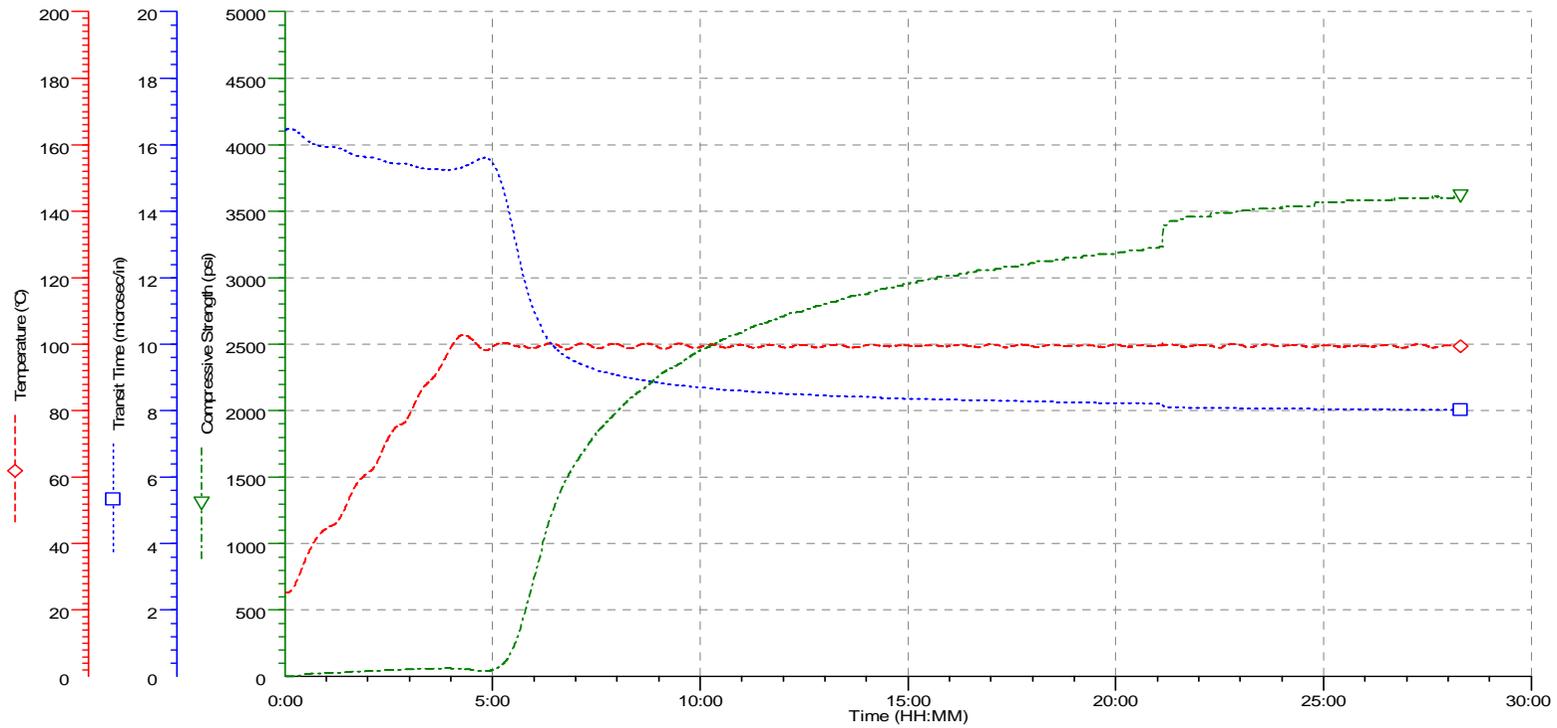
UniFLAC 1,90 SG @ 76 Deg °C COMPOSITION: 0,30% D 065 - 0,25% D 207 – 0,12% D 198

Annexe 04

Well ID:
Test Start: 5/30/2010 11:02:06 AM
Test Stop: 5/31/2010 3:20:47 PM

Customer:
Strength: 3609 psi
Algorithm: Compressive strength type B (more than 14 lb/gal)

