

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



École Nationale Polytechnique
Département d'Hydraulique
Laboratoire de Recherche Science de l'Eau
SLB Algérie

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Hydraulique

Optimisation de la composition des laitiers de ciment pour la cimentation des forages pétroliers Cas d'application puits HMW-6

Réalisé par :
BOUKERTOUTA Zakaria
RABIA Amina Ines

Dirigé par :
Pr. BENMAMAR Saâdia (ENP)
M.ABBACHI Abdderahim (SLB)
M.ABDELHADDI Mohamed (SLB)

Soutenu le 29 juin 2024, Devant le jury composé de :

Président	M. BENZIADA Salim	MAA	ENP
Promotrice	Pr. BENMAMAR Saâdia	Professeur	ENP
Examinatrice	Dr. CHETIBI Meriem	MCB	ENP
Examineur	M. HASNAOUI Yacine	Ingénieur/Doctorant	ENP

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



École Nationale Polytechnique
Département d'Hydraulique
Laboratoire de Recherche Science de l'Eau
SLB Algérie

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Hydraulique

Optimisation de la composition des laitiers de ciment pour la cimentation des forages pétroliers Cas d'application puits HMW-6

Réalisé par :
BOUKERTOUTA Zakaria
RABIA Amina Ines

Dirigé par :
Pr.BENMAMAR Saâdia (ENP)
M.ABBACHI Abdderahim (SLB)
M.ABDELHADDI Mohamed (SLB)

Soutenu le 29 juin 2024, Devant le jury composé de :

Président	M. BENZIADA Salim	MAA	ENP
Promotrice	Pr. BENMAMAR Saâdia	Professeur	ENP
Examinatrice	Dr. CHETIBI Meriem	MCB	ENP
Examineur	M. HASNAOUI Yacine	Ingénieur/Doctorant	ENP

Dédicace

Je dédie ce travail,

À mes très chers parents, pour tous vos sacrifices, votre soutien, votre amour et vos prières tout au long de mes études, c'est grâce à vous que je suis la personne que je suis aujourd'hui. Vos efforts constants et votre dévouement m'ont permis de surmonter les défis et de réussir.

À mes grands-parents, que Dieu les protège et leur accorde une bonne santé et une longue vie.

À toute ma famille, dont le soutien, les encouragements et l'amour m'ont accompagné tout au long de mes études. Je vous en suis profondément reconnaissant.

À mes cousins et cousines Riad, Samy, Nassim, Khaled, Rania, Maya, Hind, Racim, Ramzi, Ritadj et Roudaina que j'adore énormément.

À tous mes amis, particulièrement à Fateh, Chakib, Djalil et la promotion Hydraulique 2024, pour tous les bons moments que nous avons partagés ensemble.

Zakaria

Dédicace

Je dédie ce modeste travail,

À mes très chers parents, les prunelles de mes yeux, pour leur dévouement, leur soutien sans faille, et leur amour inconditionnel. Je ne vous remercierai jamais assez d'avoir fait de moi la personne que je suis aujourd'hui. Sans vous, je n'en serais jamais arrivée là. Que Dieu vous garde toujours à mes côtés. J'espère continuer à vous rendre fiers.

À mes grand-mères Mani et Djida, que Dieu vous protège et vous accorde une longue vie en bonne santé.

À tous mes oncles et mes tantes des familles Gaid et Rabia, pour leur soutien moral et leur présence précieuse.

À mes petits cousins et cousines, Ramy, Meriem, Hani, Racim, Hind et Omar, j'espère avoir été un bon exemple pour vous.

À mes amis Aïcha, Meriem, Sonia, Amel, Ouahiba, Souhaib, et Samy, merci de m'avoir soutenue durant cette période haute en émotions.

Et enfin, à la promotion Hydraulique 2024, pour tous les moments partagés ces trois dernières années

Ines

Remerciement

Tout d'abord, nous exprimons notre gratitude envers Allah le Tout-Puissant et Miséricordieux, qui nous a accordé la force et la patience nécessaires pour accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous souhaitons exprimer notre reconnaissance envers notre encadreur, Professeur **Saâdia BENMAMAR**, pour ses précieux conseils et son soutien tout au long de la période de travail.

Nous remercions très vivement Monsieur **Mohamed Said Si Abderrahmane** pour nous avoir offert l'opportunité de rejoindre SLB à Hassi-Messaoud lors de notre stage, et de vivre ainsi cette expérience exceptionnelle.

Un grand merci et une reconnaissance sincère à Monsieur **ABDELHADDI Mohamed** et à Monsieur **ABBACHI Abdderahim**, nos encadreur au sein de SLB, pour leur soutien, leurs conseils et pour nous avoir intégrés à leur projet.

Nous remercions ainsi Monsieur **RAHMANI Zoubir** Manager du laboratoire de cimentation et stimulation Algérie, ainsi que Monsieur **Djamel TINA** pour son suivi, ses conseils et le partage de sa précieuse expérience avec nous, ainsi que tout le personnel du laboratoire.

Nous exprimons notre profonde gratitude et reconnaissance à l'ensemble du personnel de SLB qui nous ont apporté leur aide de près ou de loin lors de notre stage, notamment Mesdames **CHEKROUNE Asma**, **TOUATI Soulaf**, et Monsieur **SKAKIF Ibrahim**, qui nous ont accompagnés tout au long de cette période.

Nous tenons à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer notre modeste travail.

ملخص

عند حفر بئر النفط يتم وضع أنبوب فولاذي لحمايته من الإنهيار. يتم بعدها ملئ الحيز بين الأنبوب والتكوين الجيولوجي عن طريق ضخ خليط الإسمنت عبر الأنبوب حتى صعوده عبر الحيز الحلقي. هدف هذا العمل هو تحسين تركيبات خليط الإسمنت للبئر HMW-6 مع مراعاة الريولوجيا الخاصة به وتأثيره على عملية التسميت. تم تطوير تركيبات من خليط الإسمنت الرأسي والنهائي من خلال تراكيز للمضاف مضاد الترسيب لتحسين ريولوجية الخليط الرأسي، و تقليل تراكيز المشتتات لتحسين ريولوجية الخليط النهائي. نظرا لغير نيوتونية خلائط الإسمنت، تم استخدام ريومتر CHAN-35 لقياس لزوجتها و دراسة سلوكها. تم تقييم أداء التركيبات المختارة من خلال إستخدام برنامج المحاكاة CEMENTICS, بهدف تحقيق عزل جيد مع ضمان هامش أمان ضد تكسير التكوين و تلوث البئر.

كلمات مفتاحية: أنبوب فولاذي، الحيز، خليط الإسمنت، التسميت، مضاد الترسيب، المشتتات، الريولوجيا، التكسير، ريومتر، CEMENTICS.

Abstract

When an oil well is drilled, a steel casing is put in place to prevent it from collapsing. The space between the casing and the formation is filled by injecting a cement slurry through the casing and up the annulus. The objective of this work is to optimize the composition of cement slurries for the HMW-6 well, taking into account their specific rheology and impact on the cementing process. Several compositions of lead and tail cement slurries were developed by adjusting the concentrations of anti-setteling agents to optimize the rheology of the lead slurry and reducing dispersant additives to improve the rheology of the tail slurry.

Since the slurries are non-Newtonian fluids, a CHAN-35 rheometer was used to measure their viscosity and study their behavior. The performance of the selected slurries was evaluated through simulations using the CEMENTICS software, aiming for effective zonal isolation while ensuring a safety margin against formation fracturing and well contamination.

Key words: Tubing, annulus, cement slurry, cementing, anti-setteling, dispersant, rheology, fracturing, rheometer, CEMENTICS.

Résumé

Lorsqu'un puits de pétrole est foré, un tubage en acier est mis en place pour éviter son effondrement. L'espace libre entre le casing et la formation est rempli en injectant un laitier de ciment à travers le tubage et en remontant l'annulaire.

L'objectif de ce travail, est d'optimiser la composition des laitiers de ciment pour le puits HMW-6, en tenant compte de leur rhéologie spécifique et de leur impact sur le processus de cimentation.

Plusieurs compositions de laitiers de tête et de finition ont été élaborées et ceci en ajustant les concentrations d'agent anti-sédimentaire pour optimiser la rhéologie du laitier de tête, et en réduisant les additifs dispersants pour améliorer la rhéologie du laitier de finition. Les laitiers étant des fluides non newtonien, un rhéomètre CHAN-35 a été utilisé pour la mesure de leur viscosité, et d'étudier ainsi leurs comportements.

Une évaluation de la performance des choix de laitiers a été fait par simulation via le logiciel CEMENTICS et ceci en visant une isolation zonale efficace tout en garantissant une marge de sécurité contre la fracturation de la formation et la contamination du puits.

Mots clés : Tubage, annulaire, laitier de ciment, cimentation, rhéologie, anti-sédimentaire, dispersant, fracturation, rhéomètre, CEMENTICS.

Sommaire

Table des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Liste des notations

Introduction générale	11
Chapitre 1 : La cimentation des puits pétroliers	13
1.1 Présentation du puits HMW-6	13
1.2 Problématique	13
1.3 Définition de la cimentation d'un puit pétrolier	14
1.4 Objectifs de la cimentation	14
1.5 Types de cimentation	14
1.6 Equipements de cimentation	16
1.7 Tubages	17
1.8 Etapes générales d'une opération de cimentation	19
1.9 Les problèmes rencontrés lors de la cimentation	20
1.10 Laitiers et ciments	22
1.11 Boue de forage et Fluide intermédiaire (Spacer)	27
1.12 Conclusion	29
Chapitre 2 : Paramètres hydrauliques dans la cimentation des puits	31
2.1 La rhéologie	31
2.2 Modèles rhéologiques	33
2.3 Pressions	38
2.4 Température	44
2.5 Conclusion	44
Chapitre 3 : Détermination Expérimentale et Adaptation des Modèles Rhéologiques pour les Laitiers de Cimentation – Effet des additifs sur la viscosité	46
3.1 Choix des masses volumiques des fluides	46
3.2 Composition des laitiers de ciment en laboratoire	46
3.3 Mixage des laitiers de ciment	47
3.4 Composition des échantillons de laitier de finition	48
3.5 Conditionnement des laitiers pour les tests de rhéologie	49

3.6	<i>Rhéologie des échantillons</i>	50
3.7	<i>Résultats et choix du modèle</i>	51
3.8	<i>Conclusion</i>	59
Chapitre 4 : Simulation de la cimentation via CEMENTICS et interprétation des résultats		61
4.1	<i>Présentation du logiciel</i>	61
4.2	<i>Fonctionnalités principales</i>	61
4.3	<i>Modélisation du puits</i>	62
4.4	<i>Circulation de boue</i>	65
4.5	<i>Simulation de la Cimentation</i>	66
4.6	<i>Test de pompabilité</i>	68
4.7	<i>Nettoyage du puits</i>	75
4.8	<i>Conclusion</i>	76
Conclusion générale		77
Bibliographie		78

Liste des figures

Figure 1-1 : La cimentation étagée (SLB, 2008).....	15
Figure 1-2 : Différentes colonnes de tubage (Liu, 2021)	19
Figure 1-3 : Pénétration des fluides dans les fissures de la formation (DeBruijn, 2021).....	21
Figure 1-4 : Migration de fluides de formation vers le puits (DeBruijn,2021)	21
Figure 2-1 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement pour un fluide newtonien	33
Figure 2-2 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement du modèle de Bingham	35
Figure 2-3 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement du modèle loi de puissance	36
Figure 2-4 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement du modèle Herschel-Bulkley	37
Figure 2-5 : Ecoulement laminaire (Nelson & Guillot, 2006).....	40
Figure 2-6 : Ecoulement turbulent (Nelson & Guillot, 2006)	41
Figure 3-1 : Balance Mettler PC4400.....	47
Figure 3-2 : Mixeur modèle-25	47
Figure 3-3 : Consistomètre atmosphérique (SLB).....	50
Figure 3-4 : Rhéomètre CHAN-35	51
Figure 3-5 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier L1	52
Figure 3-6 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier L2	53
Figure 3-7 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier L3	53
Figure 3-8 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier T1	55
Figure 3-9 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier T2	55
Figure 3-10 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier T3	56
Figure 3-11 : Variation de la viscosité en fonction du taux de cisaillement des trois échantillons de laitier de tête	57
Figure 3-12 : Variation de la viscosité en fonction du taux de cisaillement des trois échantillons de laitier de finition	58
Figure 4-1 : Interface de CEMENTICS.....	62
Figure 4-2 : Introduction des informations de la plateforme de base (Rig)	63
Figure 4-3 : Introduction des informations liées aux tubages précédents	63
Figure 4-4 : Description du casing 9” 5/8	64
Figure 4-5 : Schéma du puits HMW-6 dans CEMENTICS	64
Figure 4-6 : Création des fluides	65
Figure 4-7 : Pressions dans le puit lors de la circulation de la boue	66
Figure 4-8 : Variation de la pression dans le puits pour chaque laitier.....	67
Figure 4-9 Cellule du laitier	68
Figure 4-10 : Consistomètre pressurisé Chandler Modèle 8340	69
Figure 4-11 : Temps de pompabilité du laitier de tête	70
Figure 4-12 : Temps de pompabilité du laitier Finition.....	71
Figure 4-13 : Saisie des données pour la simulation de cimentation	72
Figure 4-14 Schéma du puit HMW-6 après cimentation.....	73
Figure 4-15 : Pression du puits en fonction de la profondeur	73
Figure 4-16 : Effet U-tubing.....	74
Figure 4-17 : Variation de la concentration des différents fluides en fonction de la profondeur	75

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : Dimensions des tubages usuels pour chaque partie	19
Tableau 1.2 : Classes des ciments API	24
Tableau 1.3 Composition et rôle des additifs	26
Tableau 2.1 Equations du nombre de Reynolds et sa valeur critique selon le modèle rhéologique	41
Tableau 2.2 : Equations des pertes de charge et du facteur de friction dans le tubage et l'annulaire selon le régime d'écoulement et le modèle rhéologique	43
Tableau 3.1 : Masses volumiques des fluides utilisés	46
Tableau 3.2 : Concentration des additifs dans les échantillons de laitier de tête L1, L2 et L3.....	48
Tableau 3.3 : Concentration des additifs dans les échantillons de laitier de finition T1, T2 et T3.	49
Tableau 4.1 : Différences de pressions pour les laitiers T1 et T2	67
Tableau 4.2 : Concentration des différents fluides en profondeur 2270m.....	76

Liste des abréviations

API : American Petroleum Institute

ASTM: American Society for Testing and Materials

Bc: Bearden consistency

BWOC: By Weight Of Cement (par poids de ciment)

VBWOC: Volume By Weight Of Cement (Volume par poids de ciment)

BHST: Bottomhole static temperature (Température statique du fond du trou)

BHCT: Bottomhole circulating temperature (Température de circulation du fond du trou)

Liste des notations

Symbole	Signification	Unité
D_e	Diamètre extérieur du tube	m
D_{hyd}	Diamètre hydraulique	m
D_o	Diamètre du trou	m
ECD	Densité équivalente de circulation	Kg/m^3
g	Accélération de la pesanteur	m/s^2
K	Facteur de consistance	$Pa.s^n$
L	Longueur de la colonne de fluide	m
n	Indice de consistance	-
P_{Frac}	Pression de fracturation de la formation	Pa
P_h	Pression hydrostatique	Pa
P_{Inter}	Pression interstitielle	Pa
P_{Puit}	Pression dans le puits	Pa
Re	Nombre de Reynolds	-
Re_c	Nombre de Reynolds critique	-
V	Vitesse d'écoulement du fluide	m/s
ΔP	Perte de charge	Pa
γ	Taux de cisaillement	s^{-1}
μ	Viscosité dynamique	cp
μ_a	Viscosité dynamique apparente	cp
μ_p	Viscosité plastique	cp
ρ_f	Masse volumique du fluide	Kg/m^3
τ	Contrainte de cisaillement	Pa
τ_y	Contrainte seuil	Pa

Introduction générale

La cimentation des puits pétroliers est une étape primordiale dans l'industrie depuis les premiers forages jusqu'à aujourd'hui. Initialement développées dans les années 1920-1930 pour renforcer les puits forés à des profondeurs croissantes, les techniques de cimentation ont évolué pour répondre aux exigences variées de l'industrie pétrolière moderne. Utilisant des matériaux comme le ciment Portland et le ciment alumineux, les formulations ont été améliorées avec l'ajout d'additifs pour renforcer les propriétés de liaison et de résistance aux conditions extrêmes.

Aujourd'hui, la cimentation reste essentielle pour assurer l'intégrité structurelle des puits et prévenir la contamination des formations géologiques environnantes. Sans une cimentation adéquate, les risques de défaillance structurelle et de pertes de productivité augmentent significativement.

Dans ce travail, notre objectif est d'optimiser la composition des laitiers de ciment pour le puits HMW-6, en tenant compte de leur rhéologie spécifique et de leur impact sur le processus de cimentation. Nous évaluerons également la performance de nos choix par simulation à l'aide du logiciel CEMENTICS, en visant une isolation zonale efficace tout en garantissant une marge de sécurité contre la fracturation de la formation et la contamination du puits.

Ce travail est divisé en quatre chapitres comme suit :

Chapitre 01 : donne une idée générale sur la cimentation des puits pétroliers et les fluides utilisés dans ce processus.

Chapitre 02 : traite des paramètres hydrauliques qui affectent l'opération de cimentation, dont la rhéologie des laitiers qui nous intéresse particulièrement.

Chapitre 03 : concerne le travail effectué au laboratoire de SLB, notamment la mesure de la rhéologie des laitiers de ciment, ensuite le choix du modèle rhéologique adapté pour chaque laitier, et enfin l'évaluation de l'effet du dispersant et de l'agent viscosifiant sur les laitiers.

Chapitre 04 : consacré à la simulation de la cimentation du puits HMW-6 à l'aide du logiciel « CEMENTICS » en utilisant les résultats obtenus au chapitre 03.

Et enfin une conclusion à ce travail est donnée.

CHAPITRE 1

La cimentation des puits pétroliers

Chapitre 1 : La cimentation des puits pétroliers

Introduction

La cimentation des puits de forage constitue une étape de la plus haute importance dans la construction de forages pétroliers, assurant l'intégrité structurelle et opérationnelle des puits tout au long de leur cycle de vie.

Ce chapitre donne en détail la cimentation des puits pétroliers. Une définition claire de la cimentation et de ses objectifs essentiels sont donnés. Ensuite, sont présentés les différents types de cimentation tels que la cimentation primaire, étagée et corrective, ainsi que les équipements utilisés. La classification des tubages est également abordée, suivie des étapes générales de l'opération de cimentation et des défis potentiels rencontrés. Nous explorons en profondeur les laitiers de ciment, leurs composants, propriétés et classifications, ainsi que l'importance des fluides comme la boue de forage et les fluides intermédiaires (spacers), indispensables pour une cimentation efficace.

1.1 Présentation du puits HMW-6

Le puits HMW-6 est situé dans la zone 24 du champ pétrolier de Hassi Messaoud, dans le bassin de Berkine, en Algérie. Il est localisé à environ 30° 28' 35" nord, 5° 14' 25" est. Le champ est limité au Nord par le môle du Dahar, au Sud par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Ouest par le môle d'Amguid El Biod et à l'Est par la Libye et la Tunisie. Avec une superficie globale de 300.000 km² dont 102 395 km² en Algérie et le reste réparti entre la Tunisie et la Libye où il porte le nom de Ghadamès.

1.2 Problématique

Le puits HMW-6 est un puits de production en cours de forage, dans la phase 9"5/8, avec une profondeur de 2270 mètres. La profondeur estimée jusqu'au réservoir est de 3800 mètres. Il est nécessaire donc de cimenter le puits pour poursuivre le forage et atteindre le réservoir.

Pour cela, notre travail consiste à optimiser la composition des laitiers de ciments appropriés en préparant plusieurs échantillons dans le laboratoire de SLB et d'étudier leur comportement rhéologique, ainsi que de chercher les paramètres hydrauliques adéquats pour nettoyer et cimenter le puits de manière efficace en utilisant le logiciel CEMENTICS développé par SLB, tout en évitant les problèmes liés à la fracturation du puits ou bien les problèmes d'influx.

1.3 Définition de la cimentation d'un puit pétrolier

La cimentation d'un puits pétrolier est le processus de scellement hydraulique de l'espace annulaire entre le tubage et la paroi du trou foré à l'aide d'un mélange d'eau et de ciment, appelé laitier de ciment. Cette étape est réalisée avant la perforation et l'extraction des hydrocarbures (*Liu, 2021*.)

