N° Ordre...../FHC/UMBB/2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des **H**ydrocarbures et de la **C**himie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de Master

Présenté par

AOUMEUR Fatiha

Filière : Hydrocarbures
Spécialité : Génie pétrolier – Forage des puits des hydrocarbures

---

Thème : Prédiction des caractéristiques mécaniques et physiques du laitier de ciment pétrolier en présence des nano-silice et nano-argile dans des conditions HTHP

Devant le jury :

BELIMANE Zakariya	MC/A	UMBB	Président
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Encadrant
OURLIS Menad	Ingénieur	ENTP	Examinateur

Année Universitaire : 2022/2023

Résumé

Ce travail de recherche met en évidence l'importance critique de la cimentation dans les opérations de forage, notamment dans des conditions de haute température et haute pression (HTHP). L'utilisation prometteuse de nanomatériaux tels que la nano-silice et la nano-argile pour améliorer les performances des ciments est explorée spécifiquement pour les environnements HTHP. Des modèles prédictifs novateurs basés sur des réseaux de neurones récurrents (RNN) ont été développés pour estimer avec précision les caractéristiques des coulis de ciment modifiés. Ces modèles offrent une approche prometteuse pour l'industrie pétrolière et gazière, permettant des applications pratiques dans des scénarios HTHP. En incorporant ces nanomatériaux, l'optimisation des ciments devient cruciale pour faire face aux défis posés par les conditions HTHP. La prédiction fiable des paramètres physiques et mécaniques à l'aide des RNN renforce davantage la capacité à adapter les formulations de ciment aux environnements HTHP. Cette recherche souligne l'importance de l'utilisation des nanomatériaux et de la modélisation prédictive pour améliorer les performances des ciments et répondre aux exigences des opérations de forage HTHP.

Mots clés : Cimentation pétrolière, Haute température, Haute pression, Nano-silice, Nano-argile, Modèles prédictifs, Réseaux de neurones artificiels, Paramètres physiques et mécaniques des coulis de ciment.

Abstract

This research work highlights the critical importance of cementing in drilling operations, especially under high-temperature and high-pressure (HTHP) conditions. The promising use of nanomaterials such as nano-silica and nano-clay to enhance cement performance is explored specifically for HTHP environments. Innovative predictive models based on Recurrent Neural Networks (RNN) have been developed to accurately estimate the characteristics of modified cement slurries. These models offer a promising approach for the oil and gas industry, enabling practical applications in HTHP scenarios. By incorporating these nanomaterials, the optimization of cements becomes crucial in countering the challenges posed by HTHP conditions. The reliable prediction of physical and mechanical parameters using RNNs further strengthens the ability to tailor cement formulations for HTHP environments. This research emphasizes the significance of utilizing nanomaterials and predictive modeling to enhance cement performance and meet the demands of HTHP drilling operations.

Keywords : Oil well cementing, High temperature, High pressure, Nano-silica, Nano-clay, Predictive models, Artificial neural networks, Physical and mechanical parameters of cement slurries.

ملخص

هذا العمل العلمي يؤكد اهمية استخدام المواد النانونية (متناهية الصغر)- نانو-سيليكا، نانو-طين- والنمذجة التوقعية باستخدام الذكاء الاصطناعي (الشبكات العصبية الصناعية) لتحسين الخصائص الفيزيائية والميكانيكية للاسمنت البترولي وتلبية متطلباته في ظروف عالية الضغط والحرارة خاصة وان عملية التسمين تلعب دورا حاسما في تحديد مدة صلاحيية البئر

كلمات مفتاحية: تسمين آبار النفط، درجة حرارة عالية، ضغط عالي، نانو-سيليكا، نانو-طين، نماذج توقعية، شبكات عصبية اصطناعية، المعلمات الفيزيائية والميكانيكية لخلطات الأسمنت

Remerciements

Je remercie dieu **ALLAH** le tout puissant et le miséricordieux pour m'avoir doté de la force et de la patience nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

Je souhaite exprimer ma gratitude sincère envers mon encadrant, Monsieur **Khaled BENYOUNES**, pour avoir supervisé ce travail et pour les encouragements constants qu'il m'a prodigués. Je suis vraiment heureuse d'avoir l'opportunité de lui transmettre mes remerciements les plus sincères.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à tous les membres du jury qui ont accepté de devenir examinateurs de ce manuscrit. Mes sincères remerciements vont à tous mes enseignants qui m'ont accompagnée tout au long de mon parcours universitaire au sein de la faculté des hydrocarbures et de la chimie (Ex INH) de l'université M'Hamed Bouguerra.

Je tiens également à exprimer ma gratitude envers le personnel de **l'ENTP,** en particulier **M. Abedelmalek LAICHE**, **M. Sofiane AOUMEUR** et **M. LAARBI Slimane**, pour leur soutien précieux tout au long de ma période de stage MSP.

Je ne saurais terminer sans exprimer ma reconnaissance envers mes aimables parents, ainsi que mes frères et ma sœur, pour leur soutien indéfectible au cours de ces années.

J'exprime ma gratitude envers les personnes qui viendront me soutenir et partager ma joie le jour de la soutenance.

"La grandeur d'une personne se mesure à sa capacité à offrir au monde autant qu'elle a reçu, sans attente de reconnaissance ni de récompense."

Dédicaces

Je souhaite dédier ce modeste travail à la communauté scientifique, en reconnaissance de son apport essentiel à la recherche et à la connaissance.

Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude envers mon cher père Benaissa, qui incarne la force, la sagesse et la persévérance. Son exemple inspirant m'a guidé tout au long de ce parcours académique.

À ma tendre mère Yamina, je dédie cette réalisation en reconnaissance de sa bienveillance et de sa douceur qui ont été des sources d'encouragement et de réconfort constants.

Ma chère sœur Mokhtaria sa présence chaleureuse et son soutien constant ont illuminé mon chemin et ont été d'une importance capitale dans cette réalisation.

Mes chers frères Mohamed, Oussama et Younes, sa votre présence fraternelle a été un réconfort précieux et une source de force inestimable tout au long de ce parcours.

Je souhaite également dédier ce travail à mon enseignante de primaire, Madame AYAD Aicha, qui m'a fourni les bases nécessaires pour parvenir jusqu'à ce jour. Sa contribution et son soutien ont été essentiels dans mon parcours académique.

Je souhaite également dédier ce travail à mes chères amies Khadidja, Asmaa ,Fatma et Douaa, ainsi qu'à mes chères cousines Nora et Khadidja. Leur amitié, leur soutien et leur encouragement ont été d'une valeur inestimable tout au long de ce parcours. Leur présence et leur soutien m'ont motivée et inspirée à donner le meilleur de moi-même. Je leur suis profondément reconnaissante pour leur amitié précieuse.

Table de matière

Résumé

Remerciements

Dédicaces

Introduction générale 1

Chapitre 1 : Généralités sur les puits HPHT

1.1 Introduction 4

1.2 Définition 4

1.2.1 Classification des puits HPHT : 4

1.3 Les défis rencontrés dans les puits HTHP 5

1.3.1 Défit de température [22] 5

1.3.2 Défis de pression [22] 6

1.3.3 H_2S et CO_2 [4] 8

1.4 Design des puits HPHT [4] 9

1.5 Le potentiel prometteur des puits HTHP en Algériepuits HTHP en Algérie... 11

1.6 Conclusion 12

Chapitre 2 : Concepts et revues de littérature sur la cimentation des puits pétroliers

2.1. Introduction 14

2.2. Définition de la cimentation de puits et ses fonctions principales 14

2.2.1. Les principales fonctions du ciment peuvent être résumées comme suit 14

2.2.2. Classes API ciment [5] 14

2.2.3. Propriétés du ciment 16

2.2.4. Additifs de ciment conventionnels 17

2.3. Types de laitiers 18

2.3.1. Laitiers à base de ciment uniquement 18

2.3.2. Laitiers allégés 19
2.3.3. Laitiers denses ou alourdis 19
2.3.4. Laitiers pour températures élevées 19
2.3.5. Laitiers thixotropes 19
2.3.6. Laitiers gas-tight 19
2.4. Cimentation primaire : 19
2.5. Cimentation défectueuse : 21
2.6. Cimentation secondaire 21
2.7. Paramètre de contrôle de la cimentation 22
2.8. Cimentation des puits HTHP : 27
2.9. Conclusion : 30

Chapitre 3 : Effet de la température sur les caractéristiques du ciment pétrolier classe G

3.1. Introduction 31
3.2. Ciment classe G 31
3.2.1. Clinker : 31
3.2.2. Le CaSO4 : 32
3.2.3. Les caractéristiques du ciment pétroliers classe G : 33
3.3. Effet de la température d'hydratation sur la microstructure du ciment pétrolier classe G 33
3.3.4.1. Comment la haute température et la haute pression affectent-elles le processus d'hydratation du ciment de classe G ? .....
3.4. Etude de l'effet de la température sur les propriétés du ciment pétroliers classe G : 43
3.5. Résumé de l'effet de la température sur les caractéristiques du ciment pétroliers classe G : 46
3.6. Solutions proposées pour prédire de l'effet de l'augmentation de la température sur les caractéristiques du ciment pétrolier classe G : 47
3.7. Conclusion : 48

Chapitre 4 L'utilisation du nano-silice et nano-argile pour l'amélioration des performances du ciment

5.1. Introduction 50

5.2. L'utilisation de la nanotechnologie dans le domaine pétrolier 50

5.3. Application de la nanotechnologie dans la cimentation pétrolière 51

5.3.1. Améliorer les performances du ciment 52

5.3.2. Les types des nanomatériaux utilisés dans la cimentation pétrolière 53

5.3.3. Les avantages de l'utilisation des nanotechnologies dans la cimentation pétrolière 54

5.4. L'utilisation des nanosilice dans la cimentation pétrolière pour puit HTHP .. 54

5.5. Utilisation des nanoargile dans la cimentation pétrolière pour puit HTHP 57

5.6. L'effet de l'ajout combiné de la nanosilice et les nanoargiles sur les performances du ciment pétrolier classe G 59

5.7. Limite d'utilisation des nanosilice et nanoargile dans la cimentation de puit HTHP 59

5.8. Conclusion 60

Chapitre 05 Prédiction des caractéristiques mécaniques et physiques du laitier de ciment pétrolier en présence des nano-silice et nano-argile

5.1 Introduction 61

5.2 Intelligence artificielle en forage 61

5.2.1 Définition 61

5.2.2 Réseau de neurones artificiels RNA 61

5.2.2.1 Définition 61

5.2.3 Architecture du réseau de neurones artificiels 62

5.2.4 Types d'agencements de neurones artificiels 63

5.3 Réalisation de système de prédiction 63

5.3.1. Présentation des logiciels utilisés 63

5.3.2.1. MATLAB 63

5.3.2.2. EXCEL 64

5.3.2. Collecte des données 64

5.3.3. Traitement et analyse des données 69

5.3.3.1. Détermination des Outliers 69

5.3.3.2. Minimisation de nombres de données d'entrés 69

5.3.3.3. Normalisation des données 70

5.3.4. Approche novatrice pour la prédiction des caractéristiques mécaniques du ciment pétrolier de classe G 70

5.3.4.1. Construction du réseau de neurone 71

5.3.4.2. Optimisation de la précision des modèles neuronaux 71

5.3.4.3. Développement des modèles prédictifs du caractéristiques mécaniques et physiques du ciment pétrolier classe G 73

5.3.4.4. Fonction de transfert utilisée 73

5.3.4.5. Les fonctions des paramètres mécaniques et physiques normalisés 74

5.3.5. Développement d'algorithmes pour les modèles prédictifs des propriétés mécaniques et physiques de notre ciment 74

5.3.5.1. Import des données et déclaration des entrées 74

5.3.5.2. Création du réseau de neurones..... 75

5.3.6. Simulation du modèle 75

5.3.5.3. Numérisation des fonctions de chaque paramètre..... 82

5.3.5.4. Limite d'utilisation des modèles de neurones réalisés 83

5.3.5.5. Comparaison des valeurs des paramètre prédites et réel 84

5.4 Etude de sensibilité du modèle de réseau de neurones..... 87

5.5 Conclusion..... 89

Conclusion générale 90

Perspectives

Références

Liste des figures

Chapitre 1

Figure 1-1 : Classification des puit HTHP
Figure 1-2 : Le Gradient géothermique de la terre
Figure 1-3 : Le gradient de pression

Chapitre 2

Figure 2-1 : Outil de mesure CBL- VDL
Figure 2-2 : Mesure CBL
Figure 2.3 : Mesure VDL
Figure 4 : L'outil de l'USIT

Chapitre 3

Figure 3-1 : Nodule de clinker à la sortie du four

Figure3-2 : Nodule de clinker habituel après refroidissement

Figure 3-3 : Schéma de récapitulatif de l'hydratation de deux grains de ciment

Figure 3- 4 : Hydratation des constituants de la pâte de ciment durcie à la température ambiante

Figure 3-5 : diffractomètre à rayon X

Chapitre 4

Figure 4.1 : Rapport [surface / volume] d'un même volume

Figure 4-2 : Pourcentage des investigations menées sur les nanoparticules dans l'industrie pétrolière et gazière

Figure 4.3 : photographies SEM de nan- SiO_2

Chapitre 5

Figure 5-1 : Données avec les valeurs aberrantes

Figure 5-2 : Données après élimination des valeurs aberrantes

Figure 5-3 : Structures de réseau de neurones

Figure 5-4 : Fonction de transfert Tangsig

Figure 5-5 : Apprentissage du simulateur

Figure 5-6 : Performance de la simulation

Figure 5-7: Apprentissage du simulateur

Figure 5-8 : Performance de la simulation

Figure 5-9 : Apprentissage du simulateur

Figure 5-10 : Performance de la simulation

Figure5-11 Apprentissage du simulateur

Figure 5-12 : Performance de la simulation

Figure 5-13 : Comparaison Rc réel et prédite.

Figure 5-14 : Relation Rc réel et prédite.

Figure 5- 15 : Comparaison Rt réel et prédite.