BHST:
50 psi @ 3:03:30
500 psi @ 5:47:30



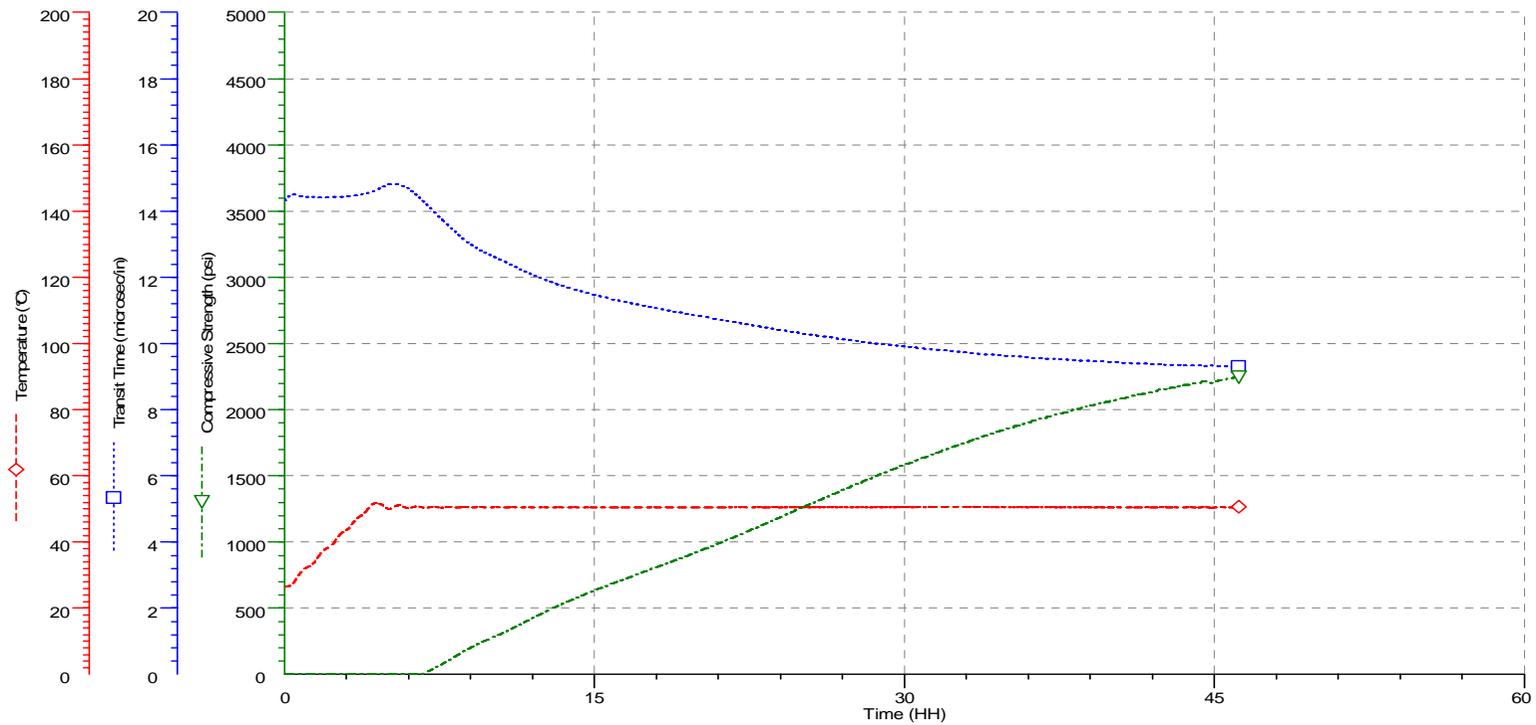
Silica Blende 1,90 SG @ 99 Deg °C COMPOSITION: 0,20% D 065 - 0,30% D 207 – 0,12% D 198

Annexe 04

Well ID:
Test Start: 5/15/2010 9:25:33 AM
Test Stop: 5/17/2010 7:36:15 AM

Customer:
Strength: 2238 psi
Algorithm: Compressive strength type A (less than 14 b/gal)