1.4 Objectifs de la cimentation

En outre d'assurer la longévité du puits et de contribuer à sa performance, la cimentation a plusieurs autres fins :

- Isoler les zones productrices en les séparant des zones adjacentes.
- Assurer la stabilité du tubage en le fixant mécaniquement dans le trou de forage.
- Protéger les tubages contre la corrosion causée par les fluides présents dans les couches perforées.
- Garantir une base étanche pour l'équipement de sécurité et de contrôle installé sur la tête de puits.
- Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption.
- Prévenir le dévissage des tubes pendant le forage.
- Canaliser en surface les fluides exploités.
- Prévenir l'éboulement des parois. (*Nguyen, 1993*)

1.5 Types de cimentation

1.5.1.1 Cimentation primaire

La cimentation primaire est une technique qui consiste à introduire du laitier de ciment dans l'espace entre le tubage et les parois du puit. Une fois placé, le ciment se solidifie pour créer un joint étanche qui empêche les fluides de la formation de migrer à travers l'espace annulaire du puits

1.5.2 Cimentation étagée

La cimentation étagée (figure 1-1) implique la réalisation de la cimentation en plusieurs étapes successives. Chaque étape permet de cimenter une partie spécifique de la colonne de tubage, ce qui contribue à réduire les risques de fracturation hydraulique en diminuant la pression exercée par la colonne de ciment dans les annulaires du puits (*Nelson & Guillot, 2006*). Pour réaliser cette opération, il y a lieu d'intégrer dans la colonne de tubage ce qu'on appelle une valve de « Diverting Valve », ou DV. Il s'agit d'un raccord spécifique doté d'ouvertures qui

peuvent être ouvertes sur demande pour permettre au ciment injecté dans la colonne de passer dans l'annulaire du puits (*Nelson & Guillot, 2006*).

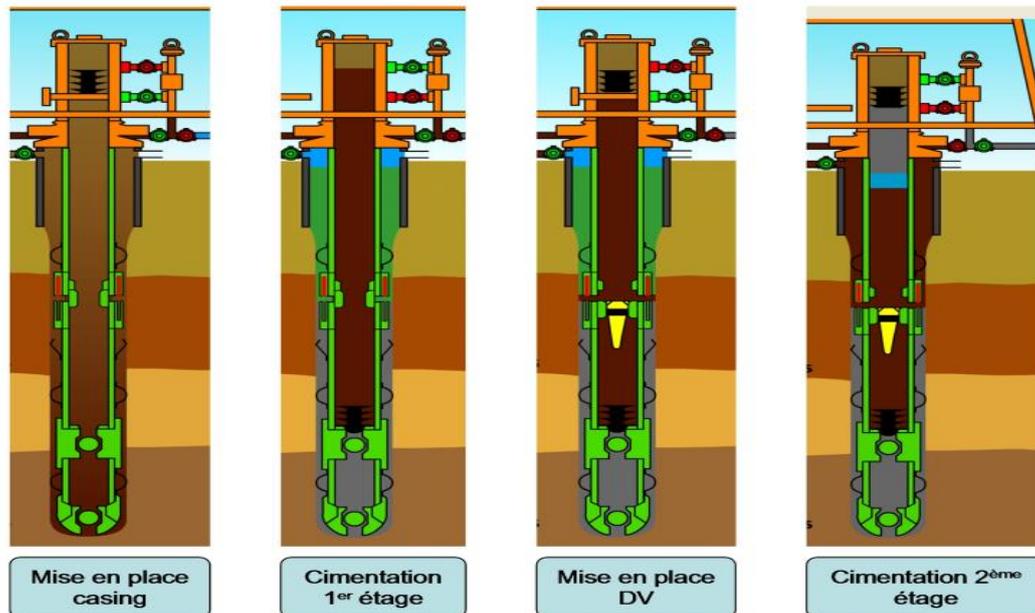


Figure 1-1 : La cimentation étagée (*SLB, 2008*)

Cette technique est adoptée dans les cas où :

- Les formations souterraines ne peuvent pas supporter la pression hydrostatique exercée par une longue colonne de ciment.
- La partie supérieure de l'espace annulaire doit être cimentée avec un laitier de densité plus élevée.
- La cimentation n'est pas nécessaire entre des intervalles largement séparés.

1.5.3 Cimentation de réparation ou cimentation corrective

La cimentation corrective fait référence à des opérations utilisant des fluides cimentaires pour résoudre différents problèmes rencontrés dans un puits. Ces problèmes peuvent survenir à n'importe quel stade de la vie du puits, depuis sa construction jusqu'à sa stimulation, sa production et son abandon. On distingue généralement deux grandes catégories de cimentation corrective : la cimentation squeeze et la cimentation par pose de bouchon. (*Nelson & Guillot, 2006*)

1.5.3.1 Cimentation Squeeze

La cimentation squeeze est le processus consistant à forcer un laitier de ciment sous pression à travers des trous, des fentes ou des fissures dans l'espace annulaire du tubage/du puits.

Le laitier de ciment est habituellement injecté en utilisant la méthode dite de « Hesitation squeeze ». Ce processus implique l'arrêt et le démarrage intermittents des pompes par lots de plusieurs centaines de litres de laitier. Les pompes sont arrêtées pendant quelques minutes avant d'être remises en marche progressivement jusqu'à ce que la pression finale soit atteinte (Nguyen, 1993).

On a recours à la cimentation squeeze pour :

- Sceller les zones de perte de circulation.
- Réparer les cimentations primaires (en raison de la hauteur de ciment insuffisante dans l'espace annulaire, ou du sommet du revêtement qui fuit).
- Éliminer l'intrusion d'eau par le haut, le bas ou à l'intérieur de la zone de production d'hydrocarbures.
- Réparer les fuites dans les tubages, causées par des tuyaux corrodés ou fendus
- Abandonner une zone non productrice ou épuisée.
- Boucher une ou plusieurs zones dans un puits d'injection multizone pour diriger l'injection vers les intervalles souhaités.

1.5.3.2 Pose de bouchon de ciments

La cimentation par pose de bouchons de ciment consiste à placer une certaine quantité de laitier de ciment dans un puits de forage et à la laisser durcir, de sorte à créer un joint ou un bouchon. Le bouchon peut être temporaire ou permanent, et il peut être placé dans un trou ouvert ou une section tubée (Nguyen, 1993).

Cette méthode de cimentation est utilisée dans plusieurs cas de figure, comme pour :

- Contourner un objet perdu (outil perdu ou autres débris dans le trou).
- Initier un forage directionnel.
- Sceller une zone épuisée.
- Protéger une zone à basse pression lors d'un traitement de réparation de puits.
- Fournir un point d'ancrage pour les tests sur trou ouvert.
- Sceller des puits en vue de leur abandon.

1.6 Equipements de cimentation

1.6.1 Unités de cimentation

Les unités de cimentation mélangent le ciment avec l'eau et les additifs pour former un laitier de ciment adapté aux besoins spécifiques de chaque opération.

1.6.2 Tête de cimentation

Un dispositif installé sur le dernier joint d'une colonne de tubage pour retenir un bouchon de ciment avant son injection à travers le tubage lors de l'opération de cimentation.

1.6.3 Bouchons de ciment

Les bouchons de ciment séparent le laitier de ciment des fluides de forage, nettoient le tubage et indiquent la fin du placement du ciment, avec des différences de conception entre les bouchons supérieurs et inférieurs.

1.6.4 Sabots

Les sabots guident le tubage, protègent contre les chocs lors de l'atterrissage au fond du puits, dirigent le tubage loin des bords pour éviter l'effondrement des parois et fournissent un siège aux bouchons de cimentation.

1.6.5 Anneaux de retenue

Les anneaux de retenue retiennent les bouchons après l'opération de cimentation, avec une conception similaire aux sabots pour assurer une sécurité efficace, souvent équipés d'un système anti-retour.

1.6.6 Centreurs

Les centreurs maintiennent le tubage au centre du trou de forage pour assurer une répartition homogène du ciment autour du tubage, avec différents types disponibles selon les besoins spécifiques de l'opération.

1.6.7 Gratteurs

Les gratteurs nettoient les parois du trou de forage en détachant les débris et en contribuant à la destruction du cake de forage, soit en rotation pour les gratteurs rotatifs, soit en mouvement alternatif pour les gratteurs alternatifs.

1.7 Tubages

Dans l'ère moderne, les puits de pétrole et de gaz sont forés à l'aide d'une plate-forme de forage rotative équipée de milliers de pieds de tiges de forage et d'un trépan au fond. En faisant tourner les tiges de forage depuis la surface ou à l'aide d'un moteur situé en profondeur, le trépan est rapidement entraîné pour couper la formation et créer une section du puits ouvert.

Ce processus, réalisé par étapes, voit évoluer la pression de la formation avec la profondeur. Afin de prévenir l'effondrement du puits, il est impératif de revêtir le trou sur toute sa profondeur avec un tuyau en acier appelé tubage.

La sélection méticuleuse du tubage est effectuée en fonction de divers paramètres tels que la profondeur prévue, les pressions anticipées, le type d'effluent attendu et les risques de corrosion. (*Nguyen, 1993*)

1.7.1 Classification des Types de Tubage

Le choix du tubage est adapté à chaque phase du forage, avec différentes catégories répondant à des besoins spécifiques. Voici les principaux types de tubage utilisés dans les puits pétroliers :

1.7.1.1 Tube Guide

Cette colonne de tubes légère, enfoncée dans le sol sur une profondeur de quelques dizaines de mètres, canalise la boue en début de forage et stabilise les formations superficielles non consolidées. Elle permet d'assurer un démarrage de forage sécurisé.

1.7.1.2 Colonne de Surface

La première véritable colonne de tubes descendue et cimentée, elle maintient les terrains de surface instables, prévient la pollution des eaux douces par la boue, et sert d'ancrage pour les équipements de surface. Sa cimentation complète garantit une stabilité mécanique et une étanchéité optimale.

1.7.1.3 Colonne Intermédiaire

De profondeur variable selon les défis rencontrés, elle permet d'éviter les risques liés aux éboulements, isole les formations sous pression, et protège la colonne de surface en cas d'éruption. Sa profondeur et son nombre dépendent des conditions spécifiques de chaque puits.

1.7.1.4 Colonne de Production

Essentielle pour protéger la couche productive et installer l'équipement de production, cette colonne assure la sécurité des tubings et des équipements du puits. Elle permet le retrait et le remplacement du tubing pour l'entretien et l'inspection des équipements de production.

1.7.1.5 Colonne Perdue (Liner)

Accrochées dans la partie inférieure de la colonne précédente par un système mécanique et cimentées avec un recouvrement, ces colonnes offrent une économie de tubes, une réduction du poids et une flexibilité accrue. Cependant, leur mise en place nécessite une planification minutieuse en raison de leur complexité de suspension et de cimentation.

Les dimensions des tubages utilisés usuellement pour chaque phase et les dimensions des trous correspondants sont donnés dans le tableau (1.1) (*Nelson & Guillot, 2006*).

Tableau 1.1 : Dimensions des tubages usuels pour chaque partie

Partie	Diamètre du trou	Diamètre du tubage
Guide	36'' (91,44 cm)	18'' ^{5/8} (47,29 cm) ou 20'' (50,8 cm)
Surface	24'' (60,96 cm)	13'' ^{3/8} (33,95 cm)
Intermédiaire	17'' ^{1/2} (44,45 cm)	9'' ^{5/8} (24,43 cm)
Production	8'' ^{1/2} (21,59 cm)	7'' (17,78 cm) liner

La figure (1-2) illustre les différents tubages que l'on peut trouver.

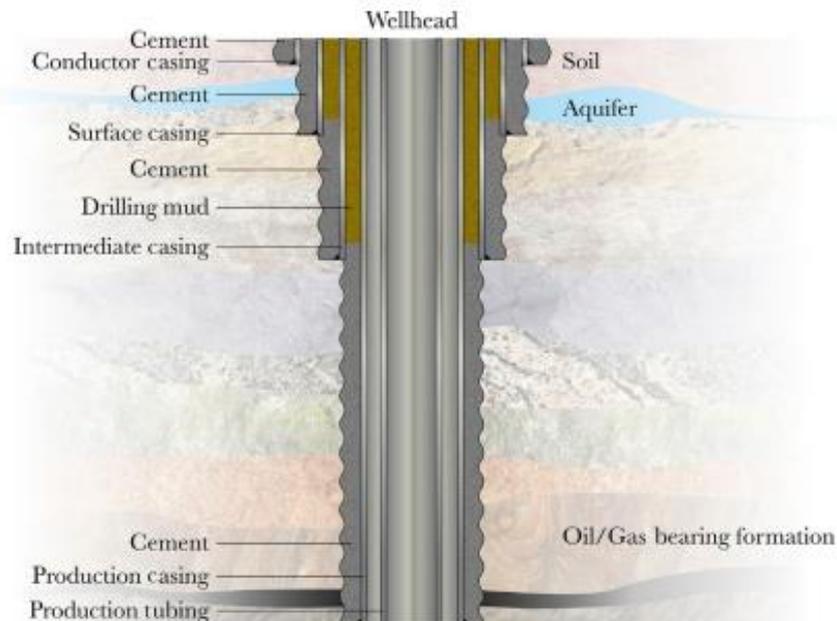


Figure 1-2 : Différentes colonnes de tubage (Liu, 2021)

1.8 Etapes générales d'une opération de cimentation

Les ingénieurs ont réalisé l'importance de cimentation dans le forage et l'achèvement d'un puits de pétrole et de gaz, par conséquent, ils ont développé une série d'étapes pour normaliser la procédure de cimentation (Liu, 2021).

- 1. Analyse des conditions in-situ** : Les ingénieurs collectent des données sur les conditions du site, telles que la température, la pression et la composition du terrain, afin de déterminer les propriétés requises du ciment.

2. **Installation du tubage** : Le tubage est descendu dans le puits à des profondeurs spécifiques et équipé de dispositifs tels que des centralisateurs et des sabots pour maintenir son positionnement et protéger ses extrémités.
3. **Préparation du trou de forage** : La boue de forage est circulée dans le trou pour nettoyer les débris et préparer le terrain à recevoir le ciment.
4. **Injection du Spacer** : Un fluide intermédiaire est injecté pour séparer la boue de forage du laitier de ciment, et éviter la contamination de celui-ci.
5. **Injection du ciment** : Le ciment est pompé à travers le tubage, en commençant par larguer un bouchon inférieur pour empêcher la contamination, puis en pompant le ciment et en relâchant un bouchon supérieur pour sceller le processus.
6. **Arrêt du pompage** : Une fois le ciment injecté, le pompage est interrompu pour permettre au ciment de se stabiliser et de durcir.
7. **Solidification du ciment** : Pendant cette phase, le ciment liquide prend, créant une barrière solide entre le tubage et la formation géologique environnante.
8. **Évaluation et tests** : Une fois le ciment durci, des tests sont effectués pour vérifier son intégrité et son adhérence. Les volumes de ciment utilisés sont enregistrés et des ajustements sont apportés si nécessaire.

1.9 Les problèmes rencontrés lors de la cimentation

Plusieurs problèmes peuvent survenir au cours de l'opération de cimentation d'un puits ou même durant la durée de vie du puits en cas de mauvaise cimentation.

1.9.1 Fracturation de la formation

Lorsque la pression dans l'annulaire dépasse la limite de résistance mécanique de la formation, la formation se fracture, entraînant ainsi une perte de circulation. Les fluides se déplaceront de la pression la plus élevée vers les pressions les plus basses et pénétreront dans les fractures de la formation (Figure 1-3) plutôt que de remonter dans l'espace annulaire et de retourner à la surface.

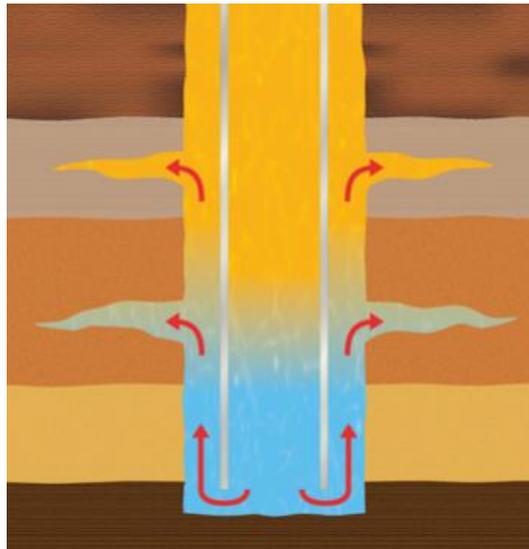


Figure 1-3 : Pénétration des fluides dans les fissures de la formation (DeBruijn, 2021)

1.9.2 Problème d'influx

Un influx dans un puits de pétrole est un problème de contrôle de puits qui se produit lorsque la pression exercée par les fluides présents dans les pores de la roche entourant le trou (comme l'eau et le gaz) est supérieure à la pression dans le trou lui-même. Cela entraîne la migration de ces fluides dans le trou (Figure 1-4), ce qui peut être dangereux si non contrôlé. Pour éviter un tel phénomène, le contrôle de l'équilibre des pressions est primordial.

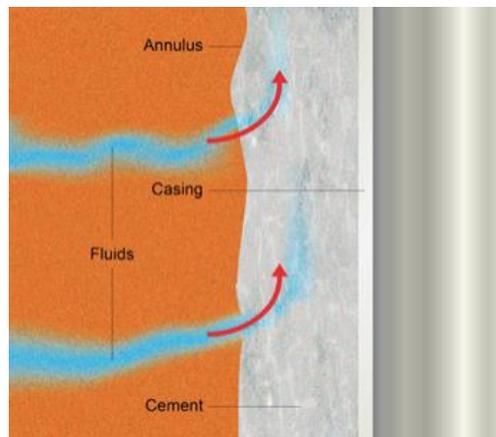


Figure 1-4 : Migration de fluides de formation vers le puits (DeBruijn, 2021)

1.9.3 Mauvaise évacuation de la boue de forage

Une évacuation inefficace de la boue de forage peut entraîner plusieurs problèmes pour le puits. Cela complique le contrôle des pressions dans le puits. De plus, lorsque la boue stagne, elle compromet la qualité de la cimentation du tubage en formant une croûte sur les parois du trou de forage. Cette croûte peut empêcher l'adhésion efficace du ciment aux parois, ce qui peut ultimement causer des problèmes de stabilité du puits.

1.9.4 Fissuration du ciment

Lorsque le ciment utilisé pour sceller le puits se fissure, cela peut compromettre l'intégrité de l'isolation zonale. Les fissures dans le ciment permettent aux fluides indésirables de migrer entre différentes zones géologiques, ce qui peut entraîner des problèmes de sécurité environnementale et opérationnelle.

1.10 Laitiers et ciments

La formulation du laitier de ciment est une étape essentielle dans les opérations de cimentation. Ce processus est souvent itératif, que ce soit pour un projet particulier ou d'un puits à l'autre au cours d'un projet. La formulation du laitier est élaborée et optimisée pour garantir à la fois des performances efficaces et un contrôle des coûts. Une fois que la densité requise est définie, le type de ciment de base est choisi en prenant en compte ses propriétés de stabilité à long terme, puis des additifs sont sélectionnés pour répondre aux exigences de performance. Des tests en laboratoire sont ensuite effectués pour confirmer les performances du laitier. Des ajustements sont apportés au besoin pour s'adapter aux conditions spécifiques du puits ou pour améliorer les performances du laitier de ciment (*Liu, 2021*).

1.10.1 Composants d'un laitier de ciment

Le laitier de ciment se compose de trois éléments principaux : du ciment pur, de l'eau, plus des additifs selon le besoin.

- **Le ciment pur** : Le ciment le plus couramment utilisé pour les travaux de cimentation de puits est le ciment Portland.
- **Eau** : L'eau utilisée dans la préparation du laitier de ciment peut être de l'eau douce, de l'eau salée, de l'eau salée saturée ou de l'eau de chantier, en fonction des besoins.
- **Additifs** : Les additifs sont des produits utilisés comme adjuvants pour améliorer les caractéristiques et le rendement du laitier.

1.10.2 Caractéristiques et propriétés d'un laitier

1.10.2.1 Densité

Il s'agit de la densité à laquelle le laitier doit être mélangée à l'unité de cimentation. Elle peut être calculée en se basant sur la densité de la poudre de ciment, de l'eau utilisée pour le mélange, ainsi que des densités des divers additifs intégrés dans le mélange.

$$d_L = \frac{M_C + V_E \cdot d_E + \sum M_{Ad}}{\frac{M_C}{d_C} + V_E + \sum V_{Ad}}$$

Où : d_L : Densité du laitier de ciment ; M_C : Masse de la poudre de ciment ; V_E : Volume d'eau ; d_E : Densité de l'eau ; $\sum M_{Ad}$: Somme des masses des différents additifs ; d_C : Densité de la poudre de ciment ; $\sum V_{Ad}$: Somme des volumes des différents additifs.

1.10.2.2 Résistance à la compression et perméabilité

La résistance à la compression est un paramètre essentiel réglementé, nécessitant généralement une résistance minimale de 500 psi après des périodes spécifiques comme 8, 24 ou 48 heures.

Cette résistance est un indicateur indirect de la perméabilité, car un ciment durci aura naturellement une faible perméabilité. Il est également important d'évaluer le développement de la résistance à la compression au fil du temps, avec des points critiques tels que le début de la résistance à 50 psi et le temps nécessaire pour atteindre 500 psi.

1.10.2.3 Flexibilité

Les propriétés mécaniques du ciment durci sont essentielles dans la conception des puits. Un ciment plus flexible, avec un module de Young plus bas et un rapport de Poisson plus élevé, peut contribuer à maintenir l'intégrité à long terme du puits. Il est recommandé d'utiliser un module de Young du ciment inférieur à celui de la formation environnante, notamment dans les formations non consolidées.

1.10.2.4 Temps de pompage

Le temps de pompage du laitier de ciment représente le laps de temps estimé entre le mélange initial du ciment et le moment où le ciment est en place. Le temps d'épaississement, quant à lui, correspond à la période pendant laquelle le ciment devient trop épais pour être déplacé. Ce temps d'épaississement doit être plus long que le temps de pompage et inclure une marge de sécurité.