Figure 5-16 : Relation Rt réel et prédite.

Figure 5-17 : Comparaison perméabilité réel et prédite.

Figure 5-18 : Relation perméabilité réel et prédite.

Figure 5-19 : Comparaison porosité réel et prédite.

Figure 5-20 : Relation porosité réel et prédite

Figure 5-21 : Effet relatifs des variables d’entrés sur la résistance à la compression prédite.

Figure 5-22 : Effet relatifs des variables d’entrés sur la résistance à la traction prédite.

Figure 5-23 : Effet relatifs des variables d’entrés sur la perméabilité prédite.

Figure 5-24 : Effet relatifs des variables d’entrés sur la porosité prédite.

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1-1: La classification des puits HPHT par niveau

Tableau 1-2 : Les critères qu'on doit les prises en considération pour le design de puit HTHP

Chapitre 2

Tableau 2-1 : Classification du ciment pétrolier selon les propriétés du puits

Tableau 2-2 : Les étapes de la préparation à la cimentation primaire.

Tableau 2-3 Exemple de vitesse du son (en micro secondes/ft) de certains matériaux

Chapitre 3

Tableau 3-1 : Composition typique du Ciment

Tableau 3-2 : Composition minéralogique typique et caractéristiques physiques de la pâte de ciment

Tableau 3 : Propriétés de ciment classe G exposé à des températures différentes

Chapitre 5

Tableau 5-1 : Données collectées et affinées pour la résistance à la compression

Tableau 5-2 : Données collectés et affiner pour la résistance à la traction

Tableau 5-3 : Données collectés et affinés pour la perméabilité

Tableau 5-4 : Données collectés et affiner pour la porosité

Tableau 5-5 : Les équations utilisé pour la normalisation des données.

Tableau 5-6 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage pour la résistance à la compression

Tableau 5-7 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage pour la résistance à la traction

Tableau 5-8 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage pour la perméabilité

Tableau 5-9 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage la perméabilité

Tableau 5-10 : Fonctions normalisés et non normalisé pour chaque paramètre

Tableau 5-11 : Paramètres spécifiques des réseaux de neurones crées

Tableau 5-12 : Poids de la couche caché pour le modèle RC

Tableau 5-13 : Biais de la couche cachée pour le modèle RC

Tableau 5-14 : Poids de la couche cachée pour le modèle RT

Tableau 5-15 : Biais de la couche cachée pour le modèle de RT

Tableau 5-16 : Poids de la couche caché pour le modèle de la perméabilité

Tableau 5-17 : Biais de la couche cachée pour le modèle de la perméabilité

Tableau 5-18 : Poids de la couche caché pour le modèle de porosité

Tableau 5-19 : Biais de la couche caché pour le modèle de porosité

Tableau 5-20 : Fonction numérisé pour chaque paramètre

Tableau 5-21 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour RC

Tableau 5-22 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour RT.

Tableau 5-23 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour la perméabilité.

Tableau 5-24 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour la porosité.

Tableau 25 : Coefficient de corrélation entres les valeurs réelles et prédites pour chaque paramètre

Tableau 5-26 : Les équations des facteurs de pertinences pour chaque paramètre

Nomenclature

AGIP : Azienda Generale Italiana Petroli
API : American Petroleum Institute
ASTM : American Society for Testing and Materials
BHLT : Bottom Hole Temperature Log
BHCT : Bottom Hole Circulating Temperature
BHST : Bottom Hole Static Temperatures
BI : Bend Index
BOP : Blowout Preventer
BC : Bouchon de ciment
BHLT : Bottom Hole Temperature Log
BWOC : by weight of cement
BWOW : By weight of water
CBL : Cement Bond Log
CL : Caliper Log
CNN : Convolutional Neural Network
CBL : Cement Bond Log
EOR : Enhanced oil recovery
FIT : Formation Integrity Test
FT : Feet
GSA : Groupement Sonatrach-AGIP
HSE : Health, Safety, and Environment
HTHP : Haute température, haute pression
IBC : Integrated Borehole Characterization
ID : Internal Diameter
LCP : Low Density Cement Plug
LCM : Lost Circulation Materials
LWD : Logging While Drilling
LOT : Leak-Off Test
LSTM : Long Short-Term Memory
MIP : Mercury Intrusion Porosimetry
MLP : Multilayer Perceptron
md : milidarcy
MPa : Mégapascal
NC : Nano-clay
NP : Nano-particule
NS : Nano-silice
NSTA : Nano-silice-Nano-titane-Nano-alimune
PNS : naphtalène polysulfoné
PV : Plastic Viscosity
PSI : Pounds per Square Inch
PTW : Permit to Work

RBP : Resilient Barrier Plug
RNA : Réseau de neurones artificiels
RNN : Recurrent Neural Network
ROP : Rate of penetration
SBT : Shoe Bond Test
SEM : Scanning Electron Microscopy
SF : Fumé de silice
SRT : Surface Retention Time
TG : Thermogravimétrie
TGD : Dérivée thermogravimétrique
TT : Transit time
USIT : Ultra Sonic Imager Tool
VDL : Variable Density Log
XRD : X-ray Diffraction
YP : Yield Point

Introduction générale

Le ciment pétrolier est un composant essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière, utilisé pour sceller les puits de forage et garantir l'intégrité structurelle des formations géologiques. Les conditions de forage en haute température et haute pression (HTHP) posent des défis particuliers, nécessitant des matériaux cimentaires spécialement formulés pour résister à des environnements extrêmes. L'optimisation des propriétés mécaniques et physiques du coulis de ciment pétrolier est essentielle pour garantir une bonne adhérence, une résistance à la compression élevée, une faible perméabilité et une durabilité à long terme. Dans cette optique, l'incorporation de nanomatériaux tels que la nanosilice et la nanoargile dans la composition du ciment offre de nouvelles perspectives pour améliorer ses performances.

Le présent mémoire se concentre sur la prédiction des caractéristiques mécaniques et physiques d'un laitier de ciment pétrolier de classe G modifié avec des ajouts (nanosilice et nano-argile) dans des conditions HTHP. L'objectif principal de cette étude est de comprendre comment l'ajout de ces nanomatériaux peut influencer sur les propriétés essentielles du ciment à l'état durci, en termes de résistance mécanique, de porosité et de perméabilité.

La nano-silice, en raison de sa taille réduite et de ses propriétés uniques, permet d'améliorer les performances en augmentant la résistance mécanique du ciment pétrolier et réduisant sa porosité. D'autre part, la nano-argile peut contribuer à la réduction de la perméabilité du ciment et améliorer sa stabilité chimique dans des conditions HTHP.

Dans cette étude, La méthodologie suivie repose sur l'utilisation de plusieurs compositions de ciment pétrolier, toute en modifiant les proportions de nanosilice et de nanoargile, telles qu'elles sont disponibles dans la littérature. Ces compositions sont ensuite soumises à une série de tests expérimentaux afin de caractériser leurs propriétés mécaniques, notamment la résistance à la compression et la résistance à la traction, ainsi que leurs propriétés physiques tels que la porosité et la perméabilité.

Les résultats obtenus à partir de ces expériences sont utilisés dans cette étude pour développer des modèles prédictifs capables d'estimer les caractéristiques mécaniques et physiques du laitier de ciment pétrolier modifié avec des nanosilice et de la nanoargile, spécifiquement pour des conditions haute température et haute pression (HTHP). Ces modèles prédictifs constituent des outils précieux pour l'industrie pétrolière et gazière, leur permettant de sélectionner et d'élaborer les formulations de ciment les plus adaptées à ces environnements extrêmes.

L'objectif de ce mémoire est d'étudier les avantages potentiels de l'ajout de nanosilice et de nanoargile dans un ciment pétrolier de classe G dans les conditions HTHP.

Le mémoire est divisé en cinq chapitres :

Le premier chapitre porte sur les généralités sur les puits HTHP, ce chapitre traite une synthèse bibliographique sur les puits pétroliers dans les conditions HTHP, en mettant en évidence les caractéristiques et les défis spécifiques associés à ces conditions extrêmes dans l'industrie pétrolière.

Le deuxième chapitre examine les concepts fondamentaux de la cimentation des puits pétroliers, en se basant sur une revue de la littérature existante sur les techniques et les matériaux utilisés dans ce processus. L'accent est mis sur les avancées récentes dans le domaine de cimentation pétrolier.

Le troisième chapitre est focalisé sur l'effet de la température sur les propriétés et les performances du ciment pétrolier de classe G. Il examine en détail les changements physico-chimiques qui se produisent à des températures élevées et leur impact sur l'intégrité du puits.

L'utilisation de la nanosilice et de la nanoargile pour l'amélioration des performances du ciment sont abordées au quatrième chapitre en explorant leurs l'utilisations, qui vise à améliorer les performances du ciment pétrolier.

Le dernier chapitre porte sur la prédiction des caractéristiques du laitier de ciment en présence de la nanosilice et de la nanoargile en utilisant la méthode des réseaux de neurones artificiels. Dans ce chapitre, on a présenté en détail la méthodologie utilisée, les résultats obtenus, la validité et la fiabilité ainsi l'étude de sensibilité du modèle.

Chapitre1 :

Généralités sur les puits HPHT

1.1 Introduction

L'industrie du pétrole et de l'énergie est en constante évolution, de nouvelles technologies et techniques étant développées pour répondre à la demande croissante d'énergie. L'un des développements les plus importants de ces dernières années a été les puits à haute température et haute pression (HTHP). Ces puits sont caractérisés par des températures et des pressions élevées qui les rendent difficiles à forer, à exploiter et à entretenir. Cependant, les puits HTHP sont essentiels dans l'industrie pétrolière et énergétique car ils peuvent produire de grandes quantités de pétrole et de gaz à partir de réservoirs qui étaient auparavant considérés comme trop difficiles à exploiter. En fait, les puits HTHP représentent une part importante de la production mondiale de pétrole et de gaz.

1.2 Définition

Le terme HPHT concerne les puits de pétrole soumis à des pressions élevées ou à haute température [1]. La haute pression haute température (HPHT) doit être utilisée dans les situations suivantes :

- Température de fond de trou à une profondeur de réservoir prédéterminée ou profondeur finale supérieure ou égale à 149°C (300°F°)
- Le gradient de pression maximum dans toute formation poreuse à forer dépasse 0,8 PSI/ft.
- Pression de surface maximale supérieure ou égale à 10 000 PSI. [1]
- Dans le passé, HPHT était attribué à toute condition de pression ou de température au-dessus des conditions atmosphériques.
- La plupart des dangers liés au forage de puits HPHT sont associés aux formations en surpression. La formation en surpression devient une préoccupation majeure pour la pression de fracturation proche de la pression interstitielle. Il en résulte des conditions de forage où les venues (kicks) sont facilement provoquées, et où les fractures peuvent être initiées par inadvertance, entraînant des pertes de fluides de forage difficiles à contrôler.

1.2.1 Classification des puits HPHT

1.2.1.1 Classification par niveau

Pour définir les domaines d'exploitation HPHT, des classifications ont été développées. Ces classifications segmentent les opérations HPHT en trois niveaux : [2]

Tableau 1: La classification des puits HPHT par niveau

Niveau 1	Se réfère aux puits avec des pressions de réservoir initiales comprises entre 10 000 PSI et 20 000 PSI et / ou des températures de réservoir comprises entre 149° C et 204° C (300 ° F et 400 ° F). A ce jour, la plupart des opérations HPHT dont les gisements de schiste et bon nombre des puits de gaz/huile HPHT en eau profonde sont classés dans le niveau 1.

Niveau 2	S'appelle « Ultra » HPHT et inclut tout réservoir avec des pressions supérieures à 20 000 et inférieures à 30 000 PSI et/ou des températures comprises entre 204° C et 260° C (400 ° F et 500 ° F).
Niveau 3	Englobe les puits HPHT « extrêmes », avec des pressions de réservoir allant de 30 000 PSI à 40 000 PSI et / ou à des températures comprises entre 260° C et 315° C (500 ° F et 600 ° F). Le niveau III est le segment HPHT avec les lacunes technologiques les plus importantes.

1.2.1.2 Autre classification

Selon les sociétés de services, les opérateurs et les sociétés de test d'équipements, de ciment et de fluide de forage et autres fabricants de tiges de forage ou d'outils la définition des états HTHP se diffère légèrement. Classement de la plupart des entreprises, leur activité, produit ou outil est décrit en trois niveaux principaux, mais chaque classe a des limites de pression et de température différentes). C'est peut-être parce que, par exemple, de la boue se soucie davantage de la pression et de la température du fluide de forage risque d'être endommagé, alors que les ingénieurs de cimentage donnent la priorité au temps et vitesse de prise du ciment sous condition HPHT. Ces points de retournement (pression et température) sont presque proches mais pas pareil. De plus, les réglementations dans différentes zones géographiques peuvent affectent la définition, par exemple, en Norvège, "ou" est utilisé à la place de "et" définition des éléments HPHT ; en d'autres termes, si la température ou la pression satisfait pour les conditions HPHT (10 000 PSI ou 300 °F), cet élément compte comme HPHT. Au Royaume-Uni, HPHT est formellement défini comme un puits avec une température de fond non perturbé au-dessus de 149 °C (300 °F) avec un gradient de pression interstitielle d'au moins 0,8 PSI /ft (~15,3 lbm/gal) ou capacité BOP supérieure à 10 000 psi requise (68.95MPa). Bien que le terme ait été inventé récemment, il correspond à une définition étudiée et réalisée dans le monde entier depuis des décennies[22].