BHST:
50 psi @ 7:18:30
500 psi @ 13:01:00



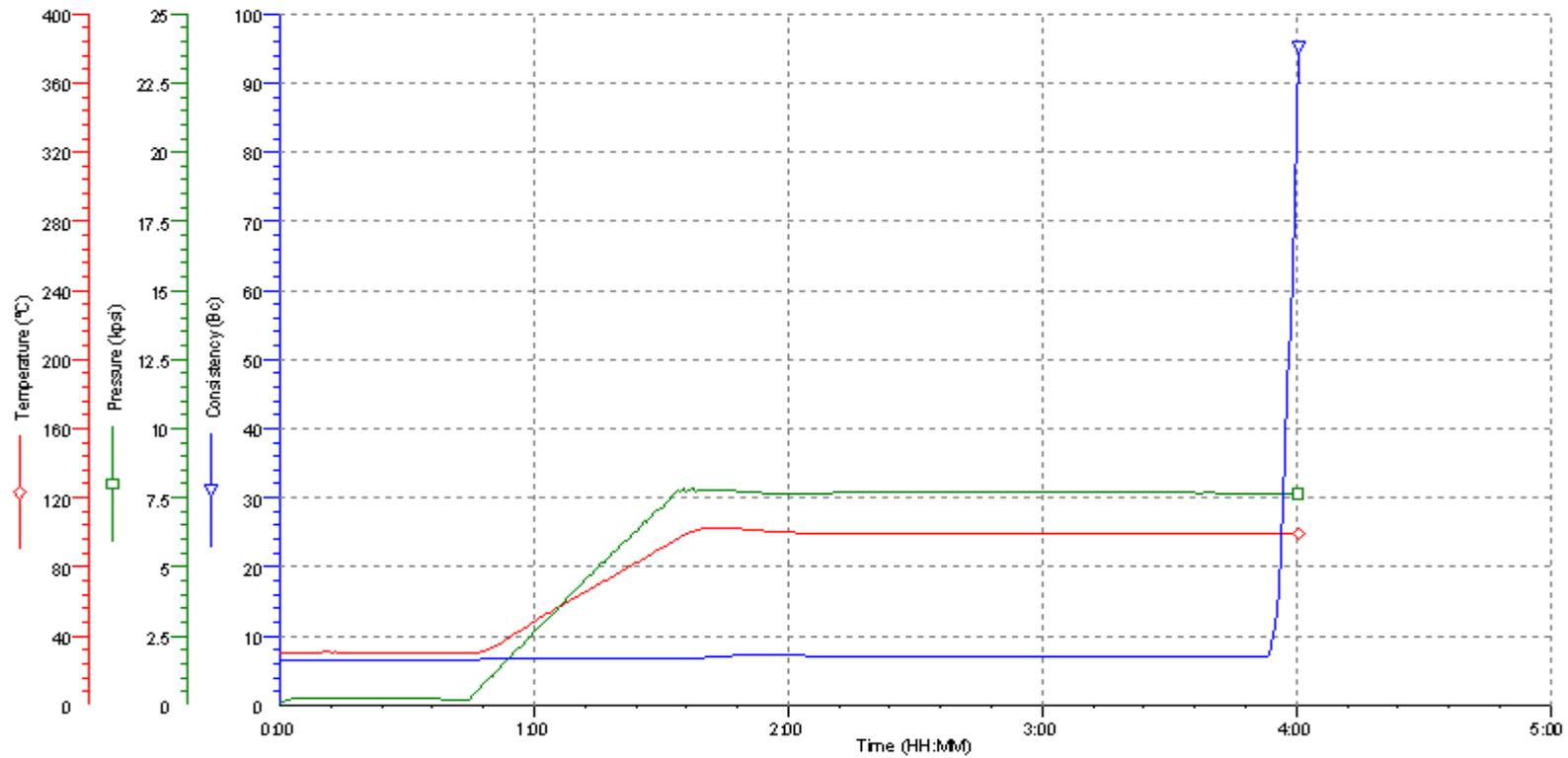
LiteCRETE 1,29 SG @ 50 Deg °C COMPOSITION: 0,20% D 065 - 0,30% D 207 – 0,10% D 198

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 1 Consistometer1 / 222
Comments:

Test Start: 4/19/2010 10:36:31 AM

Test Stop: 4/19/2010 2:37:26 PM



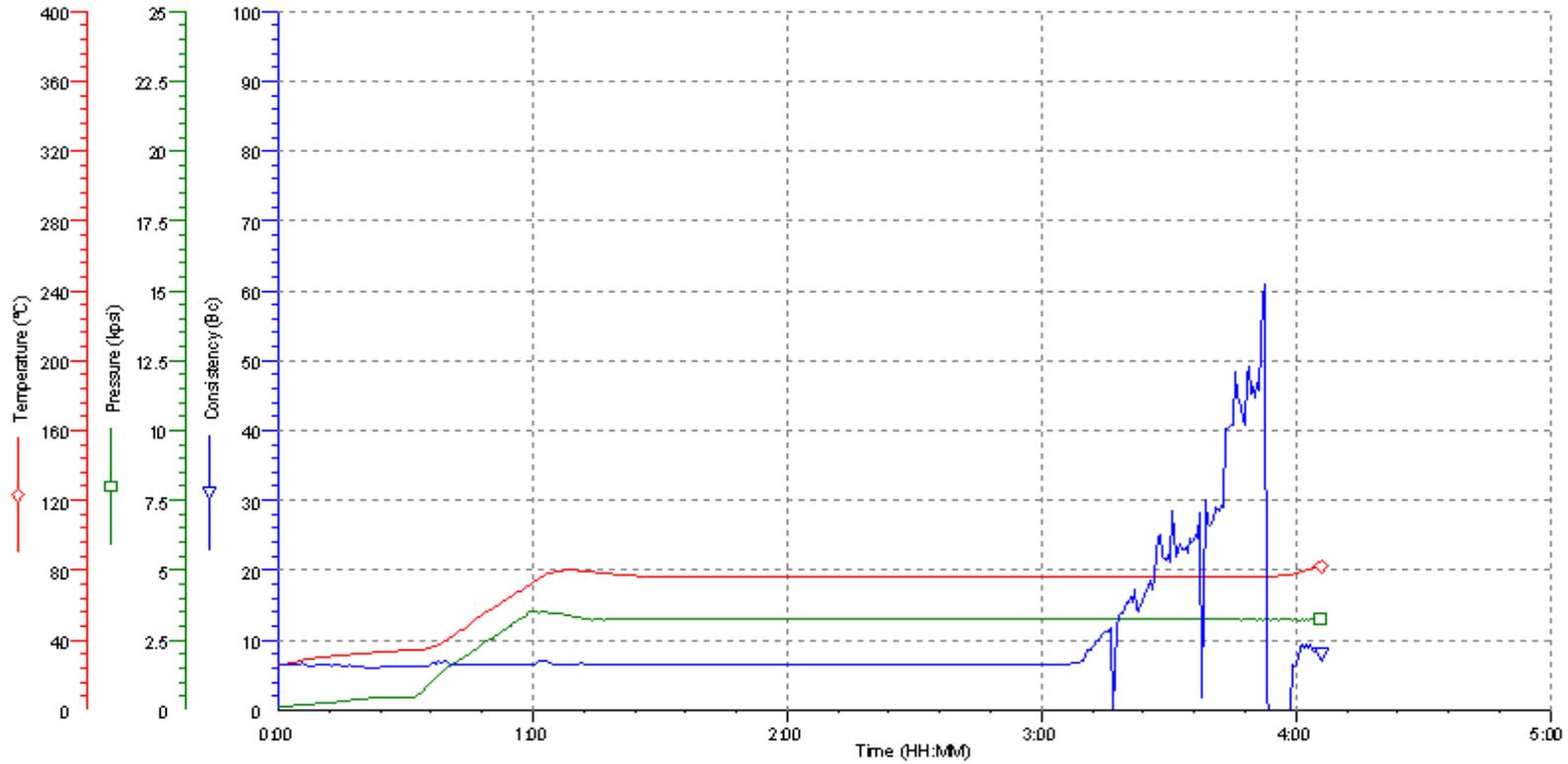
Silica Blende 1,90 SG @ 99 Deg °C COMPOSITION: 0,20% D 065 - 0,30% D 207 – 0,12% D 198

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 1 Consistometer1 / 222
Comments:

Test Start: 4/22/2010 11:51:25 AM

Test Stop: 4/22/2010 3:57:38 PM



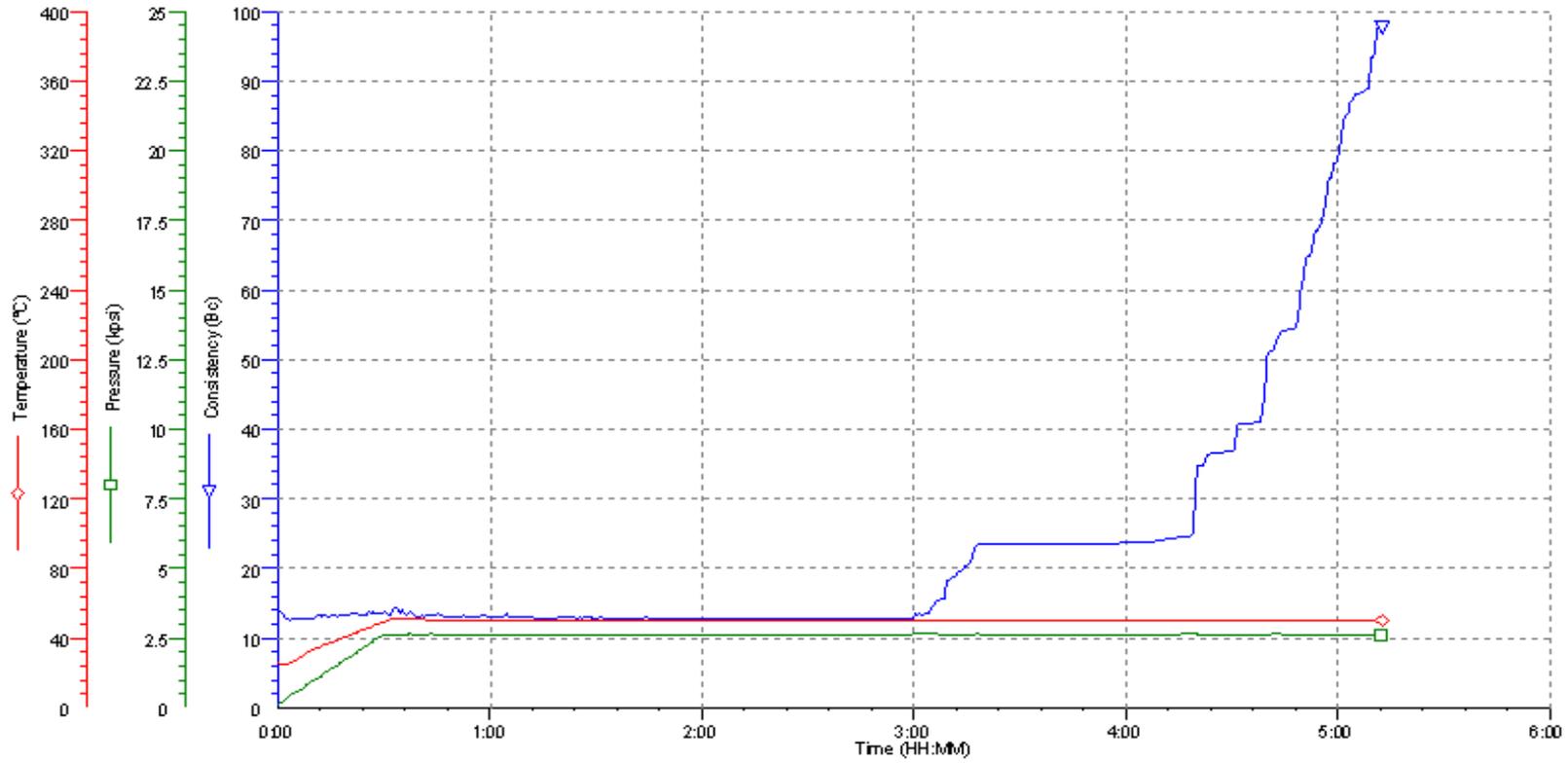
GasBLOK 1,90 SG @ 76 Deg °C COMPOSITION: 0,30% D 065 - 0,35% D 207 – 0,05% D 198