1.10.2.5 Force de gel statique

Le gel statique détermine le moment où le ciment devient suffisamment solide pour résister à des forces extérieures, telles que la pression hydrostatique et les risques de migration de gaz. Le gel statique critique (CSGS) est le seuil à partir duquel le ciment devient imperméable au gaz, généralement à une résistance équivalente à environ 240Pa. La période de force de gel critique (CGSP) représente le laps de temps nécessaire pour que le ciment atteigne cette résistance critique à partir du moment où il commence à se solidifier.

1.10.2.6 Contrôle de la perte de fluide

Le contrôle de la perte de fluide dans un mélange de ciment consiste à limiter le filtrat de ciment qui peut s'échapper dans une formation perméable ou à travers des interstices, formant ainsi un gâteau de filtration. Les applications de cimentation nécessitant des performances élevées spécifient souvent une perte de fluide inférieure à 50mL en 30 minutes (norme API).

Par contre, pour les applications courantes comme la cimentation du tubage de surface, les exigences de perte de fluide sont moins strictes.

1.10.2.7 Stabilité (fluides libres et sédimentation)

La stabilité d'un mélange de ciment désigne sa capacité à maintenir une consistance uniforme sans développer de fluides libres ou de sédimentation excessive. Une bonne stabilité est essentielle pour garantir des performances fiables pendant le placement du ciment et assurer des propriétés constantes dans l'annulaire où il est utilisé. Les tests de fluides libres et de sédimentation en laboratoire sont utilisés pour évaluer la stabilité d'un mélange de ciment. (*Liu, 2021*)

1.10.3 Classification des ciments

Pour favoriser la cohérence des performances entre les fabricants de ciment, des systèmes de classification et des spécifications ont été établis par différents groupes d'utilisateurs. Les systèmes les plus connus sont ceux de l'ASTM International et de l'API.

Le critère de classification des ciments, notamment des ciments Portland, repose principalement sur la proportion et la nature des phases de clinker qu'ils contiennent.

La classification adoptée pour la cimentation des puits est la classification API. Celle-ci est présentée dans le tableau suivant (*Nelson & Guillot, 2006*) :

Tableau 1.2 : Classes des ciments API

Classe de ciment	Profondeur	Spécificités
Classe A	Surface à 6000 pieds (1830 m)	Destiné à être utilisé lorsque des propriétés spéciales ne sont pas requises. Disponible uniquement en type ordinaire.
Classe B	Surface à 6000 pieds (1830 m)	Destiné à être utilisé lorsque les conditions nécessitent une résistance modérée à élevée aux sulfates.
Classe C	Surface à 6 000 pieds (1830 m)	Destiné à être utilisé lorsque les conditions nécessitent une résistance initiale élevée. La classe C est disponible dans les trois degrés de résistance aux sulfates.
Classe D	Surface à 6000 pieds (1830 m)	Destiné à être utilisé dans des conditions de températures et de pressions modérément élevées.

Classe E	10000 pieds (3050 m) à 14000 pieds (4270 m)	Destiné à être utilisé dans des conditions de températures et de pressions élevées.
Classe F	10000 pieds (3050 m) à 14000 pieds (4270 m)	Destiné à être utilisé dans des conditions de températures et de pressions extrêmement élevées.
Classe G	Jusqu'à 8000 pieds (2440 m)	Classe de ciment de base. Il peut être utilisé avec des accélérateurs ou retardateurs de prise pour couvrir une grande gamme de profondeurs et de températures. Existe en moyenne et fortes résistances aux sulfates
Classe H	Jusqu'à 8000 pieds (2440 m)	Destiné à être utilisé tel qu'il est fabriqué, ou peut être utilisé avec des accélérateurs et des retardateurs pour couvrir une large gamme de profondeurs de puits et de températures.
Classe J	De 3660 m jusqu'à 4880 m	Destiné à être utilisé pour des températures et pressions extrêmement élevées. Existe uniquement en type résistant aux sulfates.

1.10.4 Sélection du laitier de ciment

Le choix dépend de plusieurs facteurs (*Nguyen, 1993*) :

- ✓ La température du fond du trou, qu'elle soit statique ou sous circulation, conditionne le temps de prise du ciment et, par conséquent, le temps de pompabilité.
- ✓ La densité du laitier imposée par les normes API.
- ✓ La viscosité plastique du laitier et ses paramètres rhéologiques.
- ✓ La résistance aux agents corrosifs.

1.10.5 Types d'adjuvants des laitiers

Les adjuvants apportent des ajustements précieux aux propriétés du ciment pour répondre aux exigences spécifiques de chaque projet. Leur utilisation permet de moduler le temps de prise, d'améliorer la résistance, de contrôler la viscosité et la densité et d'assurer la durabilité du ciment.

Tableau 1.3 Composition et rôle des additifs

Additif	Rôle	Exemple
Accélérateur	Réduit le temps de prise du ciment ou accélère son durcissement. Souvent utilisé pour contrebalancer les effets retardateurs d'autres additifs comme les dispersants et les agents de contrôle de la perte de fluide.	Chlorure de calcium, Chlorure de sodium, Chlorure de potassium, Silicate de sodium
Retardateur	Ralentit le processus de prise du ciment, prolongeant ainsi sa pompabilité pour la mise en place. Utile en cas de température élevée au fond du puits ou d'effets accélérateurs indésirés d'autres additifs.	Phosphates, lignosulfonates, sucres.
Allégeant	Réduit la densité du laitier de ciment, diminuant la pression hydrostatique et prévenant les pertes de circulation. Améliore l'économie en réduisant la quantité de ciment nécessaire pour un volume donné.	Perlite, billes de verre, microsphères de verre.
Alourdissant	Augmente la densité du laitier de ciment pour contrôler les pressions	Barite, hématite, ilménite.

	de pore élevées et stabiliser les puits dans des formations déformables.	
Dispersant	Améliore la rhéologie du laitier en dispersant les particules solides, influençant la viscosité et le comportement de la suspension.	Polycarboxylates, lignosulfonates.
Agent de contrôle des pertes de fluide	Réduit la filtration en diminuant la perméabilité du cake de filtration ou en augmentant la viscosité de la phase aqueuse	Bentonite, polymères hydrosolubles
Autres additifs	Divers matériaux ajoutés aux laitiers de ciment pour des besoins spécifiques comme les agents anti-mousses, les additifs fibreux pour la durabilité, les traceurs radioactifs, et les décontaminants.	Silicones, polymères spéciaux, fibres synthétiques

1.11 Boue de forage et Fluide intermédiaire (Spacer)

En plus du laitier de ciment, d'autres fluides sont essentiels dans les opérations de cimentation, notamment les spacers et les boues de forage, chacun jouant un rôle dans la préparation et l'exécution des processus de cimentation des puits.

1.11.1 Boue de forage

Les fluides de forage, ou boues de forage, sont des systèmes utilisés dans les opérations de forage pour faciliter l'extraction des déblais du puits vers la surface. Ils sont composés de liquides tels que l'eau, l'huile ou parfois des gaz comme l'air ou le gaz naturel, mais également de divers additifs. Ces fluides circulent de manière continue pendant le forage, à travers l'espace annulaire entre le tubage et la paroi du trou (*Khodja, 2008*).

1.11.1.1 Fonctions des boues de forage

Les fonctions principales des fluides de forage incluent :

- La lubrification et le refroidissement du trépan et de la colonne de forage pour réduire la chaleur générée par le frottement.
- L'évacuation efficace des déblais du puits pour maintenir une pression annulaire minimale, faciliter le mouvement et la rotation de la colonne de forage, et permettre une évaluation précise des déblais en surface.
- Le nettoyage du fond de trou en éliminant efficacement les déblais autour du trépan à mesure que la roche est pénétrée.
- La stabilisation du puits en évitant l'érosion, l'effondrement, le gonflement des argiles, et la dissolution des sections salines.
- Le support du poids de la colonne de forage pour maintenir une flottabilité efficace et réduire la charge sur l'équipement en surface (*Hawker, 2001*).

1.11.1.2 Types de boues de forage

- **Les fluides de forage pneumatiques**

L'utilisation de gaz ou d'air comme fluide de forage est limitée aux zones où les formations sont compétentes et imperméables car le trou de forage ne s'effondrera pas, et le gaz ne s'infiltrera pas dans la formation.

Les fluides gazeux existants sont l'air, la mousse, et la boue aérée.

- **Les boues de forage à base d'eau**

Les boues à base d'eau (Water-Based Muds ou WBM) sont les fluides de forage les plus largement utilisés. Ils sont généralement faciles à préparer, peu coûteux à entretenir et peuvent être formulés pour surmonter la plupart des problèmes de forage.

- **Les boues de forage à base d'huile**

Ces boues sont souvent désignées par « Oil-Based Muds » ou « OBM » elles conviennent particulièrement aux forages de puits profonds à haute température et haute pression (HT/HP), aux puits horizontaux à rallonge et aux puits de gaz de schiste, et peuvent efficacement prévenir l'instabilité du trou de forage. Elles sont principalement composées d'argiles organiques, d'activateurs, d'agents mouillants, de réducteurs de filtrat et d'émulsifiants. (*Li & al., 2014*)

1.11.2 Spacer (ou fluide intermédiaire)

Le spacer est un fluide visqueux conçu pour séparer la boue de forage du laitier de ciment. Composé d'eau ou d'huile, il contient divers additifs qui lui confèrent les propriétés chimiques et rhéologiques nécessaires.

1.11.2.1 Utilisation des Spacers

Les spacers sont utilisés pour :

- Séparer la boue de forage et le laitier de ciment : Cela évite la contamination du laitier de ciment, préservant ainsi ses propriétés.
- Aider à l'élimination de la boue restante : Ils nettoient les parois du casing et de l'annulaire.
- Préparer le puits : Ils conditionnent le puits pour la mise en place du laitier de ciment.

1.11.2.2 Choix de la Composition du Spacer

Pour être efficace, la composition d'un Spacer doit :

- Être compatible avec la boue de forage et le laitier de ciment.
- Assurer la hiérarchie des densités et des rhéologies : La densité du spacer doit être intermédiaire entre celle de la boue et celle du laitier de ciment, tout comme ses propriétés rhéologiques.
- Rendre le puits mouillable à l'eau : Cela prépare les surfaces du puits à recevoir le laitier de ciment.

1.12 Conclusion

En conclusion, la cimentation des puits pétroliers constitue une étape essentielle pour garantir la solidité et l'étanchéité du puits et son objectif principal est de sécuriser le forage en prévenant les fuites de fluide et en renforçant le tubage contre les pressions et les forces extérieures en mobilisant divers équipements spécialisés, des tubages adaptés, des laitiers, fluides intermédiaires ainsi que des boues et additifs spécifiques.

Chapitre 2

Paramètres hydrauliques dans la cimentation des puits

Chapitre 2 : Paramètres hydrauliques dans la cimentation des puits

Introduction

La réussite des opérations de cimentation repose sur une gestion précise des paramètres hydrauliques, qui sont essentiels pour assurer la sécurité et l'efficacité des opérations. Parmi ces paramètres, la température, la rhéologie, le régime d'écoulement et la pression exercées au fond du puits qui doivent être surveillées de près pour éviter les incidents et assurer la sécurité des travailleurs et des équipements

2.1 La rhéologie

2.1.1 Définition de la rhéologie

La rhéologie explore la déformation des matériaux, s'ils sont solides, ou leur écoulement, s'ils sont fluides, et cela sous l'influence de contraintes. Elle vise à déterminer les propriétés intrinsèques des fluides, notamment les viscosités, pour établir la relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement, facteurs déterminants du mouvement du fluide. (*Nelson & Guillot, 2006*)

2.1.2 Importance de la rhéologie pour les forages pétroliers

Une caractérisation rhéologique appropriée est essentielle pour :

- Évaluer la mixabilité et la pompabilité du laitier.
- Optimiser l'élimination de la boue et le placement du laitier.
- Déterminer la pression de friction lorsque le laitier s'écoule dans les tubages et les espaces annulaires.
- Évaluer la capacité du laitier à transporter de grandes particules (par exemple, certains matériaux de perte de circulation et des fibres).
- Prédire la pression annulaire après le placement du laitier.

2.1.3 Facteurs influençant le comportement rhéologique des laitiers de ciment

Le comportement rhéologique des laitiers de ciment dépend de nombreux facteurs :

- La température.
- La densité.
- La salinité du mélange.

- Le rapport eau-ciment.
- La surface spécifique de la poudre de ciment, et plus précisément la taille et la forme des grains.
- La composition chimique du ciment et la répartition relative des composants à la surface des grains.
- La présence et la concentration des additifs.
- Les procédures de mélange et de test.

2.1.4 Concepts rhéologiques fondamentaux

2.1.4.1 Contrainte de cisaillement (τ)

La contrainte de cisaillement (τ) est définie comme la force nécessaire pour maintenir le mouvement d'un type particulier de fluide s'écoulant à travers une surface donnée. Mathématiquement :

$$\text{Contrainte de cisaillement } (\tau) = \frac{\text{Force}}{\text{Surface}}$$

L'unité est le N/m² ou Pascal.

2.1.4.2 Taux de cisaillement ($\dot{\gamma}$)

Le taux de cisaillement ($\dot{\gamma}$) est une mesure de la déformation d'un fluide lorsqu'il est soumis à une force. Il est défini comme le taux de variation de la vitesse lorsqu'une couche de fluide passe sur une couche adjacente, divisé par la distance entre elles. Il est exprimé en secondes réciproques (s⁻¹).

2.1.4.3 Contrainte seuil (τ_y)

La contrainte seuil (ou « Yield Stress ») est une propriété rhéologique caractéristique de certains fluides non newtoniens. Elle se définit comme la contrainte minimale qui doit être appliquée à un fluide pour qu'il commence à s'écouler. En dessous de cette contrainte, le matériau se comporte comme un solide, et au-delà, il se comporte comme un fluide. (*Morrison, 2001*)

2.1.4.4 Viscosité plastique (μ_p)

La viscosité plastique est une mesure de la résistance au flux d'un fluide après qu'une contrainte de seuil (τ_y) ait été surmontée. C'est une caractéristique des fluides plastiques, qui ne commencent à s'écouler que lorsque cette contrainte initiale est dépassée. Elle est exprimée en centipoise (cp) ou en Pascal seconde tel que 1Pa.s = 10³cp.

2.1.4.5 Viscosité Apparente (μ_a)

La viscosité apparente désigne la viscosité instantanée, c'est-à-dire la viscosité mesurée à un instant t . Elle est définie par la fraction de la contrainte de cisaillement sur le taux de cisaillement :

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

L'unité de viscosité peut être exprimée en Newton secondes par mètres carrés (N.s/m²), en Pascal secondes (Pa.s) ou en centipoise (cp).

2.2 Modèles rhéologiques

2.2.1 Fluides Newtoniens

Les fluides newtoniens se conforment au modèle newtonien, dans lequel la contrainte de cisaillement, τ , est directement proportionnelle au taux de cisaillement, $\dot{\gamma}$. Ce modèle implique que la viscosité est une constante qui ne varie qu'en fonction de la température et de la pression, et qui ne dépend pas des conditions d'écoulement. L'équation est :

$$\tau = \mu \dot{\gamma}$$

Où, τ : la contrainte de cisaillement, tangentielle à la surface en Pa ; μ : la viscosité du fluide en $Pa.s$ ou cp et $\dot{\gamma}$: le taux de cisaillement en s^{-1}

Cette relation est illustrée dans la figure (2-1). La pente de la droite représente la viscosité, μ , du fluide.

Les fluides newtoniens courants comprennent l'eau, l'essence et les huiles légères.

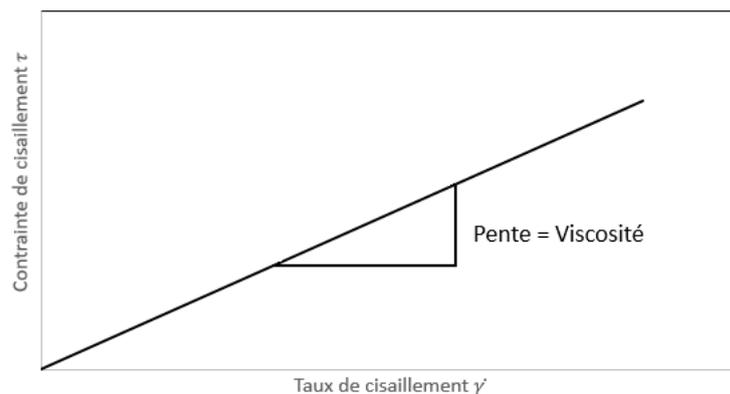


Figure 2-1 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement pour un fluide newtonien

2.2.2 Fluides non-newtoniens

Le terme fluide non-newtonien décrit les fluides qui ne se conforment pas au modèle newtonien classique, c'est-à-dire que la relation entre le taux de cisaillement et la contrainte de cisaillement n'est plus représenté par une droite passant par l'origine. La viscosité de ces fluides, en plus de dépendre de la température et de la pression, est fonction du taux de cisaillement également.

Les viscosités de ces fluides peuvent soit diminuer avec le taux de cisaillement, dans ce cas, on les appelle rhéofluidifiants (fluides pseudoplastiques), soit augmenter avec le taux de cisaillement, dans ce cas, on les appelle rhéoépaississants (fluides dilatants).

La plupart des fluides de forage et des laitiers de ciment se comportent comme des fluides pseudo-plastiques à seuil. Ce comportement est caractérisé par une proportionnalité non linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement au-delà de la contrainte seuil (*Gucuyener, 1983*)

Les modèles mathématiques les plus communément utilisés dans l'industrie de cimentation des forages pour décrire le comportement de ces fluides non-newtoniens sont :

- Le modèle de Bingham,
- Le modèle de la loi de puissance,
- Le modèle Herschel-Bulkley.

2.2.2.1 Modèle de Bingham

L'un des modèles rhéologiques les plus utilisés est le modèle de Bingham. Ce modèle à constante considère une proportionnalité directe entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement au-delà de la contrainte seuil (*Gucuyener, 1983*).

L'équation qui décrit le comportement de ces fluides est la suivante :

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_y ; \text{ quand } \tau > \tau_y$$

Où, μ_p : viscosité plastique du fluide en Pa.s ou cp, τ_y : contrainte seuil, est la contrainte minimale nécessaire pour provoquer un écoulement, exprimée en Pa.

La figure (2-2) représente cette relation graphiquement.

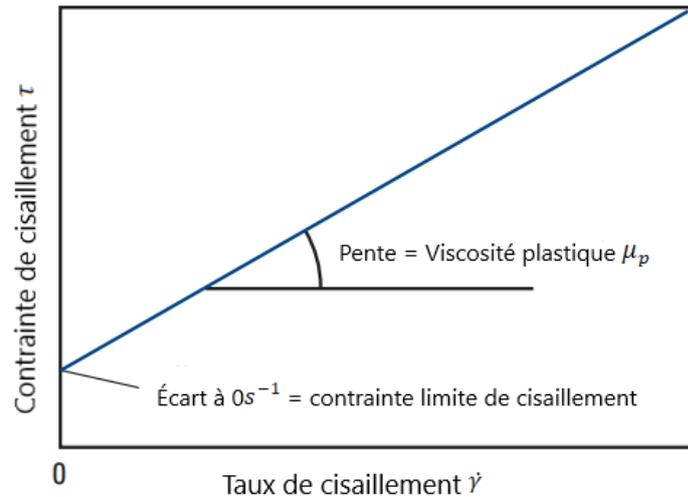


Figure 2-2 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement du modèle de Bingham

La viscosité instantanée du fluide est calculée par :

$$\mu = \mu_p + \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}}$$

Les fluides dits de Bingham sont des fluides rhéofluidifiants, dont les viscosités varient de l'infini, pour un taux de cisaillement de 0, à leurs viscosités plastiques pour des taux de cisaillement tendant vers l'infini.

2.2.2.2 Modèle de la loi de puissance

Ces fluides, comme les fluides newtoniens, s'écouleront sous toute contrainte appliquée, aussi petite soit-elle. Cependant, à la différence des fluides newtoniens, la contrainte de cisaillement n'est pas proportionnelle au taux de cisaillement, mais à sa puissance n ; d'où le nom de fluides de loi de puissance. L'équation de l'écoulement est (*Comité des Techniciens, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, 1982*) :

$$\tau = K\dot{\gamma}^n$$

$$\mu = K\dot{\gamma}^{n-1}$$

Où, K : facteur de consistance en $\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ et n : indice de comportement.

Quand n est supérieur à 1, le fluide est rhéoépaississant. Quand il est inférieur à 1, il est rhéofluidifiant, et quand il est égal à 1, le modèle de la loi de puissance est réduit au modèle de Newton.

La figure (2-3) représente cette équation graphiquement.