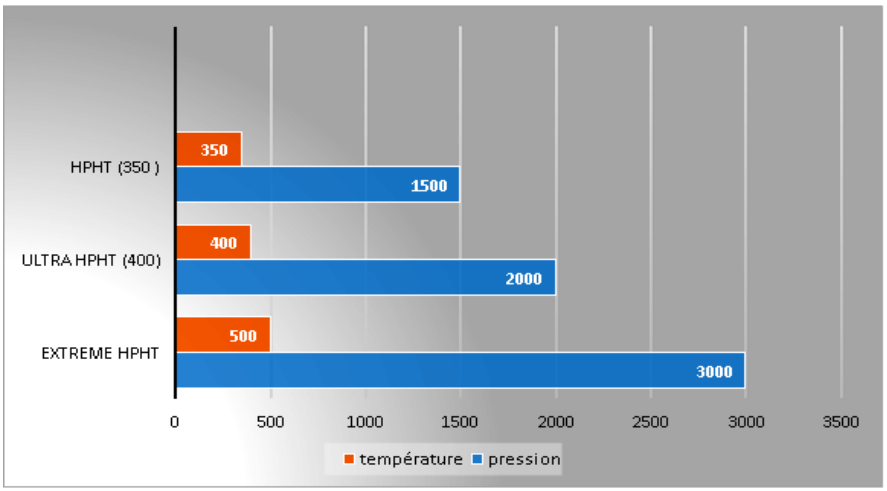

Figure1-1 : Classification des puit HTHP

1.3 Les défis rencontrés dans les puits HTHP

On peut résumer les défis rencontrés dans les puits HTHP en trois types différents :

1.3.1 Défis de température

Le gradient géothermique moyen de la Terre est d'environ 2,55 °C / 100 m. À ce rythme, atteindre la température seuil de 177°C (350°F) nécessite une profondeur de puits dépassant les 6 000 mètres (19 700 pieds). Toutefois, les températures au fond du puits peuvent souvent être influencées par des conditions naturelles ou des facteurs externes. Pendant le forage, la proximité de points géothermiques peut rapidement augmenter la température au fond du puits. Même à de faibles profondeurs, l'injection de vapeur utilisée pour produire du pétrole lourd peut considérablement élever la température au fond du puits. [2]

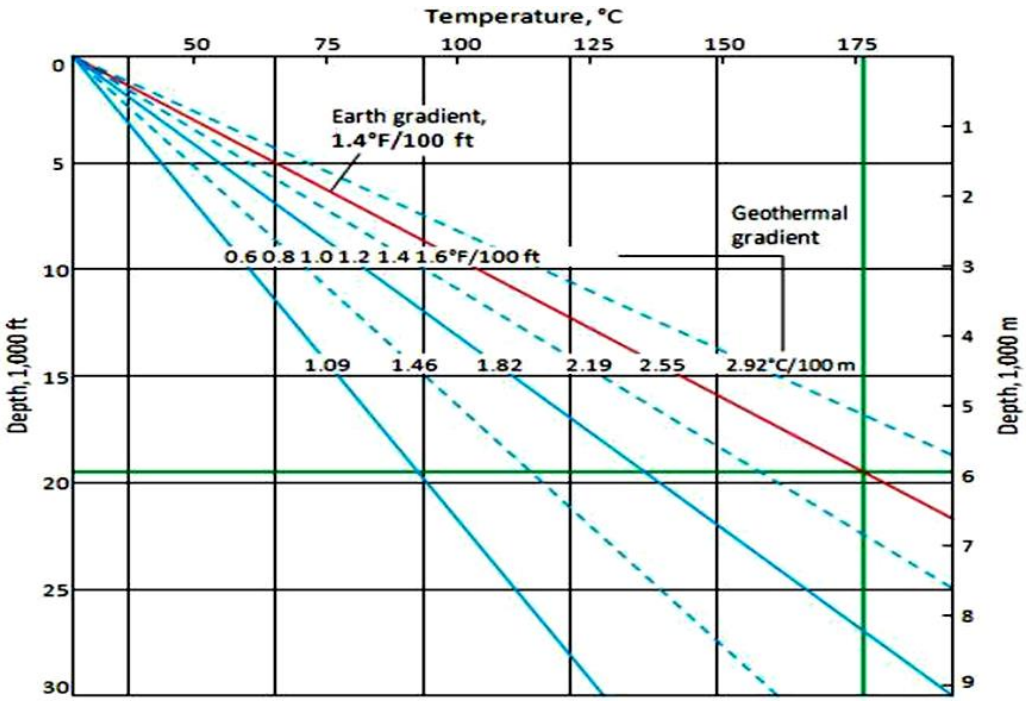

Figure 1-2 : Le Gradient géothermique de la terre

. Les méthodes d'atténuation de la haute température varient en fonction du fonctionnement et de l'équipement utilisé. Les techniques telles que le wireline (outil de mesure et d'échantillonnage descendu dans le puits au moyen d'un câble métallique) et le LWD (Logging While Drilling, mesure pendant le forage) font appel à des composants électroniques conçus pour résister aux environnements à haute température. Pour protéger l'équipement, on peut utiliser des barrières thermiques comme les vases Dewar, qui peuvent être placés autour de l'équipement. Cependant, certaines limitations restreignent les types d'opérations réalisables avec ces barrières. De plus, des élastomères résistants à la température sont utilisés pour les composants des équipements afin de garantir leur fonctionnement dans ces conditions extrêmes.

1.3.2 Défis de pression

Les foreurs se retrouvent souvent confrontés en premier à la pression au fond du puits, notamment la pression interstitielle. Cette pression augmente à mesure que la profondeur du puits augmente, car les formations géologiques doivent supporter le poids des couches qui les surplombent.

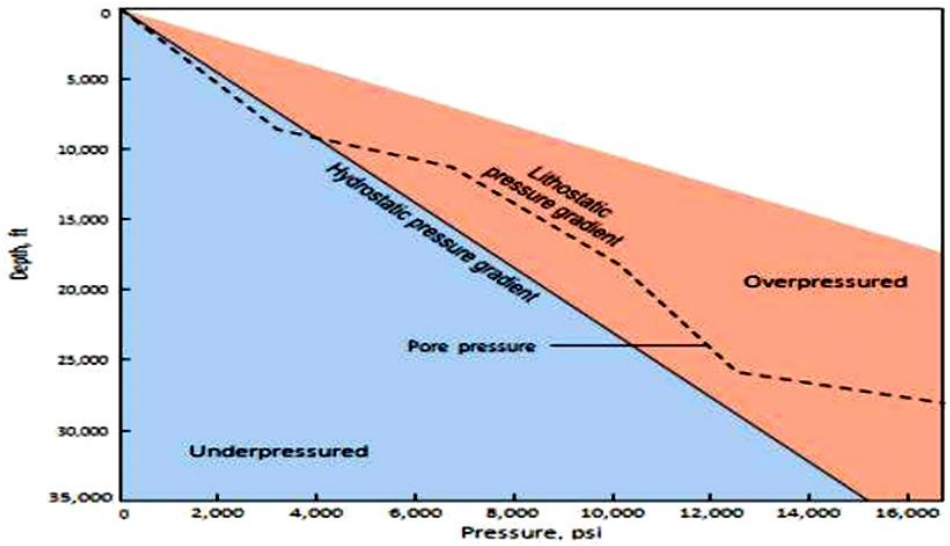

Figure **Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document.**3 : Le gradient de pression [3]

La pression des pores dans un puits varie selon un gradient de pression et peut changer rapidement en fonction des caractéristiques géologiques. Afin d'empêcher les fluides de formation de pénétrer dans le puits pendant le forage, les ingénieurs utilisent un fluide de forage. La pression hydrostatique créée par ce fluide compense les pressions des pores de la formation, empêchant ainsi l'afflux de fluides. Par conséquent, les foreurs doivent prendre en compte la pression des pores avant de percer une formation [2].

Les puits qui atteignent le seuil de 15 000 PSI (livres par pouce carré) à une profondeur verticale de plus de 10 700 mètres sont classés comme puits HPHT (haute température haute pression). Cependant, en raison des différentes caractéristiques géologiques et des variations de poids, il est souvent nécessaire d'utiliser une pression hydrostatique plus élevée que celle attendue selon le gradient de pression normal pour contrer la pression interstitielle du réservoir. Il n'est pas rare de forer des puits à haute pression en utilisant une densité de boue deux fois supérieure à celle de l'eau de mer. Des formations à haute pression, où les pressions dépassent les niveaux normaux, peuvent être rencontrées même à faible profondeur [2].

Tous les équipements de forage, tels que les outils LWD (Logging While Drilling), les enregistreurs, les lignes, les testeurs de puits, les équipements de finition et les outils d'intervention sur les puits, sont soumis à des pressions extrêmes. Afin de minimiser les

effets de la haute pression, les concepteurs se sont concentrés sur la métallurgie et l'étanchéité. Des métaux et alliages couramment utilisés dans l'aérospatiale et l'énergie nucléaire ont été adaptés pour être utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Cependant, en raison de la taille des puits de forage, l'utilisation de ces matériaux est souvent limitée, en particulier dans les puits d'eau où la pression est très élevée [2].

Les outils de forage et de diagraphie doivent résister à une pression extrême et s'adapter parfaitement aux trous de forage de petit diamètre typiques des puits ultra-profonds. Les matériaux utilisés doivent être capables de supporter les pressions extrêmes, souvent à haute température, et de résister à plusieurs cycles de pression sans défaillance [2].

Les risques associés à la pression au fond du puits ne concernent pas seulement les équipements utilisés, mais également les opérations de complétion, d'essai et de production effectuées à haute pression à la surface, ce qui constitue un risque potentiel pour le personnel travaillant avec ces équipements. Afin de gérer ce risque et de permettre des opérations sûres sur le site, les ingénieurs utilisent des équipements conçus pour fonctionner au-dessus de la pression maximale prévue. La pression maximale d'un système complet est déterminée par la résistance du composant le plus faible de toute la chaîne. Il est donc essentiel que les opérateurs connaissent le potentiel de pression maximum à l'avance afin de s'assurer que le matériel utilisé est conforme aux spécifications requises [2].

Les exigences de contrôle de la pression ont un impact direct sur la conception de l'équipement et les choix techniques. Les dispositifs de pression sont conçus pour résister à une pression maximale spécifique, ce qui détermine le choix du matériau, de l'épaisseur, du profil élastique, du mécanisme d'étanchéité et des composants de contrôle de la pression. Afin de garantir des opérations sûres, l'équipement est testé à des pressions supérieures à la pression maximale prévue avant son utilisation [2].

1.3.3 H_2S et CO_2 [4]

Parmi les défis rencontrés dans les puits HTHP, la présence d'H2S et de CO2 constitue un enjeu majeur à prendre en compte :

- La présence de CO2 et d'H2S dans les réservoirs HTHP augmente le risque de corrosion et de fissuration des équipements et des tuyaux, ce qui nécessite l'utilisation d'alliages résistants à ces composés.
- L'H2S, même en faibles quantités, peut être problématique à haute pression, car sa pression partielle sera élevée. Les tubes à haute résistance utilisés dans les puits HTHP sont sensibles à l'H2S, surtout à basse température.
- La présence de CO2 dans les fluides de production crée un environnement acide qui entraîne la corrosion des aciers et peut dissoudre certains composants du ciment. Les hautes températures exacerbent l'impact du CO2.

- Pour atténuer les effets de l'environnement H2S, il est recommandé d'utiliser des équipements résistants à la corrosion. Quant au CO2, il peut être contrôlé en utilisant des alliages inoxydables.
- Il est important de prélever un échantillon du fluide du puits dès la phase d'exploration pour évaluer la présence d'H2S et de CO2. En l'absence d'échantillon ou en cas de doute, il est prudent de supposer la présence de ces composés conformément aux données régionales.

1.4 Design des puits HPHT

Pour réussir le forage des puits pétroliers HTHP, plusieurs critères doivent être pris en considération, résumés dans le tableau suivant [4].

Tableau 1-2 : Les critères qu'on doit les prises en considération pour le design de puit HTHP

Conditions du puits	Exigences techniques de base	Facteurs compliquant HPHT
Haute pression	• Corps de tête de puits doivent résister aux charges d'éclatement. • Vannes de tête de puits doivent résister à pressions différentielles attendues. • Les corps des tubulaires et les connexions doivent résister aux charges radiales et axiales. • Les vannes de sécurité (safety valve) doivent résister aux pressions différentielles attendues. • Le corps de tous les équipements de fond (downhole) doit résister aux charges radiales et axiales. • Les joints d'étanchéités (seals) doivent résister à pressions différentielles attendues dans les deux sens. • Les puits conçus avec deux barrières de pression entre le réservoir et l'environnement.	• L'épaisseur supplémentaire des tubulaires (wall thickness) entraîne des charges axiales plus élevées à prendre en charge. • Fabrication de matériaux à haute résistance est complexe. • Installation de tubulaires, d'équipements et des seals est en partie un processus contrôlé de la surface, ce qui pourrait conduire à une défaillance due à une mauvaise interprétation des données de surface.
Haute température	• Les matériaux de tête de puits, tubulaires et équipements doivent conserver suffisamment de résistance mécanique après le déclassement dû à l'effet de la	• Incertitude s'agissant du bonding et du soutien de la gaine de ciment autour des tubulaires. • Incertitude s'agissant de la température différentielle à des

	température • Les joints d'étanchéité (seals) doivent conserver la forme et l'efficacité à températures élevées. • Les tubulaires, connexions et hanger doivent résister aux charges axiales et de flambages causés par l'expansion thermique et la contraction des tubulaires sous contraintes. • Les fluides annulaires resteront stables à haute températures. • Les gaines de ciments resteront intègres avec les cycles de températures escomptés.	profondeurs critiques pendant les phases de réchauffement et de refroidissement • L'activité chimique des fluides doit être améliorée.
Fluides corrosifs	• Les matériaux de tête de puits, des tubulaires et des équipements doivent être résistants à toutes les attaques corrosives. • L'exposition de la tête de puits, des tubulaires et des équipements aux éléments corrosifs doit être évitée.	• Fabrication de métaux hautement résistants à la corrosion n'est pas maîtrisé par tous les fabricants. • La métallurgie à haute résistance à la corrosion est complexe. • La manipulation inadéquate des équipements et des tubulaires pendant le transport et l'installation peut causer des défauts de surface qui déclencheront la corrosion. • Les graisses (thread compound) peuvent générer de l'hydrogène • Différents mécanismes de corrosion peuvent être effectifs à des températures différentes. • Les fluides de complétion peuvent être/devenir corrosifs.