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 2 Consistometer2 / 173
Comments:

Test Start: 4/18/2010 8:33:30 AM

Test Stop: 4/18/2010 1:46:01 PM



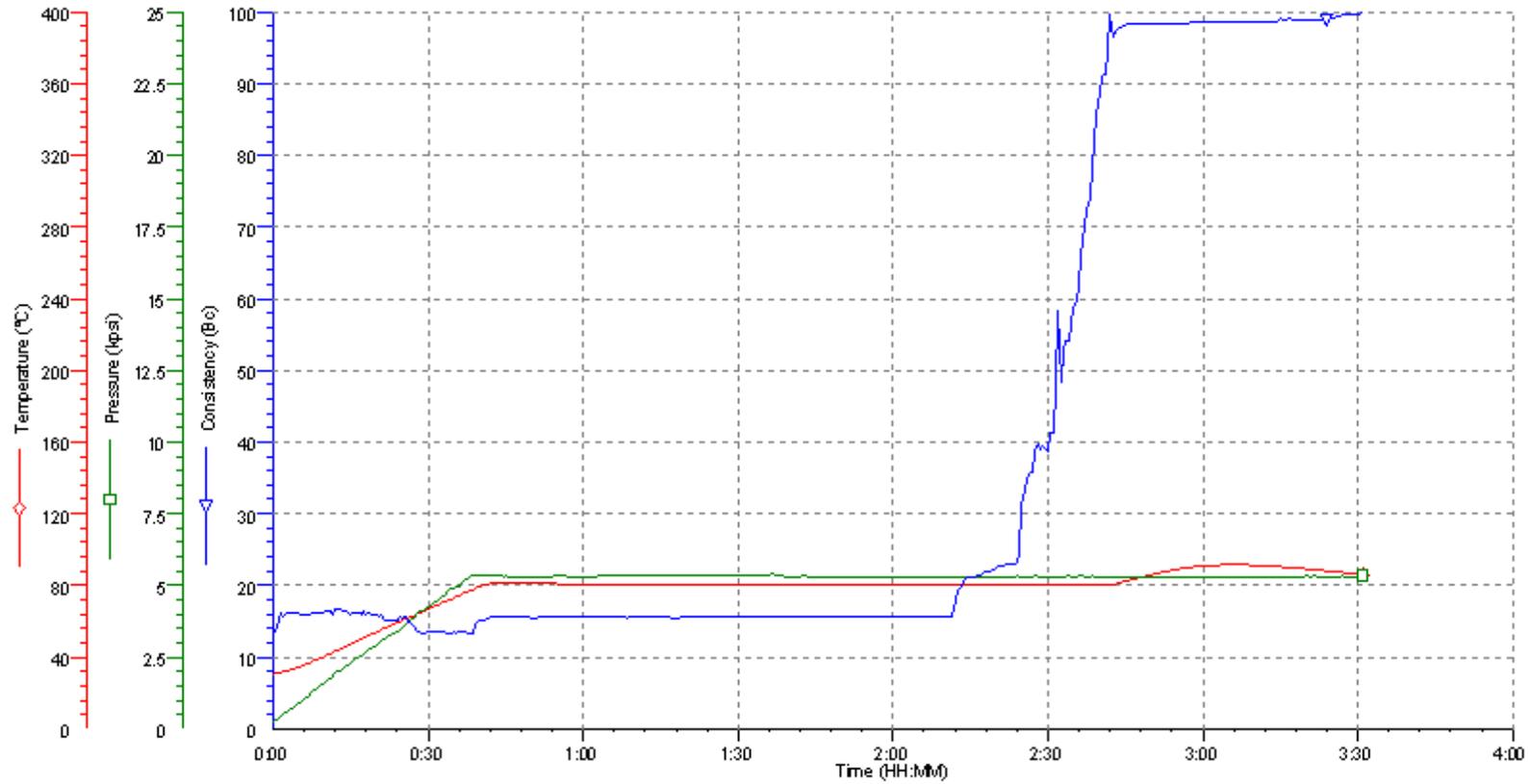
LiteCRETE 1,29 SG @ 50 Deg °C COMPOSITION: 0,20% D 065 - 0,30% D 207 – 0,10% D 198