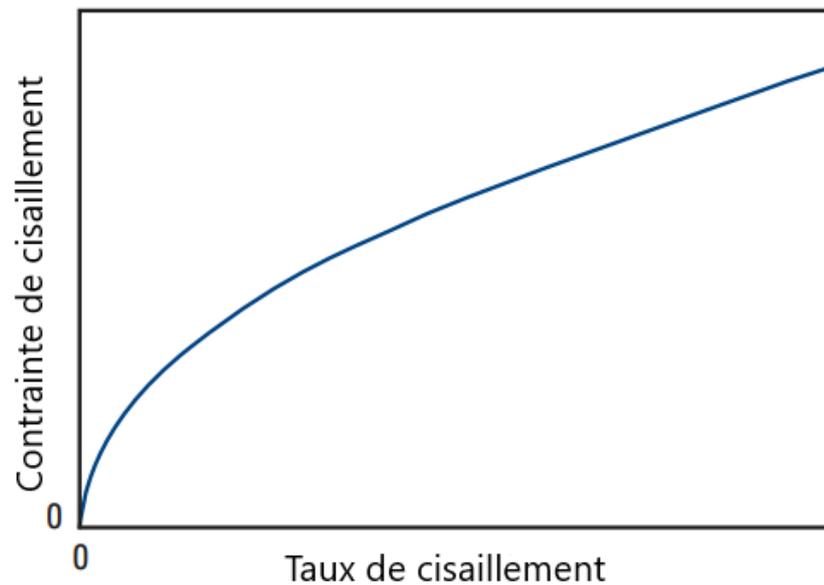


Figure 2-3 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement du modèle loi de puissance

2.2.2.3 Modèle Herschel-Bulkley

Un modèle relativement simple décrivant avec une précision raisonnable la courbe de flux visqueux des fluides de forage est le modèle de Herschel-Bulkley. Ce modèle décrit comment de telles courbes de flux devraient se comporter. Dans le modèle de Herschel-Bulkley, la contrainte de cisaillement est liée à une contrainte seuil τ_y , à un facteur de consistance K , et au taux de cisaillement $\dot{\gamma}$, conformément à l'équation (*Saasen et Ytrehus, 2020*) :

$$\tau = K\dot{\gamma}^n + \tau_y$$

La viscosité apparente est dans cas :

$$\mu = \frac{\tau_y + K\dot{\gamma}^n}{\dot{\gamma}}$$

La figure (2-4) illustre ce comportement graphiquement.

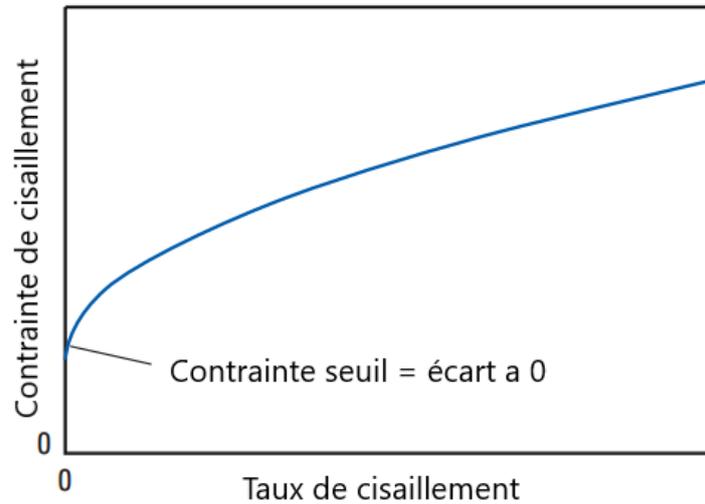


Figure 2-4 : La relation contrainte de cisaillement - Taux de cisaillement du modèle Herschel-Bulkley

Le facteur de consistance K dépend de l'indice de comportement n . Ainsi, $K = K(n)$. La conséquence de cette dépendance est que le paramètre de consistance ne peut pas être déterminé directement à partir des mesures du fluide. Il doit être identifié à travers des opérations algébriques.

2.2.2.4 Autres modèles rhéologiques

D'autres modèles rhéologiques sont cités dans la littérature, dont le modèle de Casson et le modèle Robertson et Stiff.

➤ **Modèle de Casson :** $\tau = (\sqrt{\tau_y} + \sqrt{\mu_p \dot{\gamma}})^2$

➤ **Modèle de Robertson et Stiff :** $\tau = ((\tau_y)^{1/n} + K^{1/n} \dot{\gamma})^n$

Tout comme le modèle de Herschel-Bulkley, ces deux modèles combinent l'utilisation d'une contrainte seuil avec un comportement de rhéofluidification pour $n < 1$.

2.2.3 Limites des modèles rhéologiques

Les modèles de la loi de puissance et de Bingham présentent des défis importants lorsqu'il s'agit de décrire la rhéologie des fluides de forage, des spacers et du laitier de ciment sur un large intervalle de taux de cisaillement. Ces modèles peuvent être limités dans leur capacité à représenter avec précision le comportement des fluides non-newtoniens dans des conditions réelles où le taux de cisaillement varie considérablement. Par exemple, le modèle de Bingham simplifie le comportement des fluides plastiques en supposant une relation linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement au-dessus d'une certaine valeur seuil appelée

seuil de contrainte. Cette approche néglige le caractère non linéaire réel des fluides plastiques dans certaines conditions. De même, la loi de puissance, ne tenant pas compte de la contrainte seuil, devient inadéquat pour décrire la réalité rhéologique (*Gucuyener, 1983*).

Le modèle de Herschel-Bulkley semble surpasser les modèles de Bingham, de la loi de puissance, de Robertson-Stiff, ainsi que d'autres, en offrant des résultats plus précis en termes de capacité générale à corrélérer avec les données expérimentales (*Papo, 1988*).

En pratique, le modèle de Herschel-Bulkley est devenu le choix privilégié pour de nombreuses applications impliquant des fluides non-newtoniens, en raison de sa précision suffisante pour être utilisé dans des programmes hydrauliques avancés.

2.3 Pressions

2.3.1 Pression interstitielle

La pression interstitielle se réfère à la pression exercée par les fluides dans les interstices des roches. Cette pression est engendrée par la présence de fluides tels que l'eau et le gaz au sein des espaces poreux de la roche. Elle est la cause des problèmes d'influx. Elle est mesurée in-situ par des géologues avant toute opération de forage.

2.3.2 Pression de fracturation de la formation

La pression de fracturation est la pression maximale qu'une formation rocheuse peut supporter avant de se fissurer. En d'autres termes, c'est le seuil limite au-delà duquel l'intégrité de la roche est compromise et qu'elle se fracture. Cette pression peut fluctuer en fonction de la pression du réservoir

La pression interstitielle et la pression de fracturation représentent les limites de pression inférieure et supérieure, respectivement. La pression de forage doit impérativement rester dans cette plage de pression pour éviter tout effondrement du puit, fracturation de la formation rocheuse, ou contamination du puit par les fluides présents dans la roche.

2.3.3 Pression dans le puits : Densité équivalente de circulation (ECD)

Lors de l'écoulement d'un fluide de forage à travers le système de forage, la pression exercée par la colonne de fluide varie en fonction de la profondeur et des pertes de charge rencontrées lors de la circulation. Pour évaluer l'impact total de cette pression sur la formation géologique, on utilise un concept appelé la densité équivalente de circulation (ECD). Cette mesure est indispensable pour éviter les incidents tels que les coups de formation ou les pertes de circulation, en particulier dans les situations où la fenêtre de pression entre le gradient de fracturation et le gradient de pression de pore est étroite (*Liao & al., 2023*).

2.3.3.1 Définition de l'ECD

L'ECD représente la pression totale exercée par la colonne de fluide sur la formation à n'importe quel point de l'annulaire, en tenant compte à la fois de la pression hydrostatique du fluide et des pertes de charge dynamiques dues aux frottements et aux obstacles rencontrés pendant la circulation.

L'ECD est exprimée en termes de masse volumique.

2.3.3.2 Calcul de l'ECD

L'ECD est calculée comme la somme de deux composants principaux : la pression hydrostatique et les pertes de charge.

$$ECD = \frac{P_h}{gh} + \frac{\Delta P}{gh}$$

$$ECD = \rho_f + \frac{\Delta P}{gh}$$

Tels que : ECD : Densité équivalente de circulation exprimée en unité de masse volumique (Kg/m^3) ; P_h : Pression hydrostatique exercée par la colonne de fluide (Pa), ρ_f : Masse volumique du fluide présent dans l'annulaire (Kg/m^3), g : Accélération due à la gravité, (environ 9.81 m/s^2), h : Profondeur de la colonne de fluide (m). Et ΔP : Perte de charge due aux frottements (Pa).

1. **Pression hydrostatique (P_h)** : Cette composante représente la pression exercée par la colonne de fluide due à sa propre masse à une profondeur donnée. Elle est calculée en fonction de la masse volumique du fluide de forage et de la profondeur du point considéré.

$$P_h = \rho_f \cdot g \cdot h$$

2. **Pertes de charge (ΔP)** : Ces pertes représentent la diminution de la pression due aux frottements et aux obstacles rencontrés par le fluide pendant son déplacement de la profondeur h à la surface.

Cette composante de pression dépend du régime d'écoulement (écoulement laminaire ou turbulent), du débit, de la géométrie de la conduite et des propriétés du fluide. La procédure générale pour calculer les pertes de charge dues aux frottements est la suivante :

- a) Calculer le nombre de Reynolds critique en fonction du type de fluide et de ses propriétés.
- b) Calculer la vitesse du fluide au point d'intérêt.

- c) Calculer le nombre de Reynolds et déterminer le régime d'écoulement (écoulement laminaire ou turbulent).
- d) Calculer les pertes de charge en fonction du modèle rhéologique et du régime d'écoulement. Cette section est divisée en deux sous-sections décrivant l'identification des régimes d'écoulement et le calcul des pertes de charge dues aux frottements (*Liu, 2021*).

2.3.3.3 Régimes d'écoulement

- **Écoulement laminaire**

L'écoulement laminaire est un type d'écoulement de fluide caractérisé par le déplacement des particules individuelles de manière ordonnée, sans turbulence, le long de trajectoires parallèles et régulières.

Généralement, les particules en contact avec les parois restent immobiles, tandis que la vitesse des autres particules varie en fonction de leur distance par rapport aux parois. On rencontre la vitesse maximale d'écoulement au centre du flux. La forme du profil de vitesse d'un fluide est déterminée par son comportement rhéologique. (*Nelson & Guillot, 2006*)

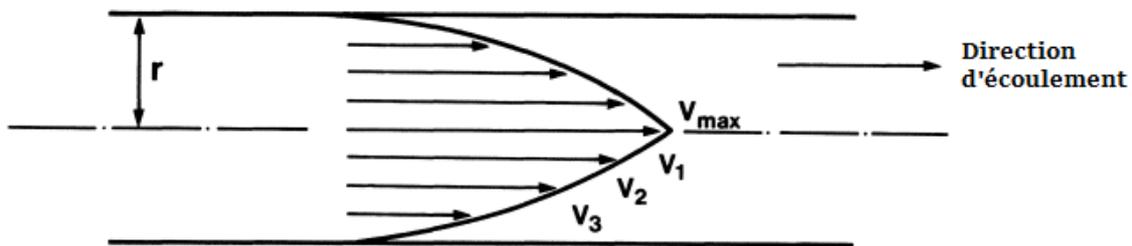


Figure 2-5 : Écoulement laminaire (*Nelson & Guillot, 2006*)

- **Écoulement turbulent**

L'écoulement turbulent est un type d'écoulement de fluide caractérisé par un mouvement chaotique et irrégulier des particules, avec des tourbillons et des remous se formant à l'intérieur du fluide. Les vitesses et les directions des particules varient de manière imprévisible et fluctuent avec le temps. Cet écoulement est associé à une augmentation rapide de la vitesse du fluide loin des parois du conduit, avec une distribution de vitesse relativement uniforme dans la section transversale du conduit (*Nelson & Guillot, 2006*).

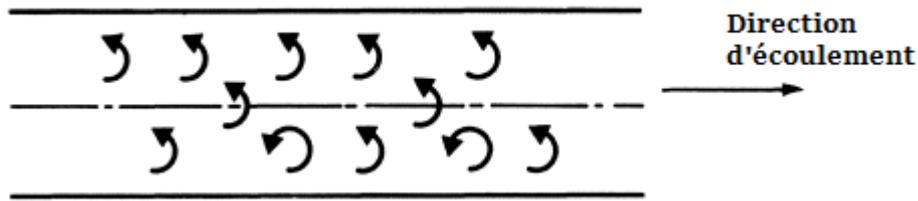


Figure 2-6 : Ecoulement turbulent (Nelson & Guillot, 2006)

À faible débit, les fluides s'écoulent toujours dans le régime laminaire, et leur comportement peut être caractérisé par leur viscosité. Avec l'augmentation du débit, les fluides entrent dans un régime transitoire avant que l'écoulement turbulent ne s'établisse, et l'écoulement devient moins dépendant de la viscosité et davantage dépendant des forces inertielles.

2.3.3.4 Détermination du régime d'écoulement : Nombre de Reynolds

La détermination du régime d'écoulement se fait par la comparaison du nombre de Reynolds de l'écoulement à un nombre de Reynolds critique.

En dessous de la valeur critiques, l'écoulement est laminaire, au-dessus de celle-ci, l'écoulement est turbulent.

Le tableau suivant présente les expressions du nombre de Reynolds et de ses valeurs critiques généralement acceptées pour les fluides de différents modèles rhéologiques circulant dans des tubages ou des espaces annulaires. (*Comité des Techniciens, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, 1982*)

Tableau 2.1 Equations du nombre de Reynolds et sa valeur critique selon le modèle rhéologique

Modèle	Dans le tubage	Dans l'annulaire
Bingham	$Re = \frac{\rho V D}{\mu_a}$ $Re_c = 2100$	$Re = \frac{0,8165 \rho V (D_o - D_e)}{\mu_a}$ $Re_c = 2100$
Herschel-Bulkley	$Re = \frac{\rho V^2}{1936 \tau_w}$	$Re = \frac{\rho V^2}{1936 \tau_w}$

	$Re_c = 3470 - 1370n$	$Re_c = 3470 - 1370n$
Newton	$Re = \frac{\rho V D}{\mu}$ $Re_c = 2100$	$Re = \frac{0,8165\rho V(D_o - D_e)}{\mu}$ $Re_c = 2100$
Loi de puissance	$Re = \frac{\rho V D}{\mu_a} \frac{4n}{3n + 1}$ $Re_c = 3470 - 1370n$	$Re = \frac{0,8165\rho V(D_o - D_i)}{\mu_a} \frac{3n}{2n + 1}$ $Re_c = 3470 - 1370n$

Tel que : Re : Nombre de Reynolds, V : vitesse moyenne d'écoulement du fluide (m/s), D_o : Diamètre du trou (m), D_e : Diamètre extérieur du tube (m), Re_c : Nombre de Reynolds critique, μ : viscosité dynamique (cp), μ_a : viscosité dynamique apparente (cp), ρ : masse volumique du fluide (kg/m³), n : indice de consistance.

2.3.3.5 Calcul des pertes de charges

L'équation générale pour la perte de charge ΔP entre deux points séparés par une distance L est :

$$\Delta P = \frac{2fL\rho V^2}{D} \quad \text{Dans le tubage}$$

$$\Delta P = \frac{2fL\rho V^2}{\varphi_e} \quad \text{Dans l'annulaire, tel que } \varphi_e = D_o - D_e$$

Le tableau suivant résume les équations des pertes de charge et du facteur de friction dans le tubage et l'annulaire selon le régime d'écoulement et le modèle rhéologique. (*Comité des Techniciens, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, 1982*)

Tableau 2.2 : Equations des pertes de charge et du facteur de friction dans le tubage et l'annulaire selon le régime d'écoulement et le modèle rhéologique

Régime et modèle rhéologique		Dans le tubage	Dans l'annulaire
Laminaire	Newton et Bingham	$f = \frac{16}{Re}$ $\Delta P = \frac{32L\mu_a V}{D^2}$	$f = \frac{16}{Re}$ $\Delta P = \frac{48L\mu_a V}{(D_o - D_i)^2}$
	Loi puissance	$\Delta P = \frac{32L\mu_a V}{D^2} \frac{3n + 1}{4n}$	$\Delta P = \frac{48L\mu_a V}{(D_o - D_i)^2} \frac{2n + 1}{3n}$
	Herschel Bulkley	$f = \frac{16}{Re}$ $\Delta P = 1.076f \frac{L\rho V^2}{d_{hyd} \cdot 10^5}$	
Turbulent	Newton et Bingham	$f = \frac{0.05}{Re^{0.2}}$ $\Delta P = \frac{0.1L\rho^{0.8}V^{1.8}\mu_a^{0.2}}{D^{1.2}}$	$f = \frac{0.05}{Re^{0.2}}$ $\Delta P = \frac{0.127L\rho^{0.8}V^{1.8}\mu_a^{0.2}}{(D_o - D_i)^{1.2}}$
	Loi puissance	$f = \frac{c}{Re^b}$ $c = \frac{\text{Log}(n) + 25}{50}$ $b = \frac{1.4 - \text{Log}(n)}{7}$ $\Delta P = \frac{2cL\rho^{1-b}V^{2-b}\mu_a^b}{D^{1+b}} \left(\frac{3n + 1}{4n}\right)^b$	$f = \frac{c}{Re^b}$ $c = \frac{\text{Log}(n) + 25}{50}$ $b = \frac{1.4 - \text{Log}(n)}{7}$ $\Delta P = \frac{2cL\rho^{1-b}V^{2-b}\mu_a^b}{[0.8165(D_o - D_i)]^{1+b}} \left(\frac{2n + 1}{3n}\right)^b$
	Herschel-Bulkley	$f = \frac{c}{Re^b}$ $c = \frac{\log_{10}(n) + 3.93}{50}$ $b = \frac{1.75 - \log_{10}(n)}{7}$ $\Delta P = 1.076f \frac{L\rho V^2}{d_{hyd} \cdot 10^5}$	

Tel que : ΔP : Perte de charge (Pa), μ_a : Viscosité dynamique apparente (cp), d_{hyd} : Diamètre hydraulique (in), ρ : Densité du fluide (kg/m^3), Re : Nombre de Reynolds. L : longueur de la colonne de fluide (m) V : vitesse d'écoulement du fluide (m/s)

2.4 Température

La température joue un rôle important lors de la circulation des fluides dans le puits. Elle affecte entre autres la viscosité des fluides, l'hydratation du ciment et son temps de prise.

Dans le cas d'un forage, il est nécessaire de définir deux températures : la température statique du fond (*Bottomhole static temperature* ou *BHST*) et la température en circulation du fond du puit (*Bottomhole circulating temperature* ou *BHCT*).

La température statique du fond du puits (BHST - Bottom Hole Static Temperature) fait référence à la température réelle du fond du puits, mesurée lorsqu'il n'y a pas de circulation active de fluide dans le puits.

La température en circulation du fond du puits (BHCT - Bottom Hole Circulation Temperature) représente la température estimée du fond du puits lorsque la circulation de fluide de forage est active. C'est la température théorique rencontrée par le laitier de ciment lorsqu'il est placé dans le puits. Cette température est plus basse que la température statique du fond du puits. Elle est généralement déterminée par des enregistrements effectués pendant le processus de forage.

2.5 Conclusion

Ce chapitre a offert un aperçu complet des paramètres hydrauliques essentiels dans la cimentation des puits. Maîtriser la rhéologie, les pressions affectant le puit, et la température est primordial pour assurer le succès d'une opération de cimentation. La compréhension et la détermination de ces paramètres permet de mieux anticiper les problèmes qui pourraient survenir lors de la cimentation.

Chapitre 3

Détermination expérimentale
et adaptation des modèles
rhéologiques pour les laitiers
de cimentation – Effet des
additifs sur la viscosité

Chapitre 3 : Détermination Expérimentale et Adaptation des Modèles Rhéologiques pour les Laitiers de Cimentation – Effet des additifs sur la viscosité

Introduction

Dans ce chapitre, nous avons pour objectif de préparer plusieurs échantillons de deux types de laitiers de ciment (laitier de tête et laitier de finition) en laboratoire. Nous faisons varier la concentration de certains additifs afin de mesurer les paramètres rhéologiques des laitiers. Nous commençons par déterminer le modèle rhéologique adéquat pour chaque laitier. Ensuite on évalue l'impact de la variation de la concentration d'un composant sur la rhéologie du laitier.

3.1 Choix des masses volumiques des fluides

La pratique standard lors du choix des masses volumiques des fluides de cimentation consiste à les augmenter de manière hiérarchique. Cela signifie que l'on commence avec la masse volumique du fluide de forage, imposée par le client, et que l'on augmente progressivement la masse volumique des fluides suivants jusqu'à celle du laitier de finition.

La masse volumique du fluide de forage est imposée par le client. La masse volumique du laitier de ciment de finition doit être de 1900 kg/m^3 , pour assurer un bon placement du ciment et une bonne isolation zonale. Quant au spacer et au laitier de tête, une marge de 10 % est recommandée entre chaque fluide. En tenant compte de toutes ces considérations, le choix des masses volumiques des fluides est spécifié dans le tableau (3.1)

Tableau 3.1 : Masses volumiques des fluides utilisés

Fluide	Boue de forage	Spacer	Laitier de tête	Laitier de finition
Masse volumique (Kg/m^3)	1400	1550	1700	1900

3.2 Composition des laitiers de ciment en laboratoire

En suivant le protocole standard « API Recommended Practice 10-B2 », on a préparé au laboratoire de SLB à Hassi-Messaoud, six échantillons de laitier de ciments : trois échantillons de laitier de tête, et trois échantillons de laitier de finition.

La concentration d'un additif spécifique a été ajustée selon des paramètres prédéfinis. Les proportions de ciment et d'eau ont été soigneusement ajustées pour respecter les densités requises.

3.3 Mixage des laitiers de ciment

Le mixage est une étape essentielle pour obtenir des laitiers homogènes.