1.5 Les puits HTHP en Algérie

Les puits HTHP (Haute Température Haute Pression) en Algérie sont principalement situés dans les régions où les réservoirs présentent des conditions de température et de pression élevées. Ils se trouvent principalement dans les bassins sédimentaires du pays, tels que le bassin du Sahara, le bassin de l'Ahnet (InSalah), le bassin d'Illizi et le bassin de Berkine. Ces régions sont connues pour leurs réservoirs à haute température et haute pression.

1.5.1. Classification des puits HTHP en Algérie

Les puits HTHP sont classés en fonction des conditions de température et de pression auxquelles ils sont soumis. La classification peut varier en fonction des normes et des pratiques de l'industrie pétrolière en Algérie, mais généralement, les puits sont classés en puits haute température (HT) et puits haute pression (HP) [24].

- Les puits haute température (HT) font référence aux puits où la température des réservoirs dépasse généralement 150°C (302°F). Ces puits nécessitent des mesures spéciales pour gérer les problèmes de thermique, tels que la sélection de fluides de forage et de complétion adaptés à des températures élevées, ainsi que des matériaux de tubage résistant à la chaleur.
- Les puits haute pression (HP) se réfèrent aux puits où la pression des réservoirs dépasse généralement 10 000 PSI (69 MPa). Ces puits nécessitent des conceptions et des équipements spécifiques pour résister aux contraintes de pression élevée, ainsi que des procédures de contrôle de puits appropriées pour maintenir la sécurité des opérations.

1.5.2. Défis et considérations spécifiques [4]

Les puits HTHP en Algérie présentent des défis particuliers en raison des conditions extrêmes auxquelles ils sont soumis. Certains des principaux défis et considérations spécifiques incluent :

- Sélection des matériaux : Les puits HTHP nécessitent l'utilisation de matériaux spéciaux pour le tubage et les équipements afin de résister à la température et à la pression élevées. Des alliages résistants à la corrosion et à la chaleur sont souvent utilisés.

- Fluides de forage et de complétion : Les fluides de forage et de complétion doivent être soigneusement sélectionnés pour résister aux conditions HTHP. Des fluides spéciaux à base d'huile ou d'eau, ayant des propriétés thermiques et de stabilité adaptées, sont utilisés.

- Conception des puits : La conception des puits HTHP doit prendre en compte les caractéristiques des réservoirs, les contraintes thermiques et de pression, ainsi que les pratiques de l'industrie. Des simulations et des modèles sont utilisés pour optimiser la conception.

- Contrôle des puits : Les techniques de contrôle des puits adaptées aux conditions HTHP doivent être mises en place pour maintenir la sécurité des opérations. Des systèmes de contrôle avancés, des soupapes de sécurité et des procédures spécifiques sont utilisés.

1.5.3. Le potentiel prometteur des puits HTHP en Algérie

La demande de services de forage en Algérie reste stable, mais récemment, des sociétés telles que Petro Vietnam, Groupement Sonatrach-AGIP, Statoil, Pertamina et BMS ont lancé des appels d'offres qui ont entraîné une légère augmentation de la demande

pour ces services [24]. Les avantages du forage et de l'exploitation de puits HTHP en Algérie ne sont cependant pas explicitement mentionnés [24]. À l'heure actuelle, les joint-ventures Groupement Berkine et Groupement Sonatrach-AGIP (GSA) exploitent trois plates-formes en Algérie [24]. Malgré les défis associés au forage et à l'exploitation de puits HTHP en Algérie, tels que l'effondrement des puits, les instabilités de schiste et la perte de circulation dans certaines formations, ces sociétés continuent d'opérer avec un certain succès dans la région[24].Bien que ces sociétés aient peut-être réussi à surmonter ces défis et que les avantages potentiels du forage et de l'exploitation de puits HTHP en Algérie puissent compenser ces difficultés, des études supplémentaires sont nécessaires pour établir de manière précise les avantages spécifiques de cette pratique dans le pays.

1.6 Conclusion

En conclusion, les puits pétroliers à haute température et haute pression (HTHP) sont une perspective fascinante pour l'industrie pétrolière mondiale. Ces puits offrent la possibilité d'explorer et d'exploiter des réserves pétrolières plus profondes et plus difficiles d'accès, ouvrant ainsi de nouvelles sources de production. Cependant, il est crucial de reconnaître les défis et les limites associés aux puits HTHP, tels que le risque accru de défaillance et de perte d'intégrité du puits en raison des températures et des pressions extrêmes. L'exploitation de puits HTHP nécessite des technologies et des pratiques spécialisées pour assurer la sécurité et la viabilité à long terme de l'activité pétrolière. Des efforts de recherche et de développement continus sont essentiels pour surmonter ces défis techniques et minimiser les risques environnementaux associés à l'exploitation des puits pétroliers HTHP. Tout en explorant ces ressources pétrolières plus profondes, il est également important de poursuivre activement la transition vers des sources d'énergie plus durables et renouvelables pour répondre aux défis environnementaux actuels et futurs.

Chapitre 2 :

Concepts et revues de littérature sur la cimentation des puits pétroliers

2.1. Introduction

. La cimentation est un processus critique dans l'industrie pétrolière et gazière qui implique la mise en place de coulis de ciment dans l'espace annulaire entre le tubage et le puits de forage. Le processus de cimentation est conçu pour fournir une isolation zonale, soutenir le tubage et empêcher la migration des fluides entre les formations. Cependant, les exigences de cimentation varient en fonction des conditions du puits, en particulier pour les puits à haute température et haute pression (HTHP). Cet essai donne un aperçu des exigences de cimentation pour les puits standard et HTHP, y compris les types de ciment utilisés, la conception et les propriétés du coulis de ciment, l'équipement et les procédures de cimentation, les défis associés aux conditions HTHP, les types de ciment utilisés dans les additifs de cimentation de puits HTHP, les tests et l'évaluation de la qualité de la cimentation.

2.2. Définition de la cimentation de puits et ses fonctions principales

La cimentation des puits de pétrole consiste à placer du mortier de ciment pour combler l'espace annulaire entre le tubage et la formation [26]. La durée de vie économique d'un puits de pétrole et en production est directement liée à la qualité du ciment, et sans isolement complet à l'intérieur du puits, le puits peut ne jamais atteindre sa production maximale.

2.2.1. Les principales fonctions du ciment

Elles peuvent être résumées comme suit :

- . Assurer l'étanchéité entre tubage et formation.
- Assurer que le tubage est correctement ancré.
- Empêcher les parois du puits de s'effondrer.
- Sécuriser les couches hautes pression pour éliminer le risque d'explosion.
- Séparez les différentes couches de production, qui peuvent contenir des liquides différents avec des pressions différentes.
- Protéger les tubages en place contre les effluents provenant de la formation et faire face à la corrosion électrochimique.
- Éviter la contamination des eaux souterraines
- Empêche le dévissage du tubage pour les opérations ultérieures.
- Assurer la longévité de puits.
- Support des parois du puits de forage pour empêcher l'effondrement des formations
- Le travail de ciment est également utilisé pour fermer une partie abandonnée du puits.
- Confine la pression interstitielle anormale et augmente la possibilité d'atteindre la cible.

2.2.2. Classes API ciment

On prend considération plusieurs critères pour la classification du ciment [5] :

- La profondeur de la formation forée, la pression et la température au fond du trou.
- Les conditions de forage : présence des fluides corrosifs.

Selon l'API il y neuf classes du ciment :

Tableau 2-1 : Classification du ciment pétrolier selon les propriétés du puits

Classe du ciment	Particularités
Classe A	• Surface de profondeur – 6000 pi (1830m). • Aucune propriété particulière. • Semblable à ASTM C 150, Type I.
Classe B	• Surface de profondeur – 6000 pi (1830 m). • Résistance modérée à élevée aux sulfates. • Semblable à ASTM C 150 Types II.
Classe C	• Profondeur de 6 000 pieds à 10 000 pieds (1 830 m à 3050 m). • Résistance modérée et élevée aux sulfates. • Pression et température modérément élevées.
Classe D	• Profondeur de 10 000 pieds à 14 000 pieds (3050 m à 4270 m). • Résistance modérée et élevée aux sulfates. • Haute pression et température.
Classe E	• Profondeur de 10 000 pieds à 16 000 pieds (3050 m à 4270 m). • Résistance modérée à élevée aux sulfates. • Pression et température extrêmement élevées.
Classe F	• Surface de profondeur – 8 000 pi (2 440 m), comme ciment de base, fin. • Peut être utilisé avec des accélérateurs et des ralentisseurs pour d'autres spécifications. • Résistance modérée à élevée aux sulfates. • Aucun ajout autre que du sulfate de calcium ou de l'eau.
Classe G	• Surface de profondeur – 8 000 pi (2 440 m), comme ciment de base, fin. • Peut être utilisé avec des accélérateurs et des ralentisseurs pour d'autres spécifications. • Résistance modérée à élevée aux sulfates. • Aucun ajout autre que du sulfate de calcium ou de l'eau.
Classe H	• Profondeur 12 000 – 16 000 pieds (3 660 m – 4 880 m). • Pression et température extrêmement élevées. • Peut être utilisé avec des accélérateurs et des ralentisseurs pour d'autres spécifications. • Résistance modérée à élevée aux sulfates. • Aucun ajout autre que du sulfate de calcium ou de l'eau. Utilisé dans les mêmes conditions que le ciment classe G, mais prévu pour des densités de laitier supérieures. Disponible en type, moyenne résistance aux sulfates
Classe J	• Profondeur 12 000 – 16 000 pieds (3 660 m – 4 880 m). • Pression et température extrêmement élevées.

	• Peut être utilisé avec des accélérateurs et des ralentisseurs pour d'autres spécifications. • Résistance modérée à élevée aux sulfates. • Aucun ajout autre que du sulfate de calcium ou de l'eau.

2.2.3. Propriétés du ciment

Le ciment doit avoir certaines propriétés pour répondre aux conditions ci-dessus. Fonctionnellement, ces propriétés du ciment peuvent être résumées comme suit [6] :

- **Densité de lisier :** La densité de lisier doit être la même que celle de la boue pour minimiser le risque d'éruptions ou circulation perdue. El est mesuré à l'aide de la balance de boue. La basse densité est préparée avec de la bentonite, de la pouzzolane, de la gilsonite, de la perlite, des diatomées. La densité est augmentée en ajoutant de la barytine, du minerai de fer ou de la galène.
- **Temps d'épaississement :** Temps après lequel la consistance d'un coulis de ciment est devenue si élevée que le coulis est considéré comme non pompable
- **Résistance du ciment :** Le ciment pour puits de pétrole est soumis à la fois à des contraintes statiques et dynamiques. : Contrainte statique due au poids mort du tuyau ; contraintes de compression dues à l'action des formations fluides. Les contraintes dynamiques proviennent des opérations de forage, dont la vibration du train de tiges. Pour résister à ces contraintes, une résistance à la compression de 500 PSI est nécessaire après une période de 24 heures.
- **Sampling Dry Cement Additives :** La perte d'eau du ciment pur est très élevée, des tests en laboratoire montrent que jusqu'à 50% de l'eau du mélange est perdue lors de la filtration à travers de la pierre ou du papier filtre. La présence de cake de boue de faible épaisseur réduit la filtration. Les boues à haute densité entraînent des pertes de filtration plus élevées.
- **Perméabilité** : Bien entendu, la perméabilité du béton durci doit être aussi faible que possible. Les ciments bentonites sont connus pour être très perméables (valeurs rapportées jusqu'à 10md), tandis que les ciments spéciaux (ciment latex) ont une faible perméabilité qu'un micro darcy. Les facteurs suivants influencent la perméabilité du ciment durci :
- **Rapport eau/ciment :** Un rapport eau/ciment élevé augmente la perméabilité.
- **Conditions du sol** : pression élevée et confinement dû aux effets de compactage. Réduit la perméabilité du ciment.
- **Qualités de perforation :** Les ciments ordinaires, lorsqu'ils sont complètement durcis, se fissurent excessivement lorsqu'ils sont perforés. Le ciment à faible résistance est généralement moins fragile et moins susceptible de se fissurer lorsqu'il est perforé. L'éclatement du ciment n'est pas souhaité n'est pas souhaitable.
- **Résistance à la corrosion :** Le ciment durci pourrait être pénétré par des liquides corrosifs, en particulier ceux contenant des fers CO3 ou SO4. La corrosion du ciment réduit la résistance ultime à la compression, ce qui rend le ciment plus perméable. Le temps de prise réduit améliore la résistance du ciment à la corrosion liquide.
- **Exigences relatives au cautionnement :** Pour les surfaces propres le lien augmente avec les températures modérées. Le cake de boue et les surfaces de tubage signifient

l'adhérence entre le tubage ou la roche le ciment. Les additifs tels que sel et sable fin augmentent la liaison entre le tubage et le ciment pris.

2.2.4. Additifs de ciment conventionnels

Les additifs ont un rôle principal dans les opérations de cimentations. Une variété d'additifs pour ciment ont été développés pour permettre l'utilisation du ciment Portland dans les opérations des puits des hydrocarbures. Les additifs ont différentes fonctions et sont souvent classés comme accélérateurs, retardateurs, diluants, agents de perte de fluide, dispersants et bien d'autres [6].