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 2 Consistometer2 / 173
Comments:

Test Start: 4/29/2010 3:08:02 PM

Test Stop: 4/29/2010 6:39:27 PM



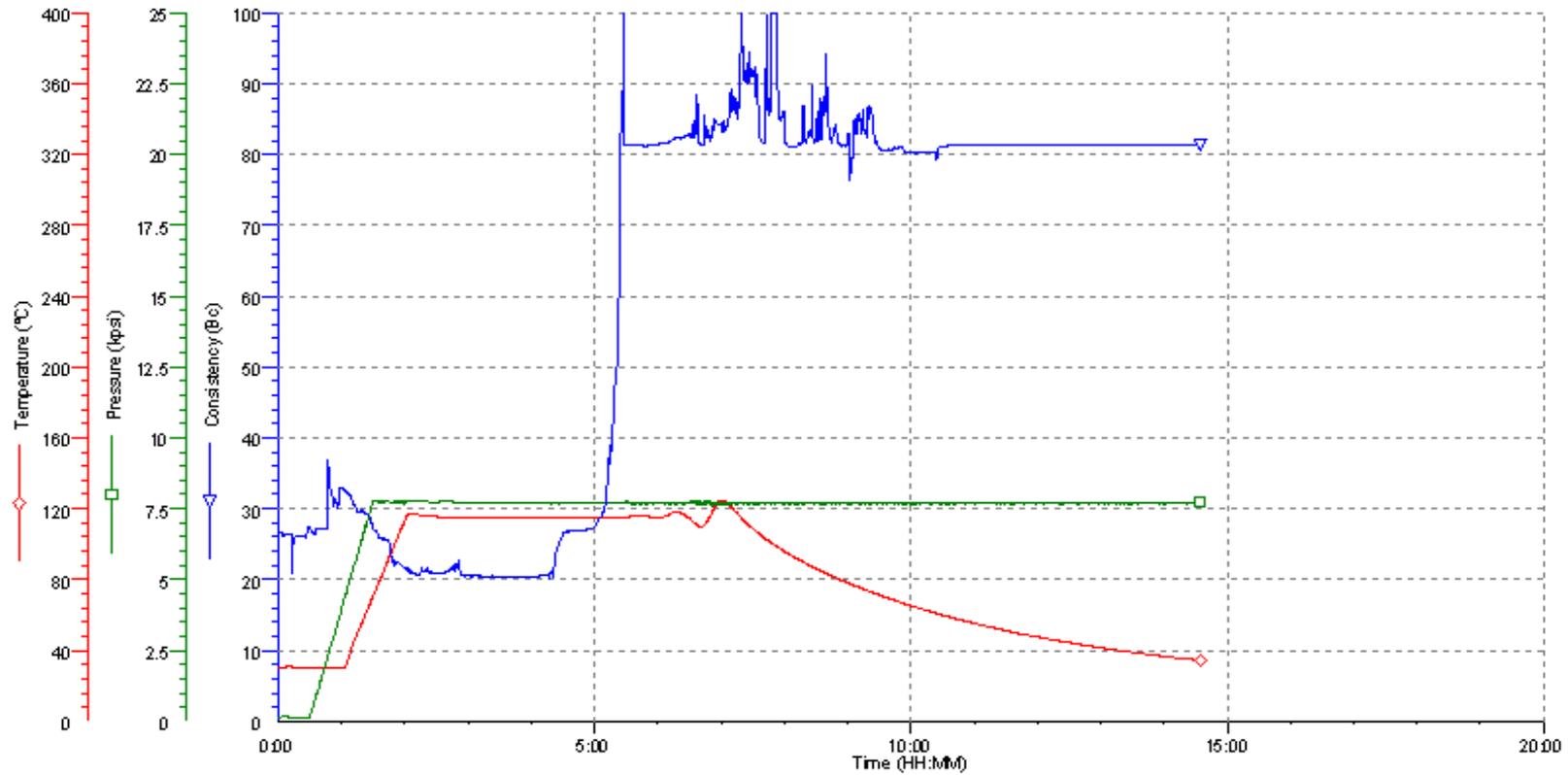
NEAT 1,90 SG @ 66 Deg °C COMPOSITION: 0, 25% D 198