3.3.1 Matériel utilisé

Pour la pesée des composants et le mixage, le matériel utilisé est le suivant :

- **Balance numérique « Mettler PC4400 »**



Figure 3-1 : Balance Mettler PC4400

- **Mixeur « Constant Speed Blender » modèle-25**



Figure 3-2 : Mixeur modèle-25

3.3.2 Procédure de mixage

Les étapes du mixage d'un laitier de ciment sont, selon la norme « API-RP B10-2 », les suivantes :

- 1) Mesurer avec précision les quantités requises de ciment de classe G, d'additifs et d'eau à l'aide de balances de laboratoire calibrées.
- 2) Introduire le ciment dans le récipient du mixeur, y ajouter les additifs, et verser lentement l'eau tout en mélangeant à une vitesse de 4000tr/min.
- 3) Une fois toute l'eau ajoutée, augmenter la vitesse du mélangeur à 12000 tr/min et continuer le mixage pendant 35 secondes supplémentaires.

3.4 Composition des échantillons de laitier de finition

Pour le laitier de tête, on utilise une base constante de ciment classe G, d'eau pure et d'additifs (anti-mousse, agent de perte de fluide, extenseur, retardateur de prise). La concentration de l'agent anti-sédimentation, qui agit comme viscosifiant pour modifier la rhéologie, varie d'un laitier à l'autre.

Le *tableau (3.2)* résume les concentrations des additifs pour chaque laitier de tête.

Tableau 3.2 : Concentration des additifs dans les échantillons de laitier de tête L1, L2 et L3

Additif	L1	L2	L3
Anti-Mousse (L/Tonne VBWOC)	1	1	1
Agent de perte de fluide (% BWOC)	0,20	0,20	0,20
Extenseur (% BWOC)	3,0	3,0	3,0
Retardateur de prise (% BWOC)	0,11	0,11	0,11
Agent anti-sédimentation (% BWOC)	0,15	0,20	0,25

Pour le laitier de finition, la base est la même, avec du ciment classe G et de l'eau pure. Les concentrations des additifs (anti-mousse, agent de perte de fluide, retardateur de prise) sont maintenues constantes, mais la concentration du dispersant varie d'un échantillon à l'autre.

La liste des additifs et de leurs concentrations pour chaque échantillon sont données dans le *tableau (3.3)*

Tableau 3.3 : Concentration des additifs dans les échantillons de laitier de finition T1, T2 et T3

Additif	T1	T2	T3
Anti-Mousse (L/Tonne VBWOC)	1	1	1
Agent de perte de fluide (% BWOC)	0,20	0,20	0,20
Dispersant (% BWOC)	0,15	0,20	0,25
Retardateur de prise (% BWOC)	0,13	0,13	0,13

3.5 Conditionnement des laitiers pour les tests de rhéologie

Avant de procéder aux tests de rhéologie avec le rhéomètre, il est essentiel de conditionner les laitiers de ciment. Ce processus consiste à les placer à la température de circulation dans le puits (70°C), car la température influence considérablement leur rhéologie. Le conditionnement thermique garantit que les échantillons sont testés dans des conditions représentatives de celles rencontrées sur le terrain, assurant ainsi des résultats plus précis et applicables.

Le conditionnement des laitiers en laboratoire est effectué à l'aide d'un consistomètre atmosphérique du laboratoire de SLB à Hassi Messaoud. Ce dispositif est utilisé pour simuler les conditions de température rencontrées dans un puits de forage.



Figure 3-3 : Consistomètre atmosphérique (SLB)

3.5.1 Canevas du conditionnement

1. Après la préparation des échantillons de laitier, ils sont placés dans des contenants adaptés et insérés dans le consistomètre atmosphérique.
2. Les paramètres de température et de pression du consistomètre sont ajustés pour correspondre aux conditions requises (dans ce cas, 70°C et la pression atmosphérique).
3. Les échantillons sont alors soumis à un conditionnement précis pendant une période de 30min.
4. A la sortie du consistomètre, les échantillons sont à la bonne température et prêts à être testés.

3.6 Rhéologie des échantillons

Après avoir choisi la composition, réalisé le mixage et conditionné les laitiers, nous avons mesuré la viscosité des laitiers composés en utilisant le rhéomètre CHAN-35 (figure 3-2) du laboratoire SLB.

Le rhéomètre CHAN-35 appartient à la catégorie des viscosimètres à cylindres coaxiaux rotatifs. Les modèles commerciaux disponibles se distinguent par leurs vitesses de rotation. Certains offrent deux vitesses, soit 600 et 300 tr/min, avec un rotor pouvant être actionné manuellement via une manivelle ou électriquement par un moteur. D'autres modèles (comme celui qu'on utilise) proposent jusqu'à six vitesses de rotation : 600, 300, 200, 100, 6 et 3 tr/min,

avec un rotor exclusivement entraîné par un moteur électrique. Les dimensions du rotor et du bob sont définies selon les spécifications de l'API RP-13B.

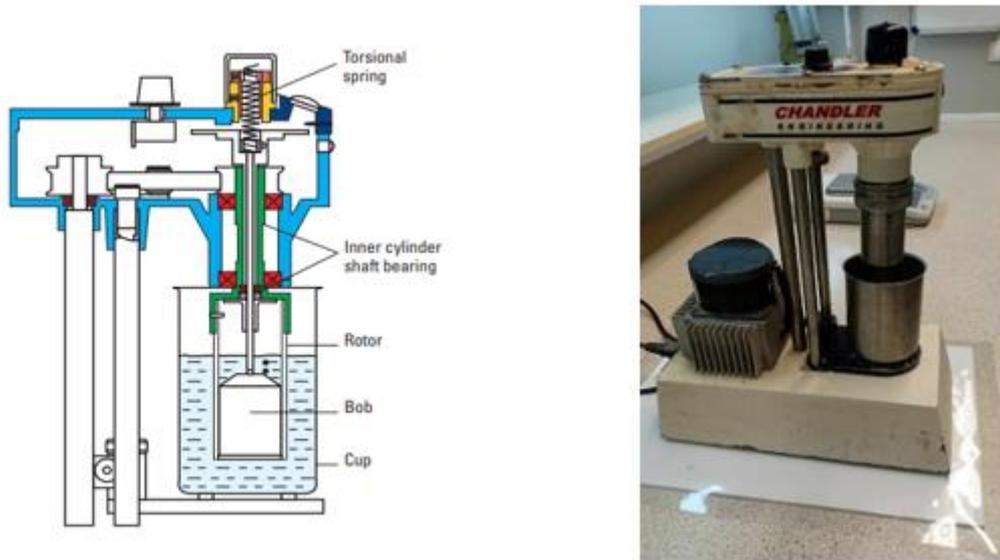


Figure 3-4 : Rhéomètre CHAN-35

3.6.1 Canevas de mesures

- 1) Enregistrer la configuration du rhéomètre (par exemple, R1, B1), et nettoyer et examiner le matériel.
- 2) Mettre en place le bob et le rotor, et aligner correctement le bob.
- 3) Régler la vitesse du rhéomètre à 3 tr/min et ajuster le gobelet pour que le fluide atteigne la ligne marquée sur le rotor.
- 4) Enregistrer les lectures sur le cadran à chaque vitesse de rotation (3, 6, 30, 60, 100, 200, 300 tr/min) après 10 secondes.
- 5) Répéter les lectures dans l'ordre décroissant à partir de 300 tr/min.
- 6) Entrer les valeurs et la configuration du rhéomètre dans le logiciel associé au rhéomètre pour calculer les paramètres rhéologiques.

3.7 Résultats et choix du modèle

Après les mesures, on utilise les équations suivantes pour convertir les lectures du rhéomètre en taux de cisaillement et contrainte de cisaillement :

$$\dot{\gamma} = 1,705 \times \Omega$$

$$\tau = 0,5109 \times \theta$$

Où, Ω : Vitesse de rotation du rotor (en RPM) et θ : Lectures du rhéomètre (-).

On obtient alors un nuage de points. L'ajustement par régression de ce nuage de points aux modèles de Bingham (régression linéaire) et de Herschel-Bulkley (régression puissance) est réalisé via le logiciel « CEMENTICS », qui sera présenté dans le chapitre 4.

Cet ajustement sera utilisé pour choisir le modèle rhéologique adéquat pour chaque laitier.

3.7.1 Laitier de tête

Les figures (3-5), (3-6) et (3-7) montrent la variation de la contrainte de cisaillement par rapport au taux de cisaillement (les rhéogrammes) pour L1, L2 et L3. Elles incluent également les données expérimentales sous forme de nuages de points.

Pour les trois échantillons, les courbes ont une allure linéaire d'équation $y = ax^n + b$ (modèle de Bingham) pour l'une, et une courbe de puissance d'équation $y = ax^n + b$ pour l'autre.

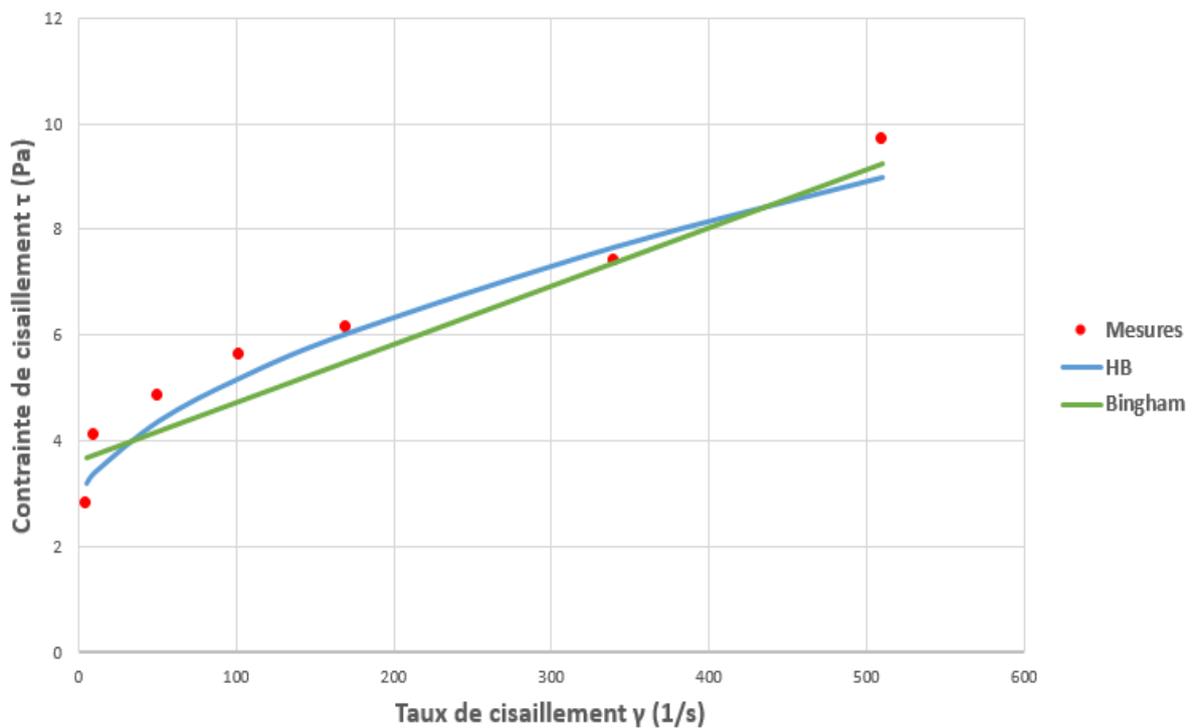


Figure 3-5 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier L1

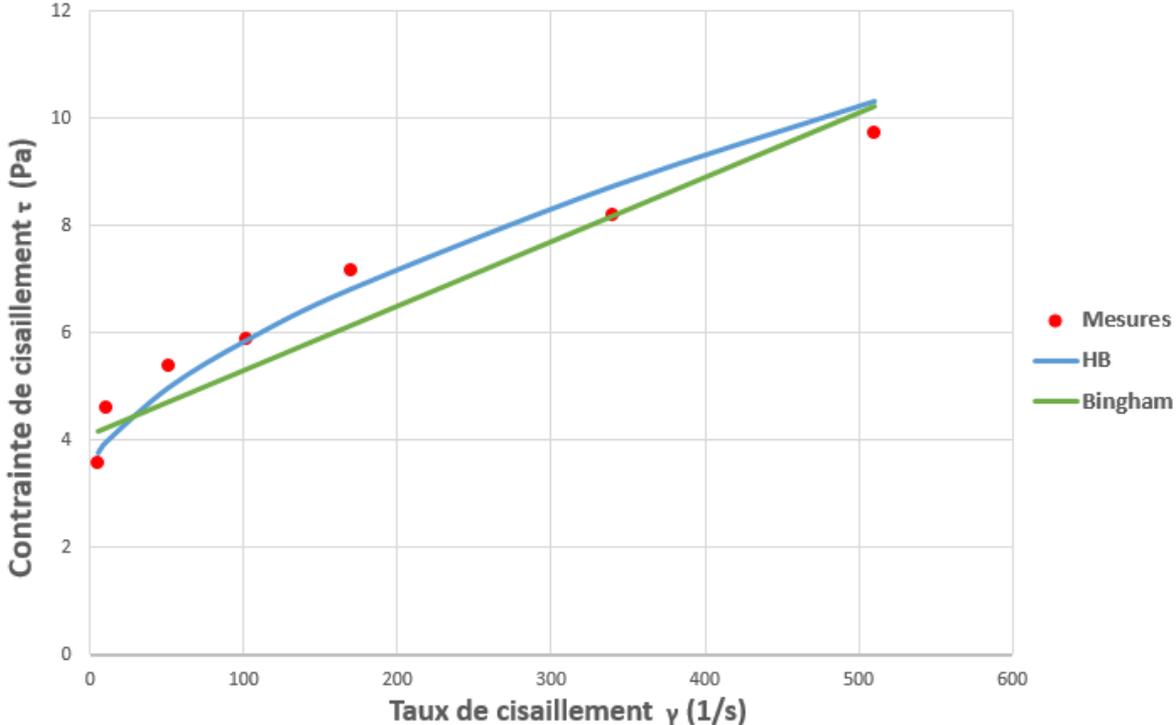


Figure 3-6 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier L2

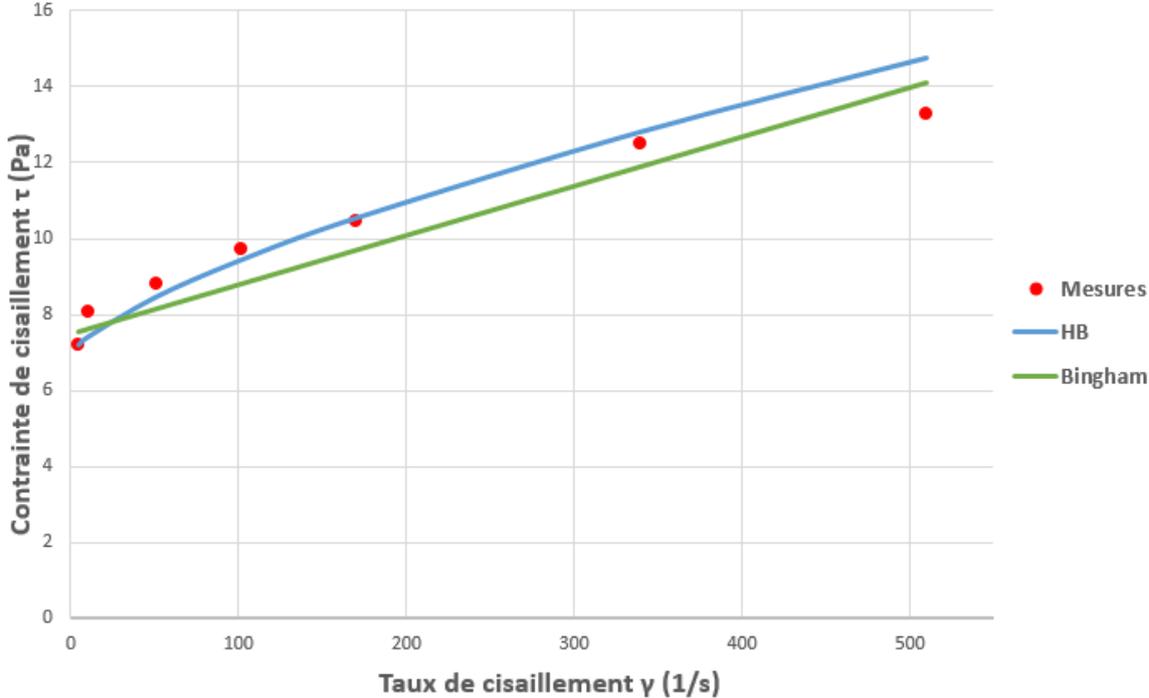


Figure 3-7 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier L3

Les coefficients de détermination (R^2) obtenus pour ces courbes déterminent le choix du modèle adopté : on admettra le modèle pour lequel le coefficient de détermination est le plus élevé. Ces coefficients et le choix résultant sont représentés dans le *tableau (3.3)*.

Tableau 3.3 : Coefficients de détermination et choix du modèle rhéologique des laitiers L1, L2 et L3

<i>Echantillon</i>	<i>L1</i>	<i>L2</i>	<i>L3</i>
<i>R² - linéaire (Bingham)</i>	0,912	0,908	0,895
<i>R² - puissance (Herschel-Bulkley)</i>	0,947	0,949	0,905
<i>Modèle choisi</i>	<i>Herschel-Bulkley</i> (en puissance)	<i>Herschel-Bulkley</i> (en puissance)	<i>Herschel-Bulkley</i> (en puissance)

Il est évident que malgré une proximité des coefficients de détermination, le R^2 associé au modèle de Herschel-Bulkley est supérieur à celui de Bingham.

Pour chaque échantillon, les paramètres rhéologiques et les équations d'écoulement selon le modèle choisi à l'aide du logiciel « CEMENTICS » sont représentées dans le *tableau (3.4)*

Tableau 3.4 : Equations d'écoulement des laitiers de tête selon le modèle choisi (Herschel-Bulkley)

Echantillon	L1	L2	L3
Equation $\tau = k\dot{\gamma}^n + \tau_y$	$\tau = 0,156 \times \dot{\gamma}^{0,59} + 2,8$	$\tau = 0,128 \times \dot{\gamma}^{0,64} + 3,4$	$\tau = 0,1 \times \dot{\gamma}^{0,7} + 6,9$

3.7.2 Laitier de finition

Les figures (3-8), (3-9) et (3-10) donnent la variation de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement (rhéogrammes) pour les échantillons T1, T2 et T3, en plus des points expérimentaux. La première courbe d'écoulement est une courbe de Bingham, tandis que la seconde est une courbe de Herschel-Bulkley.