- **Accélérateurs :** L'accélérateur est un additif chimique utilisé pour l'accélération de la réaction entre le ciment et l'eau, cela aide à raccourcir le temps de prise du ciment, augmenter sa résistance initiale et économiser le temps de forage. Les puits peu profonds et à température basse nécessite l'ajout des accélérateurs tant que les puits profonds et à haute température ne le besoin pas. Note : Les accélérateurs n'augmentent pas la résistance ultime à la compression du ciment mais favorisent un développement rapide de la résistance.
- **Ralentisseurs :** Les retardateurs sont des additifs chimiques utilisés pour diminuer la vitesse d'hydratation du ciment. Ils inhibent l'hydratation et retardent la prise, laissant suffisamment de temps pour le placement du lisier dans un puits profond et chaud. Autrement dit, cela augmente les temps d'épaississement pour pomper le ciment en place.
- **Prolongateurs :** Des matériaux utilisés pour réduire la densité du coulis et augmenter le rendement du coulis de ciment. Une réduction de la densité du lisier réduit la pression hydrostatique lors de la cimentation de formations faibles et fragiles ou de réservoirs épuisés. Cela aide à prévenir la rupture de la formation faible (formations ne supporteront pas de longues colonnes de ciment de coulis à haute densité). Les extendeurs réduisent également la quantité de ciment nécessaire pour l'opération de cimentation et parce qu'ils sont moins chers que le ciment, ils apportent des économies considérables.
- **Agents lourds :** L'objectif principal des ajouts lourds est de réduire les pressions de formage élevées. Les principales exigences pour les matériaux lourds (charges) sont la densité plus élevée par rapport au ciment, une distribution granulométrique constante et de faibles besoins en eau. Les alourdissant chimiques sont inertes dans le mélange de ciment et n'interféreront pas avec les de diagraphie.
- **Additifs de perte de fluide :** L'additif de perte de fluide est également connu sous le nom d'additif de colmatage de perméabilité. Les additifs de perte de fluide sont couramment utilisés dans les opérations de cimentation sur le terrain pour réduire la vitesse à laquelle l'eau du ciment est forcée dans les formations perméables lorsqu'une pression différentielle positive sort dans la formation perméable. C'est-à-dire qu'il empêche la déshydratation du coulis de ciment.
- **Additifs de circulation perdue :** L'additif de circulation perdue est également connu sous le nom de matériaux de macro-obturation. Les additifs à circulation perdue sont utilisés pour colmater les zones qui ont tendance pour aspirer du liquide parce qu'ils sont non consolidés ou faibles. De grosses particules peuvent être placées dans le coulis de ciment pour empêcher la fracturation ou pour combler les fractures existantes. Ces particules doivent avoir une large distribution granulométrique, ne doivent pas

accélérer ou retarder excessivement, doivent avoir une résistance suffisante pour maintenir une fracture pontée, et doivent être peu coûteuses et non toxiques. Les matériaux organiques à circulation perdue (LCM), traditionnellement utilisés dans les formulations de fluides de forage, ne doivent pas être utilisés dans le coulis de ciment. Bien qu'ils atteignent l'objectif de sceller les zones perméables, après l'achèvement du puits, la matière organique est carbonisée, laissant une porosité élevée dans les zones de perte, fournissant ainsi un chemin d'écoulement pour les fluides de formation éventuellement corrosifs.

- **Additifs d'expansion :** Les additifs d'expansion font que les dimensions extérieures du ciment durci augmentent lentement lorsque le ciment est en présence de fluides de fond de trou. Cette croissance mineure des dimensions extérieures du coulis permet au ciment de mieux se lier au tubage et à la formation.
- **Dispersants :** Des additifs réduisant le frottement, ils sont ajoutés pour améliorer les propriétés d'écoulement du coulis de ciment, ils sont utilisés pour compenser une viscosité trop élevée et une certaine tendance aux boues gélifier. Les dispersants aident à contrôler la perte de fluide pour les boues à haute densité. Ils aident également à établir un écoulement turbulent à faible débit de pompage en cas de besoin. Les dispersants permettent d'abaisser la teneur en eau du ciment sans le rendre difficile à pomper. A bonne concentration, les dispersants améliorent l'homogénéité du ciment et diminuent sa perméabilité. Cependant, une surdose de dispersant peut produire une séparation de phase dans le coulis de ciment qui entraîne la sédimentation des particules de ciment hors de la solution et le développement de fluide libre. Le dispersant le plus courant est le sel de sodium du sulfonate de polynaphtalène (PNS), également appelé naphtalène polysulfoné (PNS).
- **Agents anti-mousses :** De nombreux additifs causent des problèmes de moussage, mais si le lisier mousse excessivement, pendant le mélange, la pompe centrifuge bloquera l'air et le mélange doit être arrêté. Par conséquent, des antimousses sont introduits dans les coulis de ciment pour diminuer la formation de mousse et minimiser l'entraînement d'air pendant le mélange. Un moussage excessif peut également entraîner une sous-estimation de la densité au fond du trou et la cavitation du système de mélange. Les additifs modifient la tension superficielle dans le coulis de ciment de sorte que la formation de mousse est empêchée ou que la mousse se brise. La concentration nécessaire pour être efficace est très faible, typiquement inférieure à 0,1 % en poids d'eau (BWOW). Les agents anti-mousses sont principalement constitués de polyglycol ou de silicones ou d'un mélange des deux, et peuvent également inclure des tensioactifs supplémentaires.

2.3. Types de laitiers

Il existe plusieurs types de laitiers de ciment pétroliers classés en fonction de leurs objectifs spécifiques [7].

2.3.1. Laitiers à base de ciment uniquement

- Seuls le ciment et l'eau sont mélangés : ce mélange se fera dans des proportions bien déterminées qui dépendront essentiellement de la densité que l'on désire obtenir.

2.3.2. Laitiers allégés

- Utile pour diminuer la pression hydrostatique en face les formations fragiles, en fait les ciments de base utilisés pour la cimentation possèdent des caractéristiques (composition chimique, granulométrie) telles qu'une fois mélangés à l'eau de gâchage, on obtient des laitiers de densité allant jusqu'à 1.98.
- Ces densités présentent l'inconvénient que certaines formations ne tolèrent pas de colonnes de ciment lourdes.
- Il est nécessaire d'alléger les laitiers de ciment pour diminuer les pressions hydrostatiques au droit des couches fragiles et éviter ainsi les fracturations.
- Il est recommandé de colmater des pertes de circulation en cours de forage avec des bouchons de ciment de faible densité comme le LCP 1,58

2.3.3. Laitiers denses ou alourdis

- On l'utilise lorsqu'une pression hydrostatique importante est nécessaire pour contrôler le puits.

2.3.4. Laitiers pour températures élevées

- La température joue un rôle d'accélérateur de prise
- Les systèmes ciment-silice peuvent être utilisées jusqu'à 300 °C

2.3.5. Laitiers thixotropes

- Adapté aux problèmes de pertes dans les terrains fissurés)
- Un gel se forme rapidement en l'absence d'agitation ou d'écoulement, ce gel étant toutefois détruit si l'agitation est reprise
- Le ciment est expansif pour assurer une meilleure liaison entre le casing et les formations consolidées,
- La Résistance mécanique se développe plus lentement que le laitier classique.

2.3.6. Laitiers gas-tight

- Des additifs spéciaux mélangés au ciment faisant barrière au gaz pour éviter le channeling avant la prise de ciment.

2.4. Cimentation primaire

2.4.1. Définition

Pompage d'une boue de ciment Portland, d'additifs et d'eau à travers un tubage dans l'espace annulaire entre le tubage et le puits de forage, et attendre la prise du ciment [7].

2.4.2. Objectifs

- Permet d'éviter que les zones à haute pression de ne se dégonflent.
- Forme un joint en cas de coup de bélier (augmentation soudaine de la pression) pendant la poursuite du forage.

- Prévient la corrosion des tubages.
- Colle les formations rocheuses
- Scelle les formations problématiques avant de forer plus profondément.
- Protège le tubage et les formations productrices.
- Fournit un support au tubage.

2.4.3. Préparation de la cimentation

Pour garantir le succès d'une opération de cimentation, il est essentiel de respecter scrupuleusement les étapes préconisées [7], il se résume dans le tableau suivant :

Tableau 2-2 : Les étapes de la préparation à la cimentation primaire.

Etapes	Prescriptions
Inspection du tubage	• Une équipe spécialisée avec Tuboscope • Organiser le drill pipe et casing tally (éliminer les erreurs de mesures)
Préparation du trou	• Wiper trip pour éliminer les tight spots • Faire un Caliper log
Conditionnement de la boue	• Casser les gels • Diminuer YP et PV • Solides < 6%
Descente tubage	• Equipe spécialisée (respect des normes de vissage et manutention) • Faire les simulations surge & swab (Attention à la fracturation)
Avant l'opération	• Révision du programme et contrôle des calculs & contrôle des équipements et les produits avec un PTW validé. • Préparation des eaux de mixage pour différents fluides. • Organisation réunion de travail & sécurité (associer l'ingénieur HSE).

2.4.4. Déroulement de l'opération

❖ **Pendant l'opération de cimentation**

- Test en pression des lignes.
- Mise des bouchons dans la tête de cimentation.
- Injection des Washes / Spacers.
- Largage bouchon de tête.
- Mixage et injection des laitiers.
- Largage bouchon de queue.
- Chasse avec la boue.
- A coup de pression et contrôle du retour.

❖ **Après le pompage**

- Nettoyage de la ligne de pompage en toute sécurité.
- Démontage des équipements avec un PTW validé par le HSE.
- Maintenance (changements flexibles, rotules, filtres, clapets, joints …).
- Rédiger le rapport de l'opération & remises des logs.

2.5. Cimentation défectueuse

Beaucoup de facteurs peuvent engendrer une mauvaise cimentation ; dans ce cas les conséquences seront dramatiques et la remédiation est très couteuse, ces conséquences sont reliées des fois aux principes de formulation des laitiers de ciment au laboratoire ou même aux défauts opérationnels [7] ; parmi ces, on cite :

- Micro ou macro-annulaire ciment-tubage (sec ou humide).
- Micro ou macro-annulaire ciment-formation (sec ou humide).
- Migration de gaz dans la gaine de ciment.
- Pertes totale ou partielle lors de la mise en place du laitier : En traversant les différentes phases de forage, on risque de fracturer les formations fragiles, cela est poursuivi par une perte de laitier.
- La prise prématurée du laitier (Flash Set) : Ce phénomène résulte dans le cas général à la mauvaise prédiction de la température de mise en œuvre ou bien un dosage non adéquat de retardateur de prise.
- La non prise de du laitier de ciment : Cela est dû peut-être à la contamination du laitier de ciment par la boue (défaut opérationnel).
- Migration des fluides en surface à travers les zones mal cimentées

2.6. Cimentation secondaire

En complément de la cimentation primaire, qui vise à assurer l'étanchéité de l'espace annulaire entre le tubage et les parois du puits, la cimentation secondaire joue un rôle essentiel dans le renforcement structurel et la protection des formations géologiques environnantes. Pour garantir une cimentation secondaire efficace, différents types de bouchons de ciment sont utilisés. Ces bouchons peuvent être positionnés stratégiquement dans le puits afin de séparer les zones ciblées et d'assurer une distribution homogène du ciment, renforçant ainsi la structure du puits et prévenant les fuites indésirables de fluides ou de gaz [7].

2.6.1. Objectifs des bouchons de ciment (BC)

Les bouchons de ciment trouvent de nombreuses applications, soit en cours de forage, soit après la production d'un puits, parmi ces applications nous citons [7] :

- Colmatage de pertes
- Isolation de zones incompatibles
- Abandon provisoire ou définitif
- Bouchon de side-track et déviation.
- Restauration des colonnes de tubage
- Contrôles tertiaire des venues
- Servir comme barrière pour sécuriser le puits en absence des RBP

Ces applications sont très variées et les propriétés recherchées dans ces applications sont très diverses. La composition, la mise en place et les propriétés finales du ciment devront donc être adaptées au problème à résoudre.

2.7. Paramètre de contrôle de la cimentation

Lors du processus de cimentation, divers paramètres de contrôle sont essentiels pour assurer une cimentation optimale et fiable, garantissant ainsi l'intégrité structurelle du puits et la protection des formations environnantes.

Le dégagement de chaleur et l'augmentation de la contrainte d'adhérence du ciment lors de sa prise permettent d'étudier la cimentation d'un tubage et sa qualité grâce aux diagraphies suivantes [7] :

- Thermométrie.
- Sonic (CBL-VDL -Cement Bond Log-Variable Density Log).
- USIT (Ultra Sonic Imager Tool) et scanner IBC.

2.7. 1 Thermométrie

C'est une technique qui mesure la variation de la température le long de puit, Elle repose sur l'utilisation de capteurs thermiques spéciaux appelés sondes de température ou sondes de diagraphie thermique. Ces sondes sont abaissées dans le puits et enregistrent les données de température à des profondeurs spécifiques, son principe de fonctionnement est comme suit :

- Le dégagement de chaleur produit lors de la prise du ciment entraîne une augmentation de température en face des zones cimentées du tubage.
- L'enregistrement se fait lors de la descente de l'outil et est possible dans une période de 8 à 24 heures selon le ciment employé après la fin de la cimentation.

Cette diagraphie permet de localiser le somment du ciment dans l'espace annulaire et la présence de ciment derrière le tubage.

2.7. 2 Les soniques : CBL – VDL (Cement Bond Log – Variable Density Log)

Enregistre l'amplitude d'une onde sonore dans le tubage dont le taux d'atténuation est fonction de la compression du ciment et du pourcentage de circonférence cimentée, cette mesure est appliquée à la détermination de la qualité de la cimentation d'un tubage.

❖ **Principe du CBL**

- Un train d'onde de fréquence variant entre 15 et 30 KHz selon les appareillages, est périodiquement généré par un émetteur.
- Cette onde traverse la boue, passe dans le tubage, le ciment et la formation si ces divers milieux sont couplés acoustiquement, puis est détectée par un récepteur qui se trouve sur le corps de l'outil (généralement à 3 pieds de l'émetteur).
- Les vitesses des différentes ondes émises et créées lors des passages et des ondes successives d'un milieu à un autre en fonction des caractéristiques physiques du milieu.
- L'énergie acoustique voyageant le long d'un tube se propage plus rapidement que les ondes de formation elles-mêmes plus rapides que les ondes de boue.