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 2 Consistometer2 / 173
Comments:

Test Start: 4/18/2010 4:54:38 PM

Test Stop: 4/19/2010 7:29:32 AM



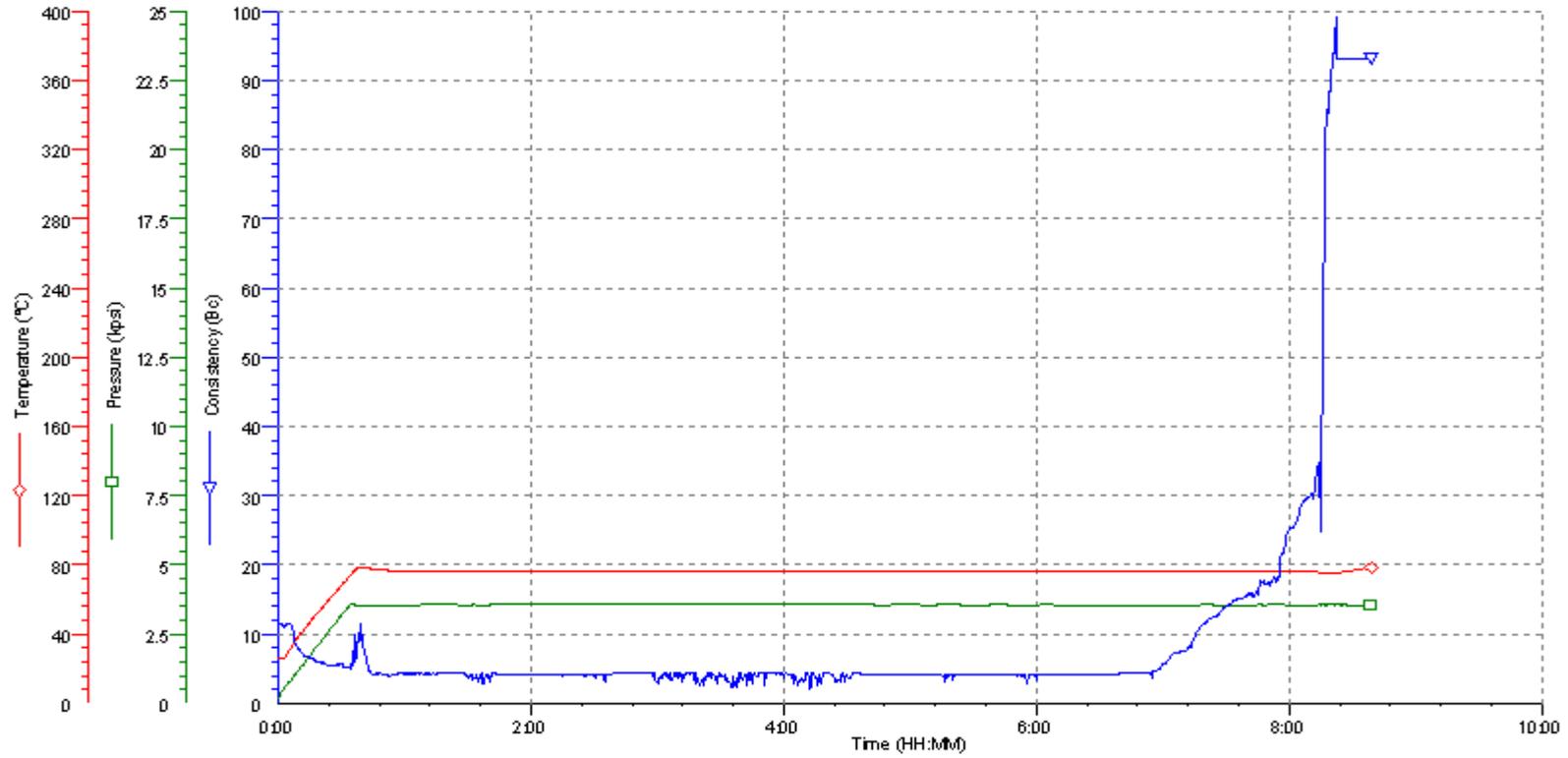
FlexSTONE 1,90 SG @ 115 Deg °C COMPOSITION: 0,20% D 065 - 0,35% D 207 - 0,20% D 198 - 0,15% D 153