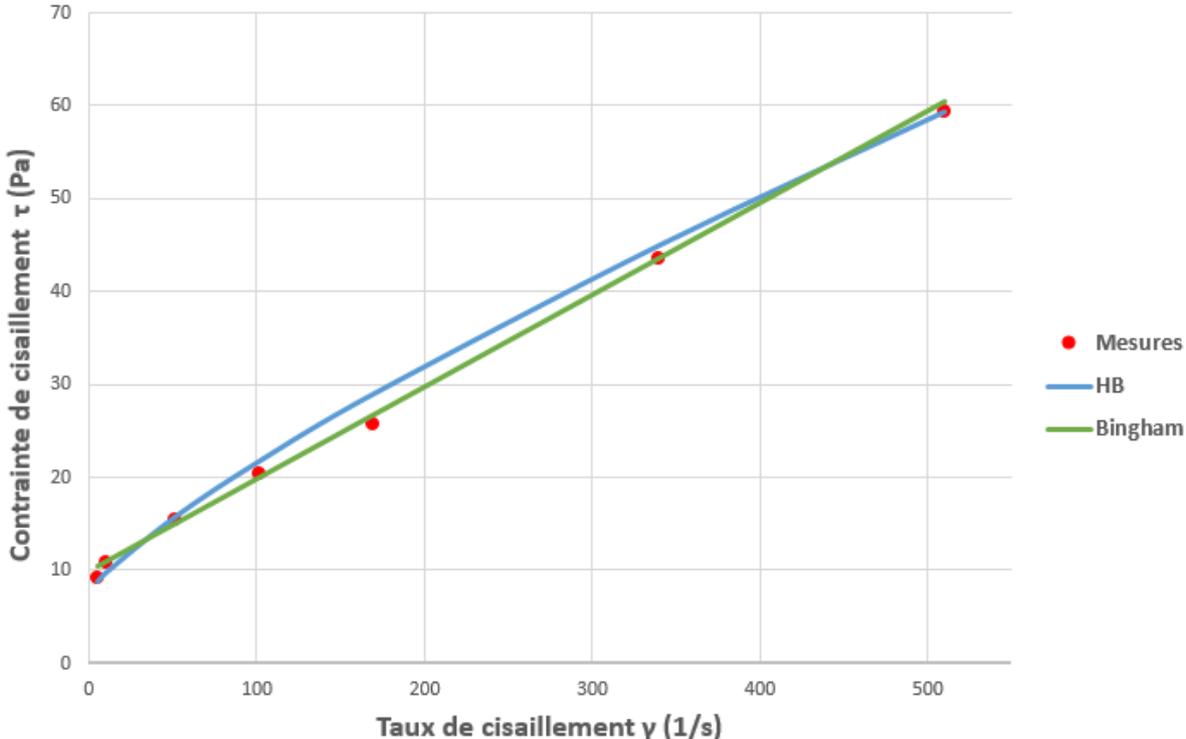


Figure 3-8 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier T1

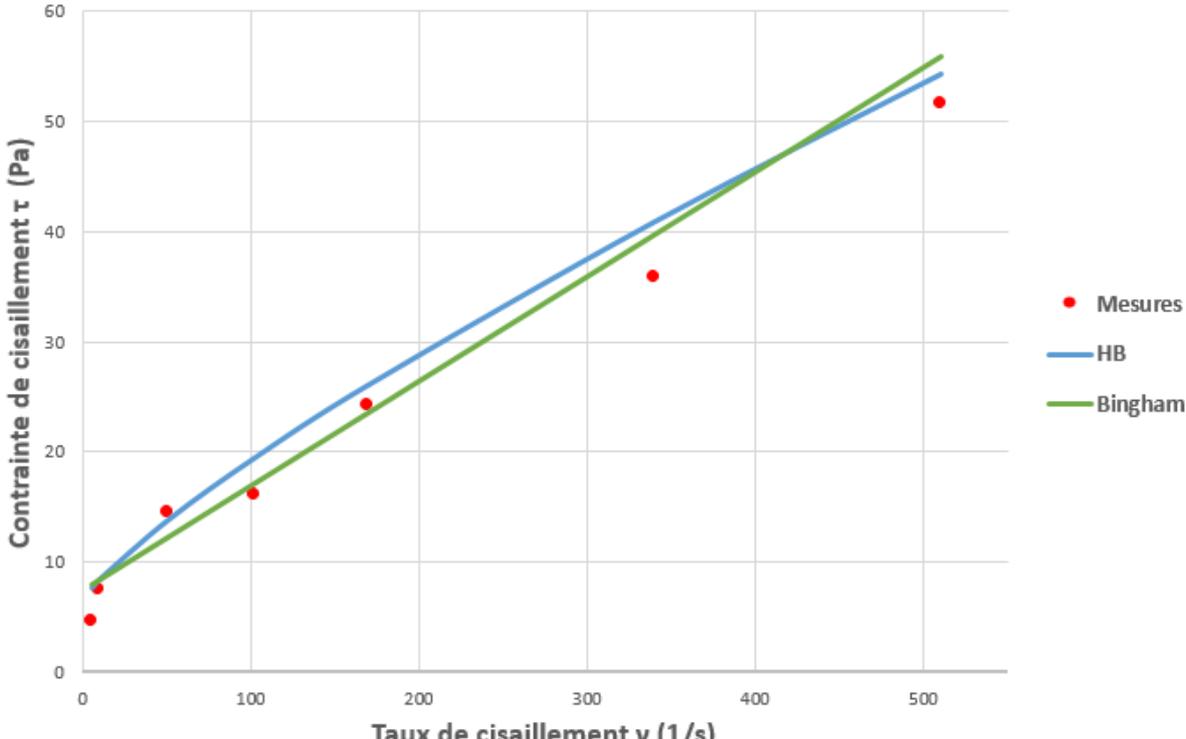


Figure 3-9 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier T2

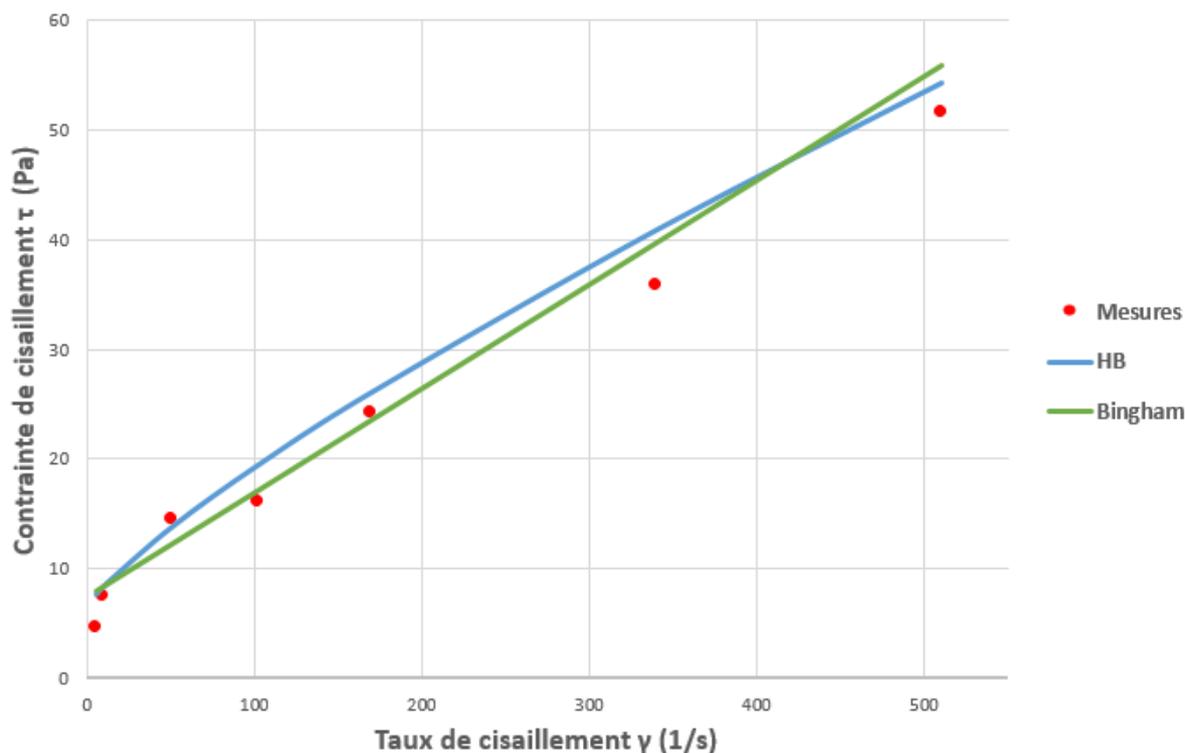


Figure 3-10 : Points expérimentaux et rhéogrammes du laitier T3

Les coefficients de détermination obtenus et le choix du modèle rhéologique sont comme suit (tableau 3.5):

Tableau 3.5 : Coefficients de détermination et choix du modèle rhéologique des laitiers T1, T2 et T3

Echantillon	T1	T2	T3
R ² - linéaire (Bingham)	0,998	0,969	0,989
R ² - puissance (HB)	0,992	0,964	0,983
Modèle choisi	Bingham (Linéaire)	Bingham (Linéaire)	Bingham (Linéaire)

Même si les coefficients de détermination restent proches, R² pour le modèle de Bingham est légèrement plus élevé que celui du modèle de puissance.

A l'aide de « CEMENTICS » les équations d'écoulement pour les trois échantillons sont donnés dans le Tableau 3.6.

Tableau 3.6 : Coefficients de détermination et choix du modèle rhéologique des laitiers T1, T2 et T3

Echantillon	T1	T2	T3
Equation $\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_y$	$\tau = 0,099 \times \dot{\gamma} + 9,9$	$\tau = 0,095 \times \dot{\gamma} + 7,4$	$\tau = 0,081 \times \dot{\gamma} + 6,7$

3.7.3 Effet des additifs sur la viscosité

On calcule la viscosité des laitiers par son équation

La figure (3-11) montre les courbes de variation de la viscosité en fonction du taux de cisaillement des trois échantillons de laitier de tête L1, L2 et L3.

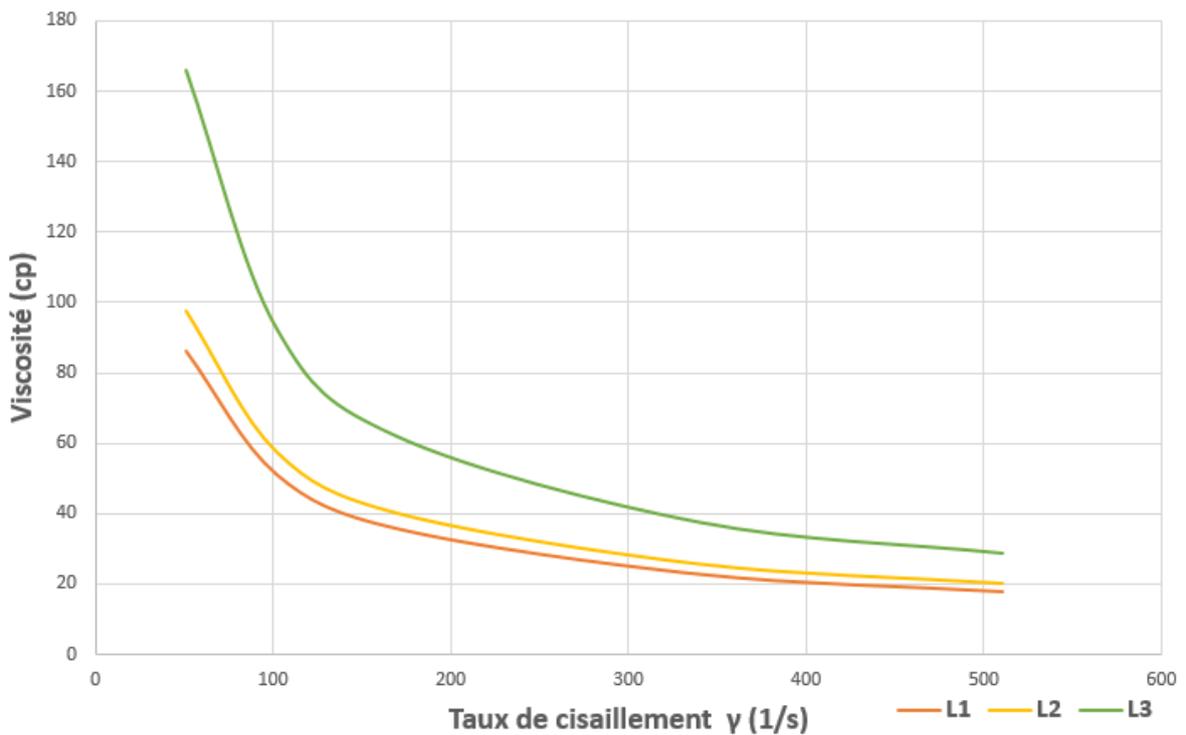


Figure 3-11 : Variation de la viscosité en fonction du taux de cisaillement des trois échantillons de laitier de tête

La figure (3-12) représente les courbes de variation de la viscosité en fonction du taux de cisaillement des trois échantillons de laitier de finition T1, T2, et T3 selon le modèle choisi (Bingham).

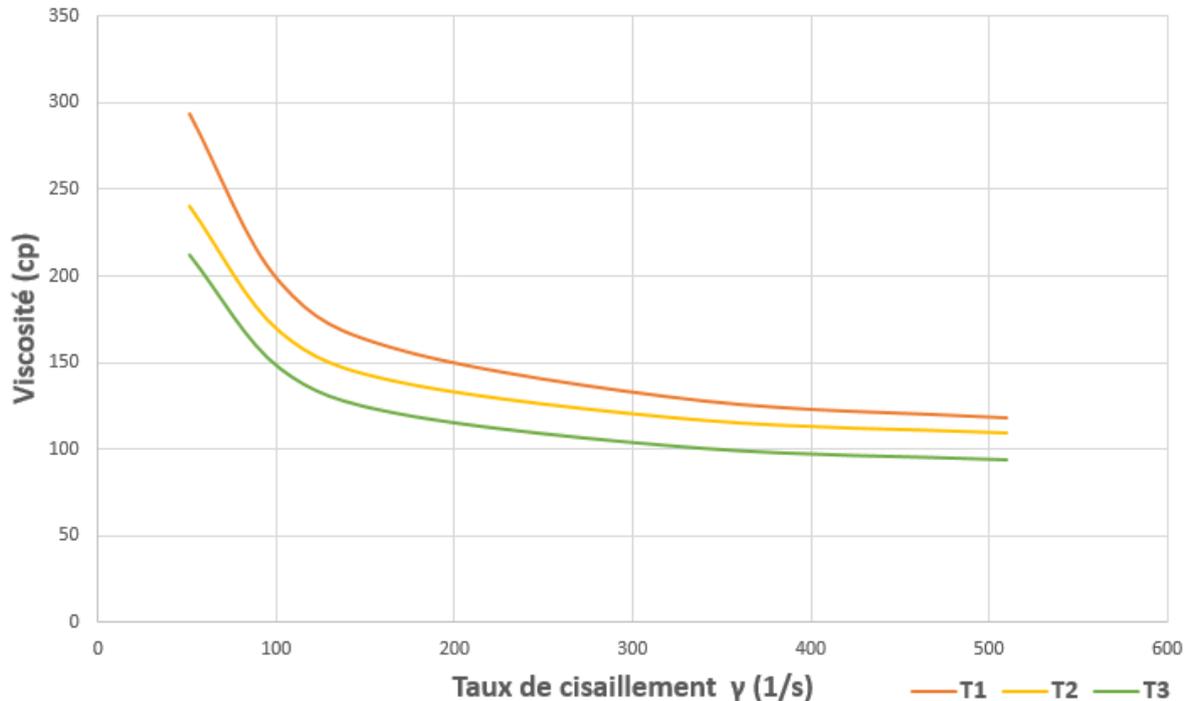


Figure 3-12 : Variation de la viscosité en fonction du taux de cisaillement des trois échantillons de laitier de finition

3.7.4 Interprétation des résultats

Pour le laitier de tête, les équations de viscosité des échantillons L1, L2 et L3 montrent que l'augmentation de la concentration de l'agent anti-sédimentation accroît significativement la viscosité. L1, avec la plus faible concentration d'agent anti-sédimentation, présente la plus faible résistance à l'écoulement, tandis que L3, avec la concentration la plus élevée, montre une viscosité bien plus importante, surtout à bas taux de cisaillement. Cela indique que plus l'agent anti-sédimentation est concentré, plus le laitier devient résistant à l'écoulement et visqueux, nécessitant plus de force pour initier le mouvement.

Pour le laitier de finition, les équations des échantillons T1, T2 et T3 révèlent que l'augmentation de la concentration de dispersant diminue la viscosité. T1, avec la concentration la plus faible de dispersant, a la plus grande résistance initiale à l'écoulement, tandis que T3, avec la concentration la plus élevée, montre la meilleure fluidité, avec une viscosité nettement réduite à faible taux de cisaillement. Ainsi, plus la concentration de dispersant est élevée, plus le laitier devient fluide et facile à pomper.

Remarques importantes

- Dans la suite du travail, et pour chaque échantillon, on s'appuiera sur le modèle rhéologique choisi pour les simulations.

- Les échantillons L1 et L2 ne seront pas pris en compte pour la suite du travail, car leurs contraintes seuil d'écoulement ne respectent pas une règle hiérarchique spécifique. Cette règle stipule que les contraintes seuil doivent être décroissantes selon l'ordre d'injection dans le puits. En d'autres termes, comme le spacer est injecté avant les laitiers, sa contrainte seuil doit être inférieure à celles des laitiers. Dans ce cas, la contrainte seuil du spacer est de 5,5 Pa. Par conséquent, les laitiers L1 et L2, ayant des contraintes seuil de 2,8 Pa et 3,4 Pa respectivement, ne respectent pas cette règle hiérarchique.

3.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mesuré les paramètres rhéologiques des différents échantillons en utilisant le rhéomètre CHAN-35 au niveau du laboratoire. Nous en avons conclu les modèles rhéologiques adéquats (Herschel-Bulkley ou Bingham) pour chaque laitier, et l'effet des additifs sur leurs rhéologies et leurs viscosités.

Les résultats obtenus seront utilisés par la suite pour choisir la meilleure combinaison de laitier de tête et de finition pour notre cas d'application.

Chapitre 4

Simulation de la cimentation via
CEMENTICS et interprétation des
résultats

Chapitre 4 : Simulation de la cimentation via CEMENTICS et interprétation des résultats

Introduction

Ce chapitre se concentre sur la simulation via le logiciel CEMENTICS du processus de cimentation du puit HMW-6 en utilisant les deux laitiers (de tête et de finition) préparés en laboratoire, et donc la détermination des paramètres hydrauliques, notamment le débit et la pression, nécessaires pour un bon nettoyage du puit et une bonne cimentation.

4.1 Présentation du logiciel

CEMENTICS est un logiciel complet d'outils avancés pour la conception et l'évaluation de la cimentation, offrant des simulations précises et des opérations de cimentation réussies, pour assurer une isolation zonale totale. Il modélise la variation de la densité et de la rhéologie en fonction de la pression et de la température. De plus, il possède plusieurs autres fonctionnalités.

4.2 Fonctionnalités principales

CEMENTICS possède plusieurs fonctionnalités précises qui facilitent l'étude et la simulation de la cimentation des puits pétroliers pour les ingénieurs, notamment (*SLB, 2014*) :

- Définir une géométrie de puits complexe.
- Modéliser le placement du ciment dans l'annulaire avec une précision maximale en utilisant le simulateur de déplacement de boue en 3D.
- Optimiser la conception du coulis en fonction du type, de la densité, de la pression et de la température.
- Calculer les exigences des tests en laboratoire.
- Gérer la simulation des fluides compressibles et incompressibles à mesure que la pression et la température varient.

Avec les avancées technologiques et les défis rencontrés lors des opérations de cimentation, il est devenu nécessaire de trouver des solutions plus adaptées, modernes et précises. C'est pourquoi SLB a développé le logiciel CEMENTICS. Ce logiciel utilise la méthode des éléments finis (FEM), permettant des simulations très précises et détaillées, et intègre des fonctionnalités supplémentaires, telles que la simulation du nettoyage du puits, ce qui n'est pas possible avec CemCADE ou CEMPRO+. Grâce à ces innovations, CEMENTICS offre des performances supérieures pour les puits profonds et complexes, garantissant des opérations de cimentation réussies et une isolation zonale complète.

La *figure (4-1)* présente l'interface du logiciel « CEMENTICS »

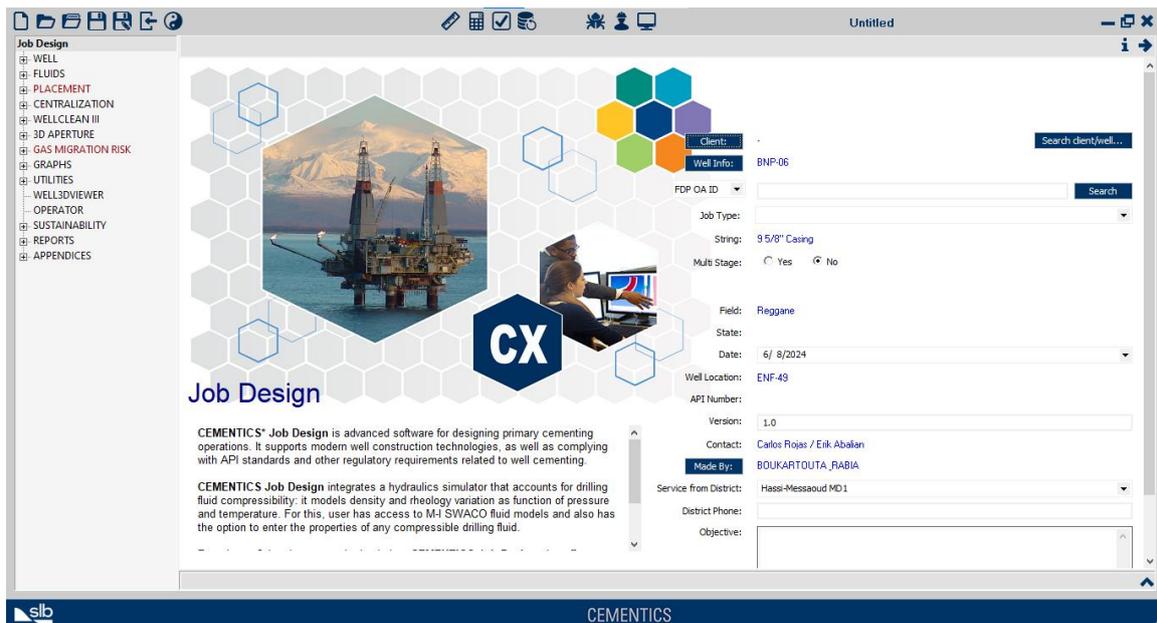


Figure 4-1 : Interface de CEMENTICS

4.3 Modélisation du puits

Pour la suite de la simulation, nous allons travailler sur la partie "Surface casing" du puits, de diamètre $9^{5/8}$.

4.3.1 Description du Rig

Tout d'abord, on doit préciser si l'opération de cimentation se déroule sur terre ou en mer, dans l'onglet « Well-Surface Description » (Figure 4-2). Pour les opérations terrestres, et afin d'améliorer la précision de la simulation, on doit décrire l'installation de la plate-forme de base (Rig).