▪ **Chemins acoustiques**

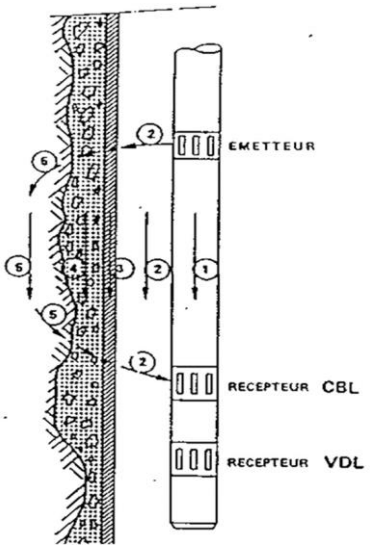

Figure 2-1 : Outil de mesure CBL- VDL

1- n'est pas vu dans le corps de l'outil.
2- Il est vu dans la boue mais arrive très tard dans le casing vu et mesuré.
4- n'est pas vu dans la gaine de ciment.
5- il est vu dans la formation dans le cas d'un bon ciment.

- **Détection des ondes arrivées**

La détection de la première arrivée se fait suivant le même principe que celui de la mesure du temps de propagation d'une onde acoustique dans une formation (outil sonique ou acoustique), par un seuil minimum d'énergie détectable (le biais). L'amplitude de cette première arrivée (généralement l'onde de tubage) est mesurée par positionnement d'une fenêtre. Cette diagraphie est appelée couramment "Cement Bond Log" ou CBL : elle permet d'étudier et de quantifier la qualité de la cimentation par la mesure d'adhérence.

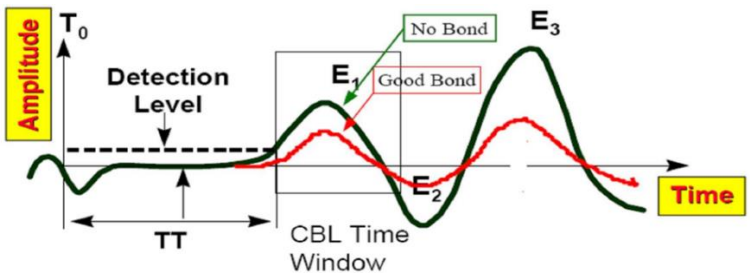

Figure 2-2 : Mesure CBL

- **Transit time**

TT = (3 ft x 57 us/ft) + Casing ID (ft) x Fluid Slowness (us/ft) (2-1)

Tableau 2-3 Exemple de vitesse du son (en micro secondes/ft) de certains matériaux :

Air	910	Argile	63 à 167
Eau douce	210	Sel	67
Eau salé	185	Ciment	77 à 125

Huile	130	Calcaire	47
Acier	57	Dolomite	43

- Dans le cas d'un tubage (libre/free pipe, non cimenté) toute l'énergie acoustique circule le long de l'acier : il y a très peu d'atténuation de l'onde et de l'amplitude de la première arche du signal est importante
- Dans le cas d'un tubage parfaitement cimenté, cette énergie se propagera à travers le ciment jusque dans la formation.
- L'atténuation dans une zone cimentée à 100 % est obtenue par la relation :

$$Atténuation\left(\frac{db}{pied}\right) = \frac{-20}{Z}\ Log10\frac{A_{\max i}}{A_{\min i}} \qquad (2\text{-}2)$$

Avec :

Z : distance entre émetteur et récepteur (pieds)

A mini : amplitude minimum exprimée en millivolts A maxi : amplitude maximum exprimée en millivolts

A maxi : amplitude maximum exprimée en millivolts

- **Cas d'un tubage mal cimenté**
  - l'énergie se répartit entre le tubage et la formation.
  - L'amplitude mesurée A sera comprise entre A maxi et A mini.
  - Un index de cimentation BI (Bond Index) est définit comme suit :

$$BI = \frac{Atténuation\ dans\ la\ zone\ étudié}{Atténuation\ dans\ une\ zone\ parfaitement\ cimenté} \qquad (2\text{-}3)$$

  - Le BI représente la fraction de la circonférence du tubage en contact avec le ciment.

❖ **Principe VDL**

- L'étude de la qualité de la cimentation peut être faussée par un certain nombre de phénomènes. Il s'est avéré utile d'enregistrer l'ensemble du train d'ondes sonores reçues par un récepteur situé généralement à 5 pieds de l'émetteur.
- Enregistré en complément du CBL, le VDL permet de définir l'adhérence Ciment Formation. Cet enregistrement est soit :
  - Sous forme du train d'onde complet ou de sa partie positive uniquement ("Wave Forme", "Signature Curve") ou la lecture est difficile.
  - En densité variable (VDL), seules les arches positives étant reproduites en une échelle de gris d'autant plus foncés que l'amplitude est plus grande.

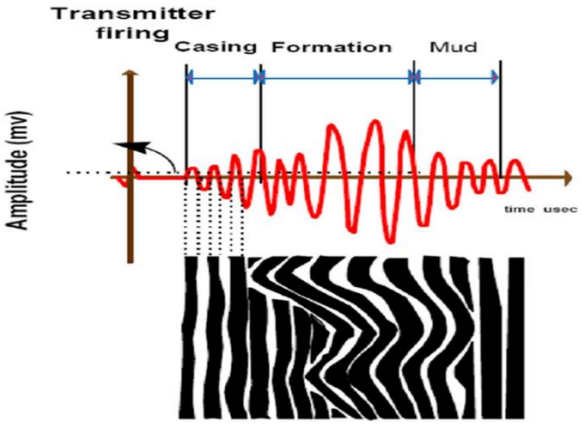

Figure 2.3 : Mesure VDL

❖ **Interprétation du CBL-VDL**

- **Tubage libre (non cimenté)**
  - L'amplitude CBL est forte (correspondant à celle attendue en fonction du diamètre du tubage).
  - T.T. approximativement égal à celui calculé à partir des données de la boue et du tubage.
  - Ondes du tubage très nettes, rectilignes et bien parallèles sur le VDL.
  - Joints de tubage net pour tous les logs.
- **Tubage bien cimenté**
  - L'amplitude du CBL est faible.
  - Le T.T. est peu différent e celui mesuré dans le tubage libre.
  - S'il y a saut de cycle, il est visible sur le T.T. et le CL indique une amplitude très faible (sauf dans le cas d'un enregistrement avec fenêtre mobile).
  - Dans tous les cas, le VDL montre des ondes de tubage très faibles voire inexistantes et des ondes de formation très nettes dont les variations correspondent à celles vues sur le sonique enregistré en trou ouvert.
  - **Tubage imparfaitement cimenté ou "channeling"**
  - L'amplitude du CBL est moyenne.
  - Le VDL montre des ondes de tubage relativement bien visibles.
  - Bonne liaison tubage-ciment, pas de liaison ciment-formation : Les ondes de tubage sont très atténuées (amplitude sur le CBL et glissement ou saut de cycle sur le T.T). Les ondes formations n'apparaissent pas et seules les ondes de boue arrivent après les ondes de tubage.
  - Micro-annulaire (ou séparation tubage-ciment) :
    - Le couplage acoustique se fait tout de même ; une partie de l'énergie passe parle tubage, le CBL n'est pas à son maximum. Comme une partie de l'énergie passe par la formation on remarque des ondes de formation sur le VDL.
    - Seul un deuxième contrôle avec mise en pression du tubage permettra de voir si le couplage s'améliore. Réduction de l'amplitude CBL et nette atténuation des ondes de tubage sur le VDL, confirmant ainsi la présence d'un micro-annulaire.

- Formations rapides :
    - Dans le cas de formations compactes ou à très faible porosité dont le T est inférieur au T de l'acier du tubage (57 us/pied), l'onde de formation arrive la première à cet effet le CBL devient inutilisable.
    - Sur le VDL, l'onde de tubage s'efface au profit de l'onde de formation plus rapide
- Formations à vitesse lente et forte atténuation :
    - Dans le cas de formations lentes (de 77 à 125 us/pied), l'énergie acoustique sera plutôt transmise par le ciment que par la formation. Les ondes de formation apparaissent très faibles, voire inexistantes. L'arrivée des ondes de boue peut même être visible avant l'onde de formation. C'est le cas des formations de surface.

2.7. 3 L'outil d'imagerie ultrasonique (USIT)

Il est conçu pour donner une image de haute résolution de la paroi du casing et de la distribution du ciment. L'USIT donne quatre mesures de base :

- L'impédance acoustique du ciment derrière le casing.
- L'épaisseur du casing.
- Le rayon interne du casing.
- L'estimation des conditions de la surface interne du casing.

Le transducteur rotatif de l'outil assure une couverture de 100% de la paroi du casing en faisant 7.5 rotations par seconde en émettant des pulsations ultrasoniques à raison de 18 pulsations par rotation.

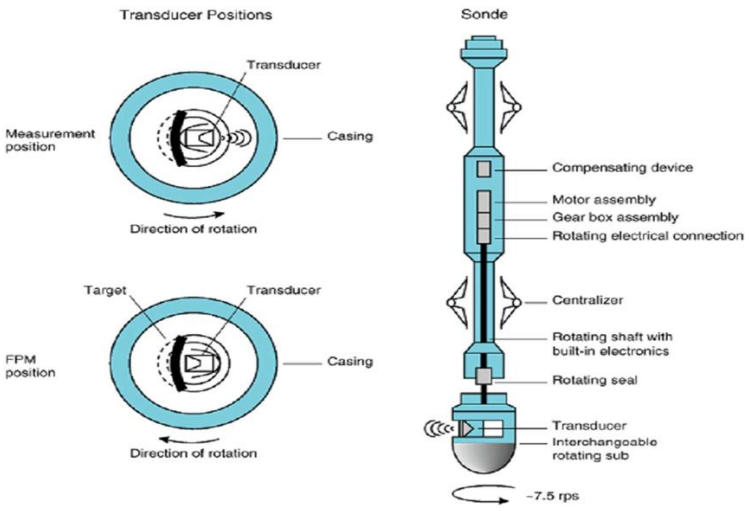

Figure 4 : L'outil de l'USIT

❖ **Principe de mesure de l'USIT** :

- Le transducteur émet des pulsations ultrasoniques de hautes fréquences de façon à faire résonner le tubage dans son épaisseur.

- Les pulsations envoyées par l'outil traversent un certain nombre d'interfaces avec une partie du signal réfléchie à chaque interface (boue/intérieur du tubage - extérieur du tubage/ciment - ciment/formation).
- L'appareil émet une pulsation ultrasonique de fréquence comprise entre 195 et 650 kHz, et se met en mode récepteur.
- Le signal réfléchi contient des informations relatives à la résonance du tubage : Cette résonance est contrôlée par l'épaisseur du tubage ainsi que l'impédance du ciment.
- L'outil USI mesure la vélocité et l'impédance acoustiques du fluide dans le tubage : La vélocité du fluide est utilisée pour déterminer le rayon interne du casing.
- L'impédance acoustique du fluide est un paramètre nécessaire pour l'algorithme du traitement de signal, celui-ci permet la détermination de l'impédance du ciment.

2.8. Cimentation des puits HTHP

La cimentation des puits HP-HT nécessite un haut niveau d'expertise car la température affecte considérablement la performance du ciment, donc un bon modèle de toute la séquence d'activités est essentiel ; par conséquent, la conception de tout ciment doit prendre en compte l'impact des cycles thermiques liés aux étapes de production et sur l'intégrité du ciment. Des laitiers spécifiques en ciment de Classe G + 35% fumé de silice ou en ciment résilient sont souvent recommandés. Il est également nécessaire de prendre en compte les tests de pression du tubage après la cimentation. (SBT, FIT, LOT, Extended LOT). Ces charges peuvent endommager le puits. Il faut mettre en œuvre un modèle qui permet de prendre en charge" design" du puits pour définir les limites des tests de pression afin de s'assurer que l'intégrité du puits n'est pas compromise. [4]

La première clé d'un travail de ciment primaire réussi commence par l'obtention d'informations détaillées sur le puits de forage. Les températures de fond de trou sont critiques. Les températures des diagraphies de fond des puits de terrain antérieurs ont été tracées et des sondes de température de circulation ont été utilisées pour vérifier les températures de cimentation de circulation calculées à utiliser pour les tests de ciment. La formule suivante s'est avérée la plus précise pour une utilisation dans la détermination des températures de circulation de fond de trou (BHCT) par rapport aux sondes de circulation de fond de trou et aux logiciels de température simulés par ordinateur :[8]

Températures de circulation pour les travaux de cimentation de tubage ou de revêtement (pas de compression)

$$BHCT = 80.0 + \frac{(0.66\times(BHTPC-80.0°-8.5)}{(1.0-0.0000111\times D)} \qquad (2\text{-}4)$$

Où :

$BHCT$: Température de circulation au fond du trou, F

$BHTPC$: Température au fond du trou avant la circulation,

F : température maximale du journal

D : Profondeur en pieds

Voici les directives utilisées pour les essais pilotes des boues HTHP afin de simuler le travail réel aussi près que possible :

1. Vérification de la profondeur totale mesurée et la BHLT (température de journal de fond de trou) ainsi que les densités de boue et les propriétés souhaitées pour les résultats finaux.
2. Calcule de la BHCT en utilisant la formule pour le type de travail.
3. Calcule du taux d'échauffement pour la conception du travail prévu et la version finale pression du consistomètre pour le temps de pompage en fonction du poids de la boue dans le puits de forage et de la profondeur.
4. Remplissage du formulaire de demande de laboratoire en détail :
   a. Explication du test supplémentaire requis. (C'est-à-dire entretoises, angle pour l'eau libre, décantation dynamique, tests différentiels de densité, etc.)
   b. Simulation le SRT (Surface Retention Time) pour le mélange par lots aux températures de surface
   c. Pré-conditionnement du lisier pour UCA (analyseur de ciment à ultrasons) /test de compression.
   d. Pression pour les essais de résistance à la compression.
5. Fournir un échantillon frais de l'eau du site à utiliser pour tous les tests.
6. Obtenir un échantillon de boue de l'emplacement pour les tests de compatibilité entretoise et boue, entretoise/ciment.