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 2 Consistometer2 / 173
Comments:

Test Start: 4/26/2010 10:53:03 AM

Test Stop: 4/26/2010 7:32:18 PM



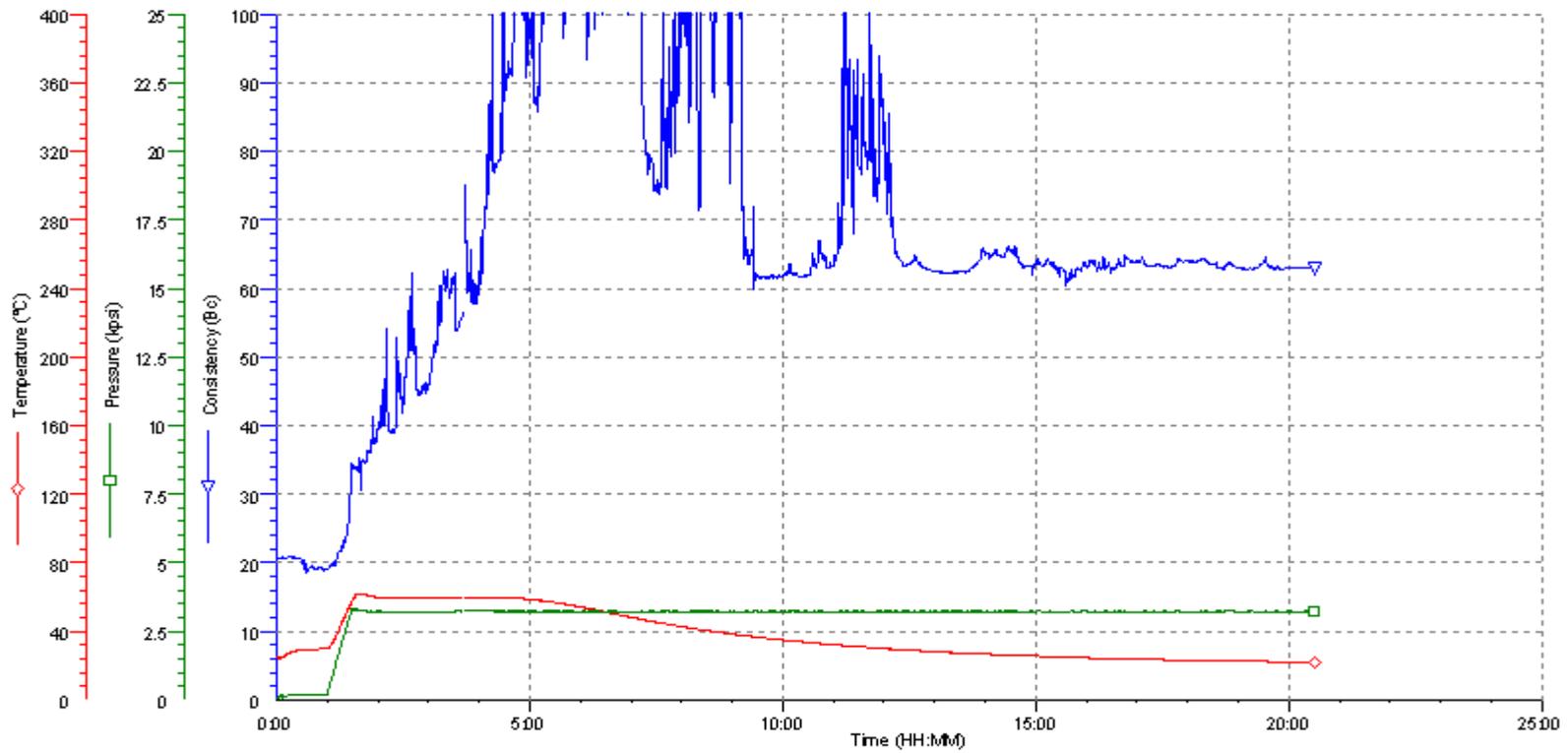
UniFLAC 1,90 SG @ 76 Deg °C COMPOSITION: 0,30% D 065 - 0,25% D 207 – 0,12% D 198

Annexe 05

Instrument: 7222 Con 3 Consistometer3 / 172
Comments:

Test Start: 4/23/2010 10:57:56 AM

Test Stop: 4/24/2010 7:28:51 AM



Futur 1,51 SG @ 50 Deg °C COMPOSITION: 0,3% D065 – 0,2% D207 – 0,2% D198

Annexe 05