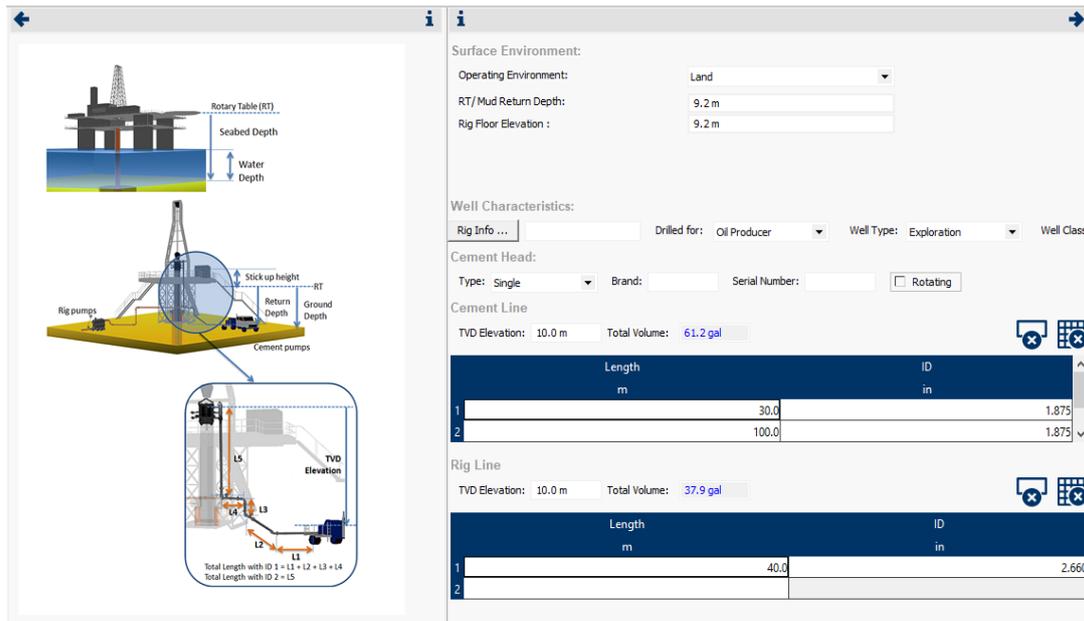


Figure 4-2 : Introduction des informations de la plateforme de base (Rig)

4.3.2 Description des Tubages

Dans CEMENTICS, toutes les définitions relatives aux tubages sont faites sur une seule page, « Well-Tubulars ». Dans cet onglet, on décrit la colonne de tubage actuelle (9^{5/8}) et les colonnes précédentes, ainsi que les propriétés des éventuels « Liner hangers ».

Les simulations nécessitent la description du tubage précédent (dans notre cas c'est le tubage 13^{3/8}) (Figure 4-3) uniquement pour savoir à quoi ressemble le chemin d'écoulement : on s'attend à ce que les fluides retournent à la surface entre le tubage actuel et le tubage précédent.

Previous String											
String Type	Top MD	Bottom MD	OD	Weight	Grade	ID	Collapse Pressure	Burst Pressure	Joint Length	# of Joints	
	m	m	in	lb/ft		in	psi	psi	m		
Casing	10.7	548.3	13 3/8	72.0	Q-125	12.347	2880	8410	12.2	44.09	

Figure 4-3 : Introduction des informations liées aux tubages précédents

La table « Current string » (Figure 4-4) décrit le tubage installé dans le puits pour l'opération de cimentation.

Current Casing / Liner / Drill Pipe										
String Type	Top MD	Bottom MD	OD	Weight	Grade	ID	Collapse Pressure	Burst Pressure	Joint Length	# of Joints
	m	m	in	lb/ft		in	psi	psi	m	
Casing	0.0	720.2	9 5/8	53.5	C-95	8.533	7340	9410	13.5	53.31
	720.2	2264.8	9 5/8	53.5	C-95	8.533	7340	9410	12.9	120.01

Figure 4-4 : Description du casing 9'' 5/8

Pour bien diriger le tubage à travers le puits et le protéger contre les dommages, il est nécessaire d'ajouter un sabot qui sera placé en bas du casing, à une profondeur de 2265 mètres.

4.3.3 Formation géologique de la roche

Le principal objectif des simulations de cimentation est de garantir qu'aucun incident de sécurité du puits ne se produise pendant l'opération et que les pertes de fluides dans la formation, en cas de faille ou de fracturation existante, soient réduites au minimum.

Sur l'onglet « Well-Formation », on peut définir la géologie de la roche forée et spécifier les pressions interstitielles ainsi que les pressions de fracturation à ne pas dépasser.

Nous aurons donc le schéma du puits ainsi que la géologie environnante (figure 4-5).

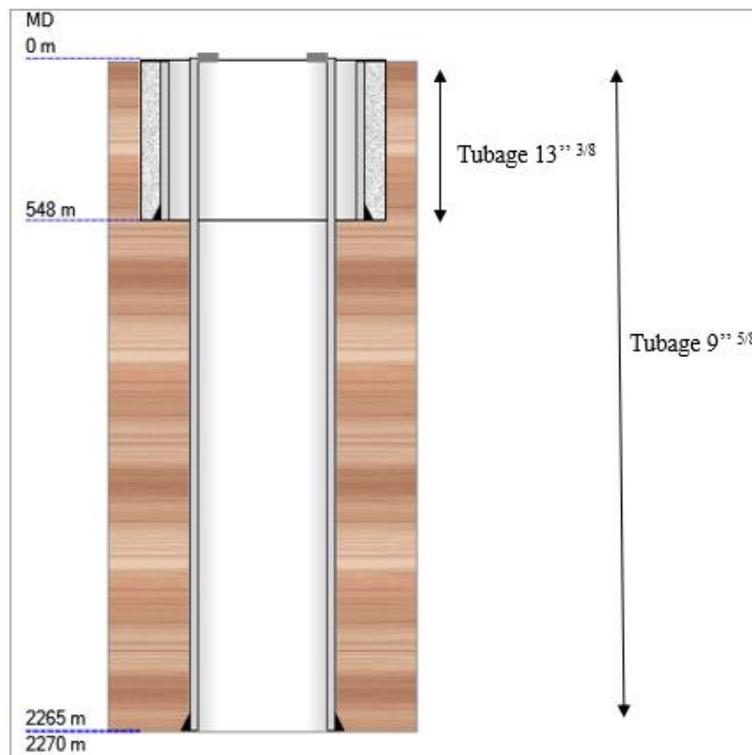


Figure 4-5 : Schéma du puits HMW-6 dans CEMENTICS

4.3.4 Création des fluides

On peut créer un nouveau fluide dans l'onglet « Fluids », avec le nom, le type et le sous-type sélectionnés.

Dans notre cas, nous allons créer une boue, un spacer et deux laitiers de ciment et rentrer les densités de tous ces fluides (*Figure 4-6*).

	Type	Fluid Name	Density kg/m3
1	Drilling	Boue de forage	1400.00
2	Spacer	Fluide intermediaire	1550.00
3	Slurry	Laitier de Tete	1700.00
4	Slurry	Laitier de finition	1900.00

Figure 4-6 : Création des fluides

La densité de la boue donnée par le client est de 1,4. Celle du laitier de finition est fixée à 1,9 en fonction des conditions de la formation, car le bas du tubage (le Shoe) doit être cimenté avec un laitier de cette densité.

4.4 Circulation de boue

Avant la simulation de la cimentation du puits, la circulation de la boue est nécessaire pour nettoyer et conditionner le puits, assurant ainsi une meilleure adhésion du ciment aux parois du puits pour une isolation zonale efficace.

Dans l'onglet « Placement-Design by objectives », on fait une simulation de la circulation de la boue WBM. Le graphique de la figure (4-7) illustre les variations des pressions caractéristiques en fonction de la profondeur lors de cette circulation.

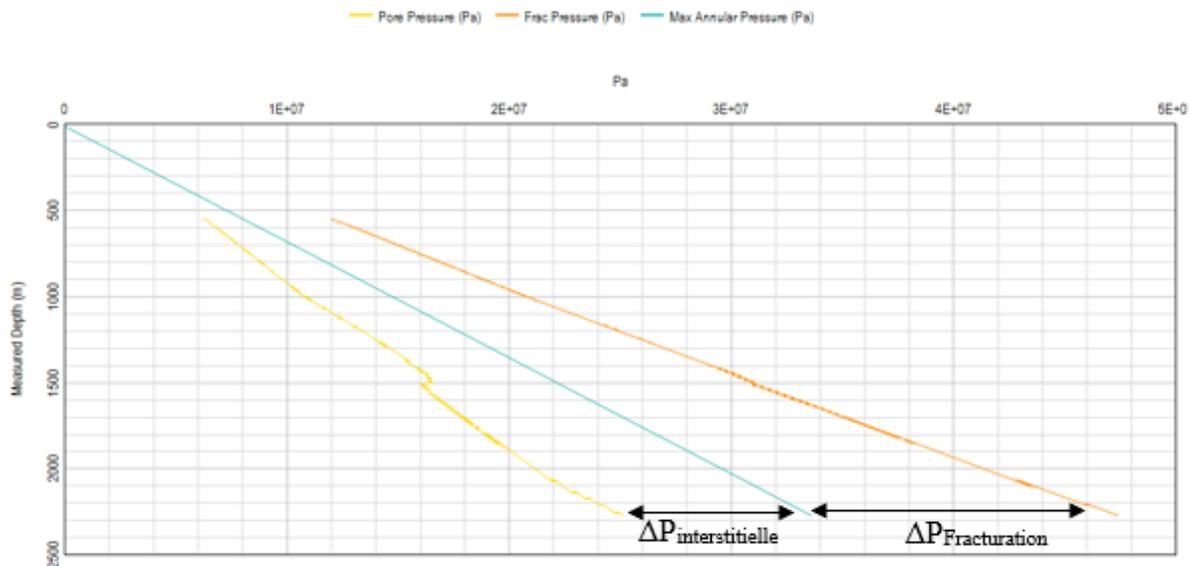


Figure 4-7 : Pressions dans le puits lors de la circulation de la boue

D'après le graphique ci-dessus, la courbe de pression dans le puits, en bleu, se situe entre les courbes de pression de fracturation et de pression interstitielle, ce qui démontre que la circulation de la boue se passe sans causer de problème de fracturation ou d'influx.

En outre, la différence de pression générée entre la pression du puits et celle de la formation pendant la circulation dépasse les 500 Psi (3,45 MPa), surpassant ainsi la marge de sécurité requise. Cela indique que nous pouvons en toute sécurité procéder à la simulation de cimentation.

4.5 Simulation de la Cimentation

4.5.1 Choix du laitier de finition

Dans notre cas d'étude, nous disposons de trois échantillons de laitier de finition : T1, T2 et T3. Il est donc nécessaire de trouver la combinaison adéquate avec le laitier de tête afin d'optimiser l'écart de pression entre la pression de fracturation et celle du puits.

Pour ce faire, nous allons à chaque fois faire une simulation de la cimentation, en fixant le laitier de tête L3 et en faisant varier le laitier de finition entre T1, T2 et T3. Les pressions dans le puits dans chaque cas sont illustrées dans la *figure 4-8*.

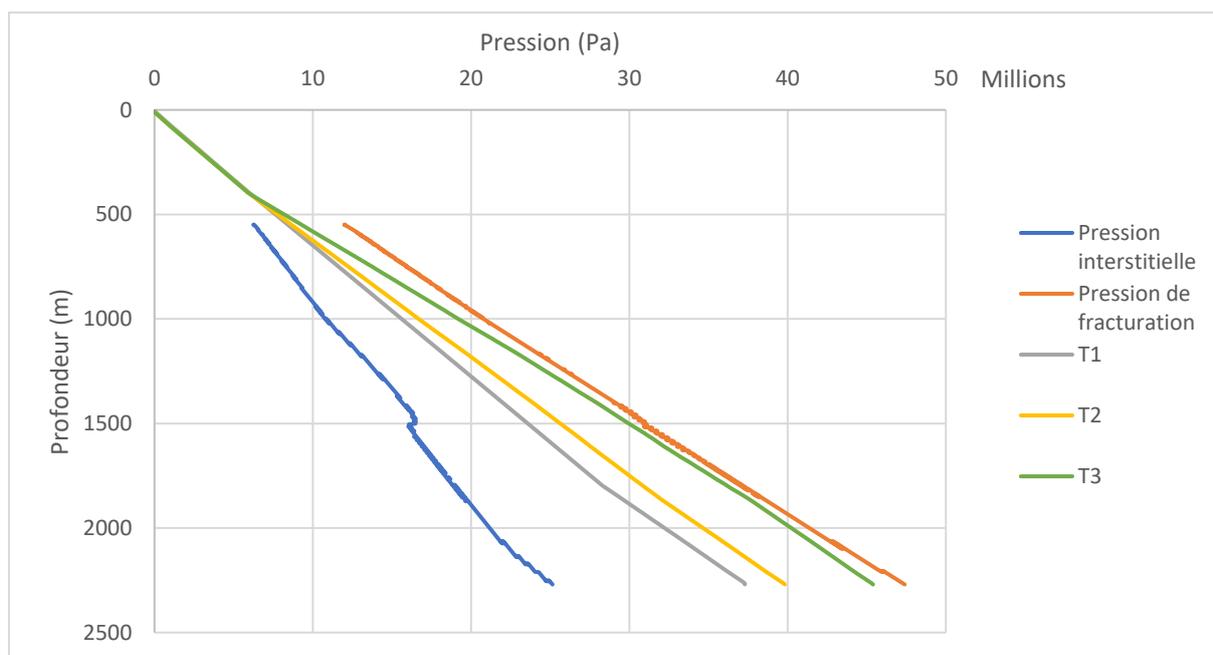


Figure 4-8 : Variation de la pression dans le puits pour chaque laitier

4.5.2 Interprétation

- La pression dans le puits en utilisant le laitier de finition T3, la courbe en vert, est le cas le plus défavorable en raison de son seuil d'écoulement de 6,7 Pa, qui est inférieur à celui du laitier de tête choisi L3 de 6,9 Pa. Les seuils d'écoulement doivent suivre une hiérarchie, c'est-à-dire que celui du laitier de tête doit être inférieur à celui de finition. Donc, pour déplacer correctement les laitiers, il est nécessaire d'augmenter le débit d'injection de la boue de forage, ce qui génèrera une pression plus élevée dans le puits, où :
 $\Delta P_{\text{Frac}} = P_{\text{Frac}} - P_{\text{Puit}} = 0,56 \text{ MPa}$ inférieure à la marge de sécurité de 3,46 MPa à la profondeur 1762 m.
- Les différences de pression sont présentées dans le tableau suivant, Mesurées à une profondeur de 551m. C'est le point où l'écart de pressions entre la pression de fracturation et celle dans le puits est le plus étroit, autrement dit, que la pression dans le puits est la plus proche de la pression de fracturation et la pression interstitielle.

Tableau 4.1 : Différences de pressions pour les laitiers T1 et T2

Laitier	ΔP_{Inter} (MPa)	ΔP_{Frac} (MPa)
T1	3,661	3,551
T2	3,765	3,385

- En comparant les différences de pression, celles du laitier T1 se situent dans la marge de sécurité, où les pressions de fracturation et interstitielles sont supérieures à 3,46 MPa, c'est-à-dire : $\Delta P_{inter} > 3,46 MPa$, et $\Delta P_{frac} > 3,46 MPa$
- **Donc, la meilleure combinaison de laitiers est le laitier L3 et le laitier T1.**

4.6 Test de pompabilité

Le test de pompabilité (aussi appelé « Thickening Time Test ») est la mesure du temps mis par le laitier, maintenu en agitation sous conditions de pression et de température, pour atteindre une consistance de 100 Bc. Il correspond à la durée pendant laquelle le laitier reste pompable dans des conditions de température et de pression normalisées. La prise du ciment est influencée par l'agitation, la température et la pression, ainsi que la température qu'il subira lors de son refoulement dans le puits.

Ce test est primordial pour déterminer le débit d'injection des laitiers de ciments. Pour un volume d'espace annulaire donné, le temps de pompage ne doit pas dépasser le temps mesuré par le test de pompabilité, au risque de compromettre toute l'opération de cimentation.

Les étapes du test sont, conformément à l'API RB10B-2, les suivantes :

1. Remplir la cellule par le laitier



Figure 4-9 Cellule du laitier

2. Éliminer les bulles d'air et installer la base de la cuve.
3. Nettoyer et sécher la cuve.
4. Régler les contrôleurs de température et de pression.
5. Mettre la cuve dans le consistomètre et démarrer le moteur.
6. Installer le potentiomètre et vérifier la consistance.
7. Installer la fermeture du cylindre et le thermocouple.

8. Ensuite, faut renverser la cellule, et lors du serrage, nous remarquerons une fuite d'huile en haut, cela veut dire que la cellule est bien remplie.
9. Démarrer les contrôleurs et l'enregistreur de graphique.
10. Entrer les données du puits et vérifier les contrôles.
11. Lancer le test.



Figure 4-10 : Consistomètre pressurisé Chandler Modèle 8340

4.6.1 Temps de pompabilité pour le laitier de tête

Le test de pompabilité du laitier de tête produit le graphique montré dans la figure (4-11).

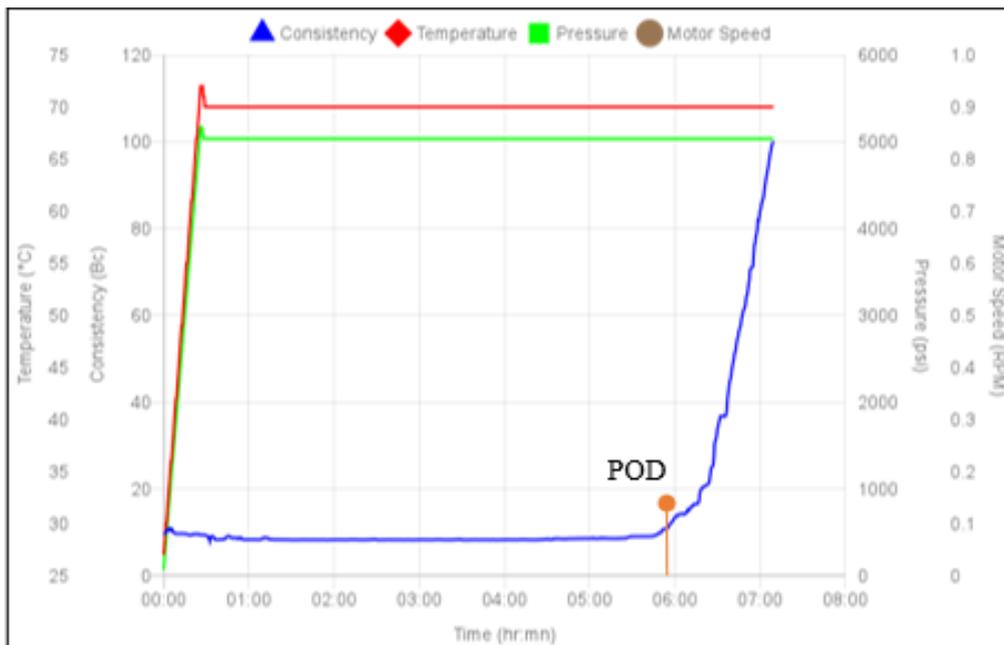


Figure 4-11 : Temps de pompabilité du laitier de tête

4.6.2 Interprétation

La courbe ascendante indique que le ciment continue de perdre de sa fluidité et de durcir au fil du temps. À chaque étape, la consistance augmente, montrant que le ciment est en train de se transformer d'un état fluide à un état plus solide.

On remarque que le point de départ (POD) où le ciment commence à geler est à 5 heures et 51 minutes.

Le temps de pompage du laitier est déterminé à partir de la courbe de consistance à 40Bc, équivalent à 6 heures et 36 minutes. Si ce temps est dépassé, le laitier de ciment devient trop épais pour être pompé efficacement.

Lorsque la consistance atteint 100Bc, cela indique généralement que le ciment a atteint une consistance très élevée, proche de la solidification complète. À ce stade, le ciment n'est plus pompable et est presque entièrement durci. Pour ce laitier, le temps nécessaire pour un durcissement complet est de 7 heures et 9 minutes.

4.6.3 Temps de pompabilité pour le laitier de finition

Le test de pompabilité du laitier de finition produit le graphique montré dans la figure (4-12).

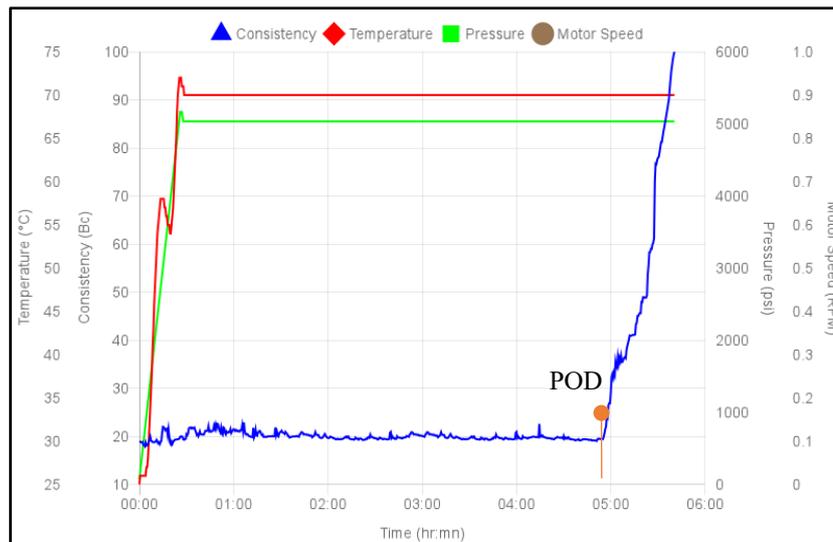


Figure 4-12 : Temps de pompabilité du laitier Finition

4.6.4 Interprétation

D'après le graphe ci-dessus, le laitier de finition commence à geler à partir de 4 heures et 56 minutes, presque une heure avant le gel du laitier de Tête.