2.8.1. Procédures de laboratoire

Avant d'effectuer une opération de cimentation, il est nécessaire de mener des tests en laboratoire [8].

1. Obtenir des échantillons de l'usine en vrac du ciment actuel ou "mis de côté" et des additifs nécessaires.
2. Exécutez une analyse d'eau API sur l'échantillon d'eau de l'emplacement pour vérifier que l'eau est acceptable pour la cimentation.
3. Documentez les numéros de lot des additifs.
4. Exécutez les calculs pour la pesée et revérifiez l'exactitude.
5. En cas de temps d'épaississement avec un BHCT supérieur à 200°F, il est recommandé de dupliquer le test pilote.
6. Un test UCA pour la résistance à la compression doit être exécuté en haut et en bas du ciment à la BHST (Bottom Hole Static Temperatures) en haut de tous les revêtements.
7. Tous les tests de perte de liquide doivent être exécutés au BHCT.

8. Des tests de sédimentation dynamique doivent être exécutés sur tous les revêtements et les systèmes de chaîne de production.
9. Exécutez des tests différentiels de densité sur toutes les entretoises au-dessus de 250°F.

a. Exécuter des tests différentiels de densité sur le système de ciment pour tous les systèmes de tubage de production. Le différentiel maximum de haut en bas est de 1,5 ppg.
b. Documentez les temps de pompage, l'eau libre, la perte de liquide, la résistance à la compression et d'autres résultats de test.

10. Effectuez des tests de mouillabilité de l'entretoise et de compatibilité avec l'entretoise/la boue et le ciment/l'entretoise.
11. Pour être compatible, le mélange du pire cas doit répondre aux critères d'élimination efficace de la boue.
12. En cas de compatibilité limite, exécutez des tests de temps de pompe dans le pire des cas.

2.8.2. Les additifs correspondants aux ciments du puits HTHP

- **Retardateurs :** Dans les puits HPHT la différence de température entre le top du ciment et le fond peut dépasser les 37°C, cette différence de température peut causer des dommages importants dans le temps prise. Une quantité adéquate de retardateur doit être alors mélangée au ciment.
- **Alourdissant :** Il est crucial de maintenir l'équilibre de la pression hydrostatique ou dépasser la pression de formation, pour les puits profonds la densité du ciment varie entre 1,8 et 3,24 sg. Le laitier de ciment ayant une densité supérieure à 1,90 sg nécessite l'ajout d'un agent alourdissant.
- **Agent d'expansion :** Un moyen d'obtenir une liaison solide casing/ciment/formation consiste à ajouter un additif en expansion. Le ciment contenant l'oxyde de magnésium (MgO) offre d'excellentes performances d'expansion à des températures atteignant 287° C.
- **Allégeant :** Dans les conditions HPHT, éviter une fracturation ou une perte de circulation est une pratique courante. Parfois, des ciments de faible densité sont nécessaires pour éviter ces problèmes. Des allégeant tel que Flyash, bentonite et prelite sont couramment utilisées pour éviter ces problèmes. Utilisables dans des conditions de températures variantes de 230 à 315°C.

2.8.3. La bonne pratique du cimentation HTHP

Des travaux de cimentation réussis sont essentiels pour compléter économiquement les puits HTHP. Cela base principalement sur la bonne pratique du travail qui est résumé dans les points suivants [7-8] :

- Etat du puits (in-gauge ou cavages), drilling practices, mud design
- QA/QC Blend devant servir à préparer le laitier ;
- Utilisation de rhéomètres HPHT (ex. Chandler 8340) ;

- Analyse de sensibilité du thickening time par rapport à la BHCT +/-10°C est recommandé.
- Analyse de sensibilité par rapport à la densité de laitier +/- 0,03 SG ;
- Analyse de sensibilité par rapport à la concentration de retardateur de +/- 5%
- Analyse du Static Gel Strength (ex. Chandler 5265)
- Mesure des propriétés mécaniques élastiques (Poisson's ratio, Young modulus, Bulk Modulus) et la résistance à l'écrasement du ciment durant sa prise dans les conditions HPHT.
- Qualification du laboratoire de test
- Procédures
- Suivi et interprétation des tests
- Designs spécifiques pour :
    - Migration de gaz en face des zones HP.
    - Long life of the well – Expandable / Flexible cement,
    - Strength retrogression control (Silice flour...)
- Les zones HP doivent être couvertes par un liner pour diminuer le risque de pertes pendant la cimentation
- Le volume de déplacement du laitier doit être basé sur la mesure du diamètre intérieur et doit être calculée par logiciel pour tenir compte des effets de la température et de la pression sur la compressibilité des fluides.
- La centralisation des liner/casing est capitale pour la réussite de la cimentation (stand off> 75%)
- La gaine de ciment doit supporter les tests en pression subséquents.

2.8.4. Clés du succès de cimentation HTHP

La réussite de la cimentation des puits HTHP dépend de certains facteurs clés [8], on note également :

- Une planification minutieuse qui s'appuie sur l'expérience de l'environnement HTHP.
- Test complet du ciment dans les meilleures conditions connues et avec la boue du puits.
- Simulation du déplacement avant le travail.
- Faire correspondre les tests et la simulation à l'expérience sur le terrain.
- Obtenir une exécution cohérente par les mêmes superviseurs, équipe de forage et équipe de cimentation.
- Attention globale aux détails de la simulation, des tests, du chargement et de l'exécution.

2.9. Conclusion

La cimentation est un processus critique dans le forage et l'achèvement des puits de pétrole et de gaz car elle est le facteur principal qui détermine la durée de vie du puits et qui le protège de toute anomalie vient de la formation. Cependant, la réalisation d'une cimentation efficace peut être difficile, en particulier dans les puits à haute

température et pression (HTHP) donc ; il faut suivit convenablement les procédures de cimentation et respecter les exigences de chaque puit.

Chapitre 3 :

Effet de la température sur les caractéristiques du ciment pétrolier classe G

3.1. Introduction

Le ciment pétrolier de classe G est un composant essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière, utilisé pour une variété d'applications telles que la cimentation de puits de forage, le colmatage et l'abandon. Ce type de ciment est connu pour sa haute résistance à la compression, sa faible perméabilité et ses excellentes propriétés de liaison. Cependant, les performances du laitier de ciment pétrolier peuvent être considérablement affectées par la température, ce qui peut entraîner une réduction de la résistance, des fissures et d'autres problèmes. Dans ce chapitre, nous analyserons l'impact de la température sur les propriétés du coulis de ciment pétrolier de classe G. On a limité notre étude sur l'effet de température seulement car les résultats expérimentaux ont montré que la température et la pression accélèrent la cinétique d'hydratation et que la température affecte significativement les propriétés mécanique (élastiques) du matériau tandis que la pression ne les influence pas pour une gamme de pression limitée à 20MPa [21].

3.2. Ciment classe G

Le ciment pétrolier de classe G est composé de ciment Portland, Ce produit est obtenu par broyage de clinker constitué de silicates de calcium hydrauliques et contenant une ou plusieurs formes de CaSO4 comme additif intercalaire. Aucun additif autre que le CaSO4, l'eau ou les additifs chimiques requis pour la réduction du chrome ne doit être broyé ou mélangé au clinker pendant la fabrication du ciment de puits de classe G, à condition que ces additifs n'aient pas d'effet négatif sur la qualité du ciment de classe G et qu'ils n'empêchent pas le ciment de puits de remplir la fonction pour laquelle il a été conçu. [5] Ce type de ciment est conçu pour résister à des pressions et des températures élevées, ce qui le rend idéal pour la cimentation des puits de pétrole et de gaz. L'importance du ciment pétrolier de classe G dans l'industrie pétrolière et gazière ne peut être surestimé, car il garantit l'intégrité des tubages de puits de forage et empêche la migration des fluides du réservoir vers la surface. Cependant, plusieurs facteurs peuvent affecter les performances du ciment pétrolier de classe G, notamment la température, la pression et les conditions de forage.

3.2.1. Clinker

Matières fondues produites dans le four lors de la fabrication du ciment, qui sont broyées avec du CaSO4 pour produire du ciment [5]. Sa composition est représentée par quatre grandes phases cristallines caractéristiques de la chimie du ciment. Elles sont les suivantes :

- Ca3SiO5 : silicate tricalcique (SiO2 – 3 CaO) : 50 à 65 % (alite).
- Ca2SiO4 : silicate bi-calcique (SiO2 – 2 CaO) : 15 à 20 % (bélite).
- Ca3Al2O6 : aluminate tricalcique (Al2O3 – 3 CaO) : 5 à 15 % (aluminate) ;
- Ca4Al2Fe2O10 : Ferro-aluminate tétracalcique (Al2O3 – Fe2O3 – 4 CaO) : 5 à 10 % (ferrite).

Ces quatre phases cristallines sont abrégées respectivement C3S, C2S, C3A et C4AF en notation cimentière ; « C » représentant ici l'oxyde de calcium (CaO et non le carbone dans cette convention propre aux oxydes), combiné à : S, A et F, les trois autres oxydes respectivement de silicium (SiO2), d'aluminium (Al2O3) et de fer (Fe2O3).

La composition minérale des différentes phases du clinker obtenu après cuisson des matières premières (Raw materials en anglais) dépend de la composition du mélange de ces matières, de la température, du combustible utilisé, du temps de cuisson et des conditions de refroidissement du clinker. (Le clinker est rapidement trempé à l'air pour se solidifier avant que le C3S (alite, la phase la plus populaire du clinker) ait le temps de se convertir en C2S (bélite). [13]

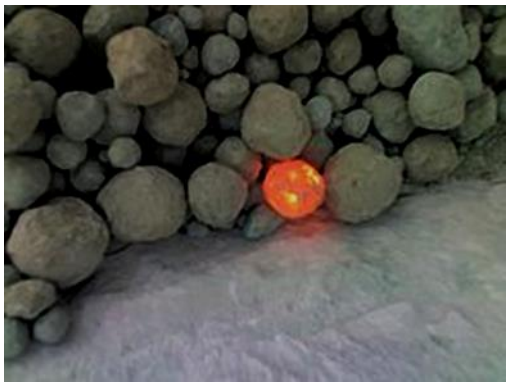

Figure 3-1 : Nodule de clinker à la sortie du four

Figure3-2 : Nodule de clinker habituel après refroidissement

3.2.2. Le CaSO4

L'ajout d'additifs intercalaires peut améliorer les propriétés et les performances de ciments pétroliers. Le CaSO4, également connu sous le nom de gypse, est un minéral naturel largement disponible et peu coûteux. Il a une formule chimique de CaSO4·2H2O et est composé de calcium, de soufre et d'oxygène. Le CaSO4 possède des propriétés uniques qui en font un additif intercalaire idéal pour le ciment pétrolier. Il agit comme un retardateur,

retardant le temps de prise du ciment, et réduit également la perte de fluide, améliorant la maniabilité du coulis de ciment.

3.2.3. Les caractéristiques du ciment pétroliers classe G

Le ciment pétrolier a des propriétés et des caractéristiques qui détermine ses performances pendant et après le durcissement on note également :

- **Résistance à la traction :** La résistance à la traction mesure la capacité du ciment pétrolier à résister aux forces de traction ou à la rupture sous l'effet de contraintes appliquées perpendiculairement à sa surface. Cette propriété est importante car elle détermine la résistance du ciment à la formation de fissures ou de fractures.
- **Résistance à la compression** : La résistance à la compression est la capacité du ciment pétrolier à résister aux forces de compression ou à la rupture sous l'effet de contraintes appliquées dans la direction de son volume. Elle indique la capacité du ciment à supporter des charges élevées sans se déformer ou se briser.
- **Perméabilité** : La perméabilité mesure la capacité du ciment pétrolier à permettre ou à empêcher le passage de fluides, tels que l'eau ou les hydrocarbures, à travers sa structure. Une perméabilité faible est souhaitable pour empêcher les fuites de fluides et assurer une bonne isolation des puits pétroliers.
- **Porosité :** La porosité représente le volume des vides ou pores présents dans le ciment pétrolier par rapport à son volume total. Une porosité élevée peut entraîner une plus grande perméabilité, ce qui peut compromettre l'efficacité de l'isolation du puits. Une porosité plus faible est donc généralement préférée.
- **Perte de masse :** La perte de masse mesure la quantité de masse perdue par le ciment pétrolier au cours d'un processus spécifique, tel que le durcissement ou l'exposition à des conditions environnementales spécifiques. Cette mesure est importante pour évaluer la stabilité et la durabilité du ciment.
- **Degré d'hydratation :** Le degré d'hydratation représente la quantité d'eau réagie avec le ciment pour former des hydrates lors du processus de durcissement. Il indique le degré de complétion de la réaction chimique du ciment. Un degré d'hydratation élevé est généralement souhaité, car il est associé à une résistance accrue et à des propriétés mécaniques améliorées.[27]

Ces paramètres peuvent être influencé par plusieurs facteurs tel que : la composition initiale du ciment, les additifs, la nature des roches environnante (composition chimique) et la température ….

3.3. Effet de la température d'hydratation sur la microstructure du ciment pétrolier classe G

Comprendre la microstructure du ciment est une étape critique dans la production de ciment et l'amélioration des propriétés des matériaux à base de ciment. Le processus d'hydratation du ciment et la microstructure qui en résulte dépendent largement de la

formulation du ciment et des conditions d'hydratation. En particulier, la température d'hydratation a un effet significatif sur la microstructure des pâtes de ciment et leurs propriétés physiques et mécaniques. Il est important de comprendre le comportement et la performance des ciments pour puits de pétrole. En effet, dans les structures de puits de pétrole, de gaz et de géothermie, la gaine de ciment est placée entre le tubage et la roche environnante. Cette gaine de ciment joue un rôle important dans l'isolation de la zone le long du puits (c'est-à-dire qu'elle exclut les fluides tels que l'eau ou le gaz dans une zone de l'huile dans une autre), protège le tubage de la corrosion et fournit un support mécanique [9].