Ce laitier reste pompable jusqu'à 5 heures et 11 minutes ou la courbe de consistance continue à augmenter jusqu'au durcissement complet du ciment à 100Bc qui correspond à 5 heures et 40 minutes.

Pour la simulation, on doit prendre en compte le temps de pompabilité le plus court entre les deux laitiers, qui est celui du laitier de finition, soit 5 heures et 11 minutes pour éviter les risques de durcissement prématuré de des laitiers.

4.6.5 Cimentation du puits

Dans l'onglet "Placement-Design by objective", on peut choisir les fluides à utiliser durant la cimentation

Dans ce cas, le client a exigé que le "Top Of Cement", qui fait référence au point le plus haut atteint par le ciment dans l'espace annulaire après une opération de cimentation, soit 150m en dessus du tubage $13^{3/8}$, ça veut dire jusqu'à 398m.

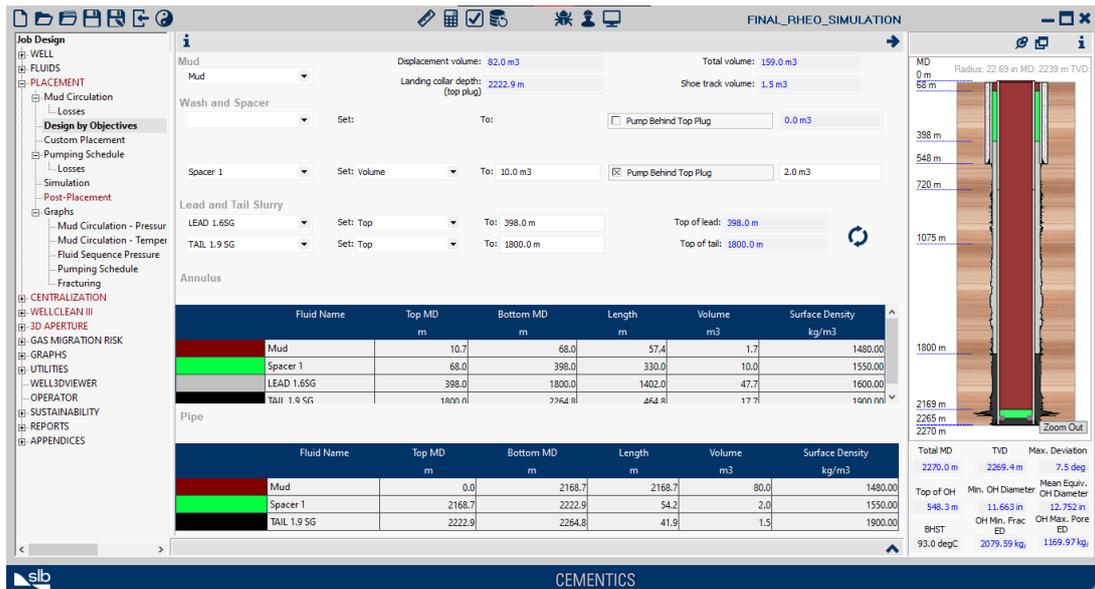


Figure 4-13 : Saisie des données pour la simulation de cimentation

Après l'exécution de la simulation, on a le schéma du puits cimenté présenté dans la figure (4-14) :

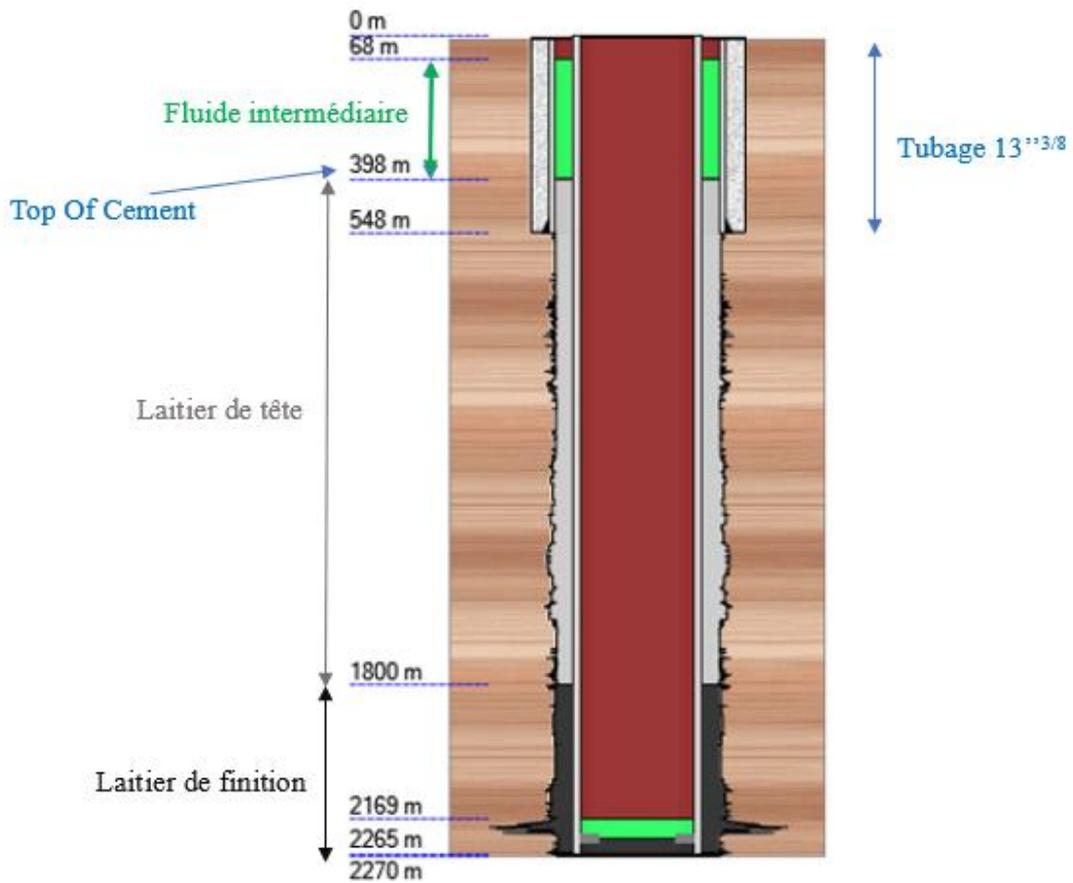


Figure 4-14 Schéma du puit HMW-6 après cimentation

On obtient donc la pression dans le puits (figure 4-15) :

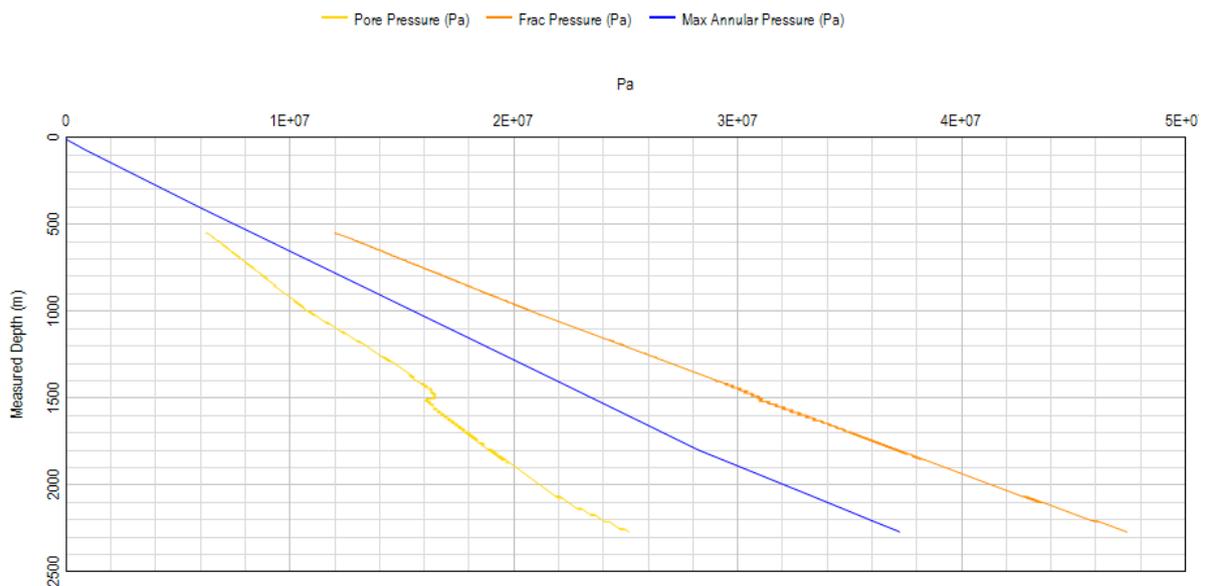


Figure 4-15 : Pression du puits en fonction de la profondeur

4.6.6 Interprétation

À chaque étape temporelle, on détermine le profil de pression tout au long du trajet de l'écoulement. Sachant que lorsque les fluides dans le tubage, notamment Fluide intermédiaire, et les laitiers de ciment, sont plus lourds que la boue dans l'annulaire, un déséquilibre se produit, ce qui fait que le débit de retour de la boue en surface dépasse le débit de d'injection, entraînant l'effet "U-tubing" qui sera expliqué et illustré dans la figure (4-16) suivante :

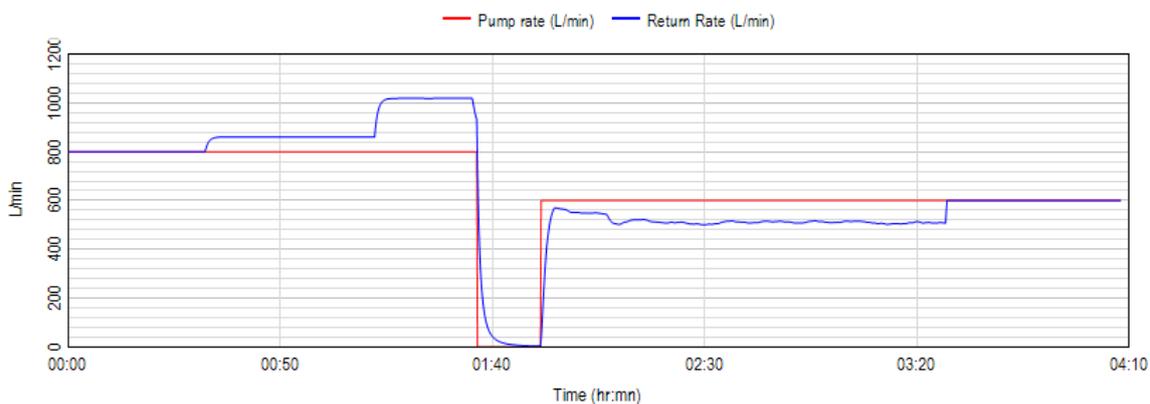


Figure 4-16 : Effet U-tubing

- Au début de la cimentation, le débit d'injection du spacer et celui de retour de la boue à la surface à travers l'annulaire sont égaux. Cela signifie que la quantité de fluide entrant dans le puits est équivalente à la quantité de fluide sortant, maintenant ainsi un équilibre stable.
- Lorsque le laitier de tête, plus dense, est introduit dans le puits, sa densité accrue crée une pression plus élevée. Cette pression supplémentaire pousse la colonne de fluide sous le laitier de tête à remonter plus rapidement, augmentant ainsi le débit de retour de la boue jusqu'à 860 L/min. Pendant ce temps, le débit d'injection du laitier de tête reste constant.
- À l'arrivée du laitier de finition, qui est encore plus dense que le laitier de tête, la pression hydrostatique de la colonne de fluide augmente encore. Cela accélère davantage le retour de la boue, faisant grimper le débit jusqu'à 1020 L/min.
- Cette augmentation rapide crée un vide au-dessus du laitier de finition, car le fluide au-dessus n'a pas le temps de remplir l'espace laissé par la boue qui remonte trop rapidement.
- Pour éviter toute fracture de la formation, l'injection est arrêtée temporairement jusqu'à ce qu'un équilibre hydrostatique entre les fluides dans le tubage et l'annulaire soit rétabli. Ce moment est marqué par une chute brusque du débit d'injection sur le graphique.

- Une fois cet équilibre atteint, l'injection de la boue reprend à l'arrière du laitier de finition, avec un débit réduit pour minimiser le risque d'approcher la pression de fracturation de la formation, étant donné que les laitiers sont plus denses.
- Le processus d'injection de la boue se poursuit jusqu'à ce que le niveau de cimentation souhaité soit atteint, tout en respectant le temps de pompabilité du laitier de finition qui est de 5 heures et 11 minutes qui est le temps minimal de prise entre les deux laitiers, mesuré au laboratoire.

4.7 Nettoyage du puits

L'onglet « Well Clean III » évalue l'efficacité du nettoyage en fournissant des données sur la répartition du ciment le long de l'annulaire. Il identifie les zones où le ciment n'a pas été correctement déposé et où des fluides indésirables pourraient persister, comme des boues de forage résiduelles. La figure (4-17) illustre la quantité des fluides présents dans l'espace annulaire à la fin de la cimentation en fonction de la profondeur.

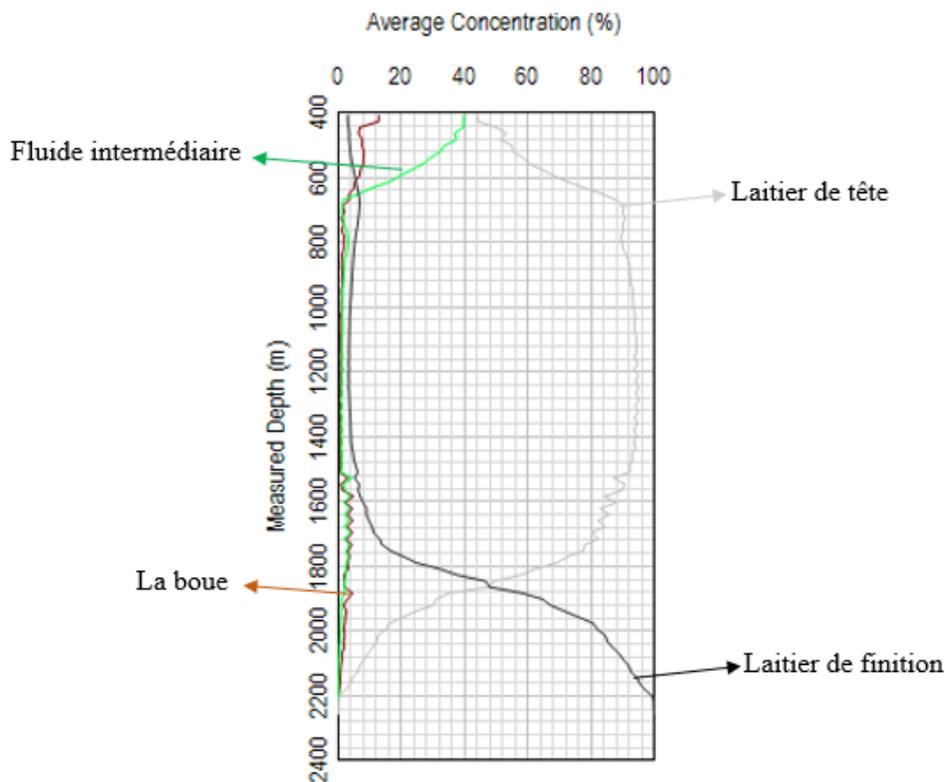


Figure 4-17 : Variation de la concentration des différents fluides en fonction de la profondeur

Les concentrations des différents fluides utilisés lors de la cimentation dans l'annulaire en profondeur 2270m sont présentés dans le tableau (4.2).

Tableau 4.2 : Concentration des différents fluides en profondeur 2270m

Fluide	Boue	Spacer	Laitier tête	Laitier Finition
Concentration (%)	0,239	0,098	0,926	98,735

À la profondeur de 2270 mètres, le pourcentage de laitier de finition dépasse 95% ce qui est significatif car il indique que le processus de cimentation dans cette section du puits a été efficace.

Le laitier de finition doit être présent en proportion élevée pour assurer une isolation adéquate entre la partie inférieure du tubage (Sabot) et la paroi du puits. Une proportion de laitier de finition supérieure à 95% suggère que la couche de ciment formée est dense et homogène, minimisant ainsi les risques de migration de fluides indésirables.

4.8 Conclusion

Le choix de la combinaison de laitier de Finition et de laitier de Tête est essentiel pour garantir une cimentation efficace du puits. Cette décision influence directement l'efficacité de l'isolation entre le tubage et la formation géologique, ainsi que la gestion optimale du débit et de la pression.

En parallèle, elle contribue à assurer un nettoyage approprié du puits, ce qui est important sécurisé le puits à long terme

Conclusion générale

Dans la cimentation des forages pétroliers, les défis techniques incluent la gestion de la qualité du ciment, les conditions de température et de pression élevées, l'intégrité zonale, et la durabilité à long terme. Ils nécessitent donc des solutions pour une bonne gestion de la cimentation des puits pétroliers

Notre stage chez SLB (Schlumberger) à Hassi Messaoud nous a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine de la cimentation des forages pétroliers. Plus précisément, notre travail sur la cimentation du puits HMW-6 a principalement porté sur la recherche des compositions de laitiers appropriées à la phase 9^{5/8} pour assurer une cimentation efficace et de qualité.

Tout d'abord, nous avons examiné les principes fondamentaux de la cimentation des puits afin de clarifier sa définition, son processus d'exécution et les types de fluides employés pendant la cimentation qui comprennent typiquement de boue de forage, fluide intermédiaire et de laitier de ciment et des additifs qui visent à réguler leurs caractéristiques. Nous avons examiné en détail les paramètres hydrauliques essentiels qui influent sur la cimentation des puits. Cela inclut la pression d'injection du ciment, le débit de circulation du fluide de cimentation, ainsi que la rhéologie du mélange cimentaire.

Des laitiers ont été préparés au laboratoire de SLB en respectant les recommandations pratiques de l'API. Plusieurs compositions de laitiers ont été élaborées : des laitiers de tête et de finition et ceci en ajustant les concentrations d'agent anti-sédimentaire pour optimiser la rhéologie du laitier de tête, et en réduisant les additifs dispersants pour améliorer la rhéologie du laitier de finition. Les laitiers étant des fluides non newtonien un rhéomètre CHAN-35 a été utilisé pour la mesure de leur viscosité, afin d'étudier leurs comportements déterminer le modèle rhéologique le plus approprié pour chaque type de laitier.

Enfin, en utilisant le logiciel CEMENTICS développé par SLB, nous avons analysé le comportement des laitiers dans le forage, en évaluant les pressions et les pertes de charge générées. C'est ainsi que nous avons sélectionné les compositions de laitiers appropriées pour le puits HMW-6, assurant une isolation efficace pour protéger les tubages et maintenir leur position, tout en optimisant le nettoyage du puits.

Bibliographie

- Abou Alfa, K., Harkouss, R., & Khatib, J. (2019). "*Siderite As A Weighting Material In Drilling Mud.*" BAU Journal - Science and Technology, 1(1), Article 1.
- Comité des Techniciens, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel. (1982). "*Drilling Mud and Cement Slurry Rheology Manual.*" French Oil and Gas Industry Association Publications Series, édition illustrée. Paris: Editions TECHNIP. ISBN 2710804204, 9782710804208.
- DeBruijn, Gunnar. *Common Well Cementing Problems and Solutions*. Pegasus Vertex, Inc., 2021.
- Faith A. Morrison (2001). "*UNDERSTANDING RHEOLOGY.*" Michigan Technological University.
- Hamidi, M. & Rabia, M. (2019). "*Conception d'un module de calcul des pressions et des débits dans l'annulaire lors de la cimentation d'un puits de forage (Mémoire de fin d'étude).*" ENP.
- Hawker, D. (2001). "*DATALOG DRILLING FLUID HYDRAULICS MANUAL.*"
- Khodja, M. (2008). "*Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales (Thèse de doctorat).*" Université Louis Pasteur Strasbourg.
- Li, J., et al. (2014). "*A new type of whole oil-based drilling fluid.*" GWDC Engineering Research Institute. Panjin 124010, China.
- Liao, M., Wang, Y., Ma, J., Liu, Z., & Ji, C. (2023). "*Calculation of Cementing ECD for Well Annuli with Narrow or Varied Radial Sizes.*" Research Article, 1-10. School of Mechanical Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing, China.
- Liu, G. (2021). "*Applied well cementing engineering.*" Gulf Professional Publishing.
- Nelson, E.B., & Guillot, D. (2006). "*Well Cementing, second edition.*" Schlumberger. ISBN: 9780978853006.
- Nguyen, J.P. (1993). "*Forage, technique d'exploitation pétrolière.*" Technip. ISBN: 9782710810759.
- Papo, A. (1988). "*Rheological models for cement pastes.*" Materials and Structures/Matériaux et Constructions, 21, 41-46. Département de Science des Matériaux, Istituto di Chimica, Université de Udine, Viale Ungheria, 43, 33100 Udine, Italie.
- Présentation du logiciel CEMENTICS téléchargeable sur : <https://www.slb.com/-/media/files/ce/product-sheet/cementics-ps.ashx>
- Saasen, A., & Ytrehus, J. D. (2020). "*Viscosity Models for Drilling Fluids—Herschel-Bulkley Parameters and Their Use.*" Department of Energy and Petroleum Engineering, University of Stavanger; SINTEF Industry.