La gaine de ciment le long du puits est exposée à une température d'hydratation qui augmente avec la profondeur en raison du gradient géothermique (environ 25°C par kilomètre) cela affecte sa microstructure et donc ses propriétés mécaniques. L'effet de la température d'hydratation sur le ciment a été étudié et présenté dans la littérature. Il est convenu que les changements de la température peuvent provoquer des modifications importantes de la microstructure et des propriétés mécaniques. Une température plus élevée accélérera le processus de dissolution et de précipitation du ciment anhydre, favorisera la formation rapide de phases et accélérera le développement de la résistance initiale. Pour des températures d'hydratation inférieures à 100°C, la chimie d'hydratation du ciment reste quasiment inchangée et presque les mêmes hydrates précipitent. Cependant, certaines phases, telles que l'ettringite, présentent une instabilité thermique avec l'augmentation de la température durcissement. Au-dessus de 100°C, certaines modifications se produisent, conduisant à une forte détérioration des propriétés mécaniques dans le temps, souvent appelé régression de résistance. [9]

3.3.1. Relation entre la microstructure et les propriétés mécaniques des ciments pétroliers

La microstructure du ciment pétrolier fait référence à sa structure interne, qui est influencée par divers facteurs tels que le temps de durcissement, la température et la pression. D'autre part, les propriétés mécaniques du ciment pétrolier sont ses caractéristiques physiques qui déterminent sa résistance et sa durabilité.

Le ciment pétrolier est un matériau composite composé de ciment Portland, d'eau et de divers additifs. Sa microstructure est caractérisée par la répartition de ses composants, notamment les particules de ciment, l'eau et les pores. La microstructure du ciment pétrolier est affectée par divers facteurs, notamment le temps de durcissement, la température et la pression. Le temps de durcissement affecte le degré d'hydratation, qui à son tour affecte la microstructure.

La microstructure du ciment pétrolier a une influence significative sur ses propriétés mécaniques. La résistance du ciment pétrolier est directement liée à sa microstructure tel que [23] :

- Une microstructure bien compactée avec un haut degré d'hydratation se traduit par une plus grande résistance.

- L'élasticité et la ductilité du ciment pétrolier sont également affectées par sa microstructure. Une microstructure dense avec une faible porosité se traduit par une élasticité et une ductilité plus élevée.
- Le comportement à la rupture du ciment pétrolier est influencé par sa microstructure. Une microstructure avec un haut degré d'hydratation et une faible porosité se traduit par un comportement de rupture plus ductile.

La microstructure du ciment pétrolier affecte également ses propriétés physiques. La porosité et la perméabilité du ciment pétrolier sont influencées par sa microstructure tel que :

- Une microstructure avec un haut degré d'hydratation et une faible porosité se traduit par une faible perméabilité et une grande durabilité.
- La conductivité thermique du ciment pétrolier est également affectée par sa microstructure. Une microstructure dense à faible porosité entraîne une conductivité thermique plus faible.
- La microstructure du ciment pétrolier influence également sa résistance aux facteurs environnementaux tels que les attaques chimiques, les cycles de gel-dégel et l'abrasion.

La microstructure du ciment pétrolier joue un rôle crucial dans la détermination de ses propriétés mécaniques et physiques. Le type de ciment, le rapport eau-ciment, les conditions de durcissement et les additifs affectent tous la microstructure du ciment pétrolier. Comprendre la microstructure et son influence sur les propriétés du ciment pétrolier est essentiel pour optimiser son utilisation dans la construction.

3.3.2. Hydratation et microstructure de ciment à température ambiante

La prise du ciment n'est pas le séchage de la pâte après ajout d'eau, c'est un ensemble de réactions chimiques d'hydratation qui permettent à la pâte de ciment (ciment plus eau) de passer d'un état liquide à un état solide [12].

Les pâtes de ciment hydratées sont le résultat d'une réaction chimique entre l'eau et les composés du ciment. Il s'agit d'un processus complexe dans lequel les principaux composés du ciment C3S, C2S, C3A et C4AF réagissent pour former de nouveaux composés insolubles, provoquant la prise et le durcissement progressifs du matériau.

Tableau 3-1 : Composition typique du Ciment [12]

Nom chimique	**Formule chimique**	**Symbole**	**Pourcentage de masse (%)**
Tricalcium silicate (Alite)	3CaO.SiO_2	C_3S	55
Dicalcium silicate	2CaO.SiO_2	C_3S	18
Tricalcium aluminate	3CaO.Al_2O_3	C_3A	10
Tretracalcium aluminoferrite	4CaO.$Al_2$0$_3Fe_2O_3$	C_4AF	8

Calcium sulfate dihydrate (gypse)	$CaS0_4 2H_2O$	CSH_2	6

Le processus d'hydratation d'un ciment Portland ordinaire est généralement divisé en 5 étapes. Chaque étape correspond à une tendance d'évolution de la chaleur d'hydratation (Figure 3.3).

- **Phase 1** : L'hydratation initiale dure environ 15 minutes. Pendant cette étape, la dissolution des composants les plus solubles (Na2SO4, K2SO4, CaSO4.xH2O) du ciment se déroule en faisant augmenter le pH du coulis de ciment.
- **Phase 2** : La période dormante dure environ 4 heures. La chaleur d'hydratation n'évolue presque pas. La résistance de la pâte de ciment n'est pas encore créée.
- **Phase 3** : L'accélération de l'hydratation dure environ 4 heures. Pendant cette phase, la chaleur d'hydratation évolue très rapidement. Les hydrates formés se mettent en contact, ce qui forme la résistance de la pâte.
- **Phase 4** : La phase de ralentissement dure quelques jours. L'évolution de la chaleur d'hydratation ralentit.
- **Phase 5** : La phase de cure se manifeste pendant plusieurs mois après la prise. L'évolution de la quantité des hydrates se stabilise progressivement.

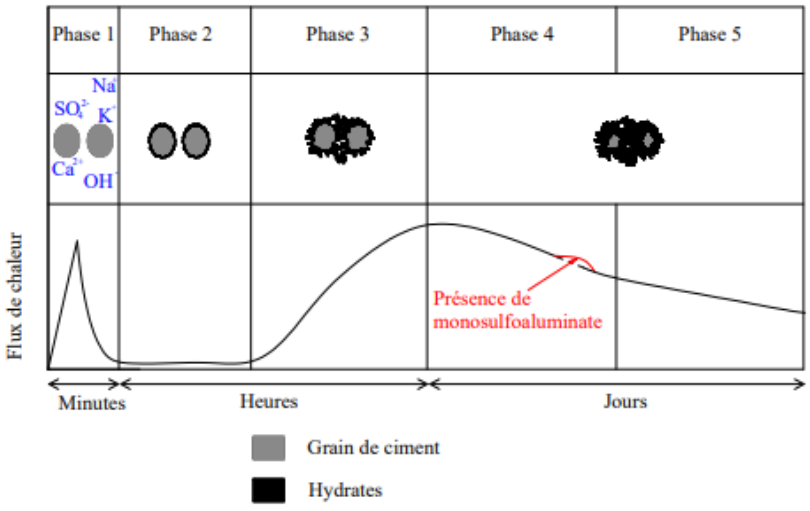

Figure 3.3 : Schéma de récapitulatif de l'hydratation de deux grains de ciment [12]

Les réactions entre le C3A et l'eau se déroulent le plus rapidement (Figure3-4). En présence de gypse, l'ettringite se forme. Dans le cas où C3A est en excès par rapport au gypse, des monosulfoaluminates de calcium seront formés (équation (3-2)). Si le taux de

C3A est très élevé dans le ciment, il y a une formation d'aluminates hydratés (équation (3-3)).

$$C_3A + 3C - S - H_2 + 25H \rightarrow C_6AS_3H_{31} \quad (Ettringite) \qquad (3\text{-}1)$$

$$2C_3 + C_6AS_3H_{31} + 14H \rightarrow 3C_3ASSH_{15} \ (Monosulfloaluminate\ de\ calcium) \qquad (3\text{-}2)$$

$$2C_3A + 21H \rightarrow C_4AH_{13} + C_2AH_8 \quad (Aluminates\ hydratés) \qquad (3\text{-}3)$$

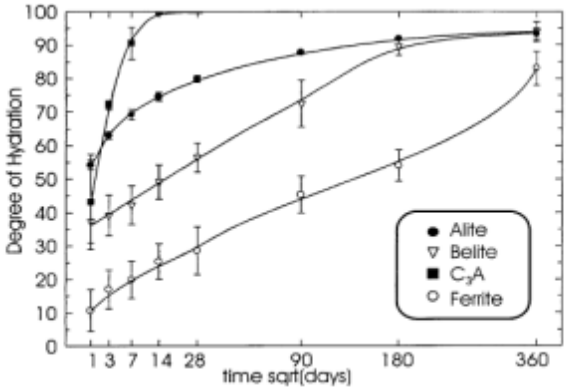

Figure 3. 4 : Hydratation des constituants de la pâte de ciment durcie à la température ambiante [12]

L'hydratation de C3S et C2S forme les principaux constituants de la pâte de ciment durcie : le CS-H et le CH. Le C3S réagit plus rapidement que le C2S (Figure3-4) et la quantité de CH créée est trois fois plus grande que celle de C2S. C'est pourquoi le C3S joue un rôle majeur en initiant la résistance de la pâte de ciment pendant les premiers jours. Les réactions chimiques de ces constituants avec l'eau sont écrites sous la forme des équations (3-4) et (3-5) :

$$2C_3S + 10{,}6H \rightarrow C_{3,4} - S_2 - H_2 + 2{,}6CH \qquad (3\text{-}4)$$

$$2C_2S + 8{,}6H \rightarrow C_{3,4} - S_2 - H_8 + 0{,}6CH \qquad (3\text{-}5)$$

Microstructure

La microstructure de la pâte de ciment est très complexe. Elle est constituée des hydrates, des anhydrates, des pores et de l'eau. Comme présenté ci-dessus, les produits majeurs sont le Calcium Silicate Hydrate (C-S-H), la Portlandite (CH), le Calcium Sulfoaluminate (Ettringite et Monosulfoaluminate). Les fractions volumiques, la possibilité de cristallisation [12], la morphologie et les dimensions des constituants de la pâte de ciment sont présentées dans le Tableau 3-2 :

Tableau 3-2 : Composition minéralogique typique et caractéristiques physiques de la pâte de ciment

Phase Minéralogique	Fraction volumique (%)	Possibilité de cristallisation	Morphologies	Dimensions
C-S-H	50-70	Très peu	Très résolu	10-100 nm
CH	15-12	Très bien	Solide hexagonal	10-100 µm
Ettringite	1-5	Bien	Solide de forme des aiguilles	10×0,5 µm
Monosulfoaluminate	1-5	Bien	Solide sous forme des plans hexagonaux	1×1×0,1 µm

3.3.3. Hydratation et microstructure de ciment à haute température (Jusqu'au 90°C)

3.3.3.1. Comment la température élevée affecte-t-elle l'hydratation du ciment pétrolier de classe G

L'effet d'une température élevée sur l'hydratation du ciment pétrolier de classe G a été largement étudié. L'étude étudie l'influence de la température d'hydratation sur la microstructure de la pâte de ciment, avec des températures allant de 7°C à 90°C [28]. Des températures de durcissement élevées entraînent une diminution du rapport molaire C/S de 1,93 à 7 °C à 1,71 à 90 °C, ainsi qu'une diminution du rapport H/S de 5,1 à 7 °C à 2,66 à 90 °C [1]. À mesure que la température d'hydratation du laitier de ciment pétrolier augmente, il y a une diminution de la porosité du gel et une augmentation de la porosité capillaire [28]. Cette diminution de la porosité est due à une diminution de la porosité intrinsèque C-S-H et à une augmentation de la densité C-S-H à des températures de durcissement plus élevées [28]. Des températures de durcissement élevées entraînent une densité plus élevée de C-S-H, avec une densité de 2,10 g/cm3 à 90 °C [28]. La microstructure de la pâte de ciment a été caractérisée en réalisant une diffraction des rayons X, avec la méthode de Rietveld et combinée à une analyse thermogravimétrique, permettant une description quantitative des fractions massiques des hydrates de ciment [28]. De plus, l'étude a révélé qu'une température élevée a un effet sur l'évolution de la chaleur des ciments pour puits de pétrole de classe G pendant le durcissement et peut augmenter considérablement le pic de puissance thermique dans la plage de température considérée dans l'étude [28].

3.3.3.2. Méthodes expérimentales de caractérisation de l'effet de température sur la microstructure de ciment

Il existe de nombreuses méthodes expérimentales pour la caractérisation de l'effet de température sur la microstructure de la pâte à ciment, on site principalement : diffraction des rayons X combinée à la méthode de Rietveld, analyse thermogravimétrique, détermination

de la porosité par porosimétrie à intrusion de mercure, mesure de la porosité par la méthode de lyophilisation. Ces méthodes sont décrites ci-dessous

- **Diffraction des rayons X [28]**

La diffraction des rayons X permet d'identifier les principales phases cristallines dans les matériaux et a été largement utilisé dans la caractérisation du ciment. Associée à la méthode de Rietveld, elle permet de quantifier ces étapes. Les diagrammes de rayons X ont été acquis sur un diffractomètre avancé Bruker D8 fonctionnant à 35 kV et 40 mA, en utilisant un rayonnement CoK (1,79 A) à 0,01°C par seconde entre des angles de 3,0° et 80° angles.

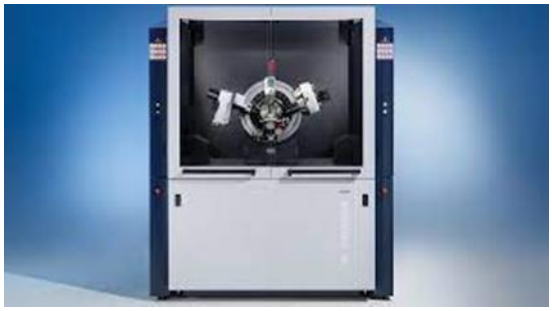

Figure 3.5 : diffractomètre à rayon X

- **Méthode de Rietveld caractérisation du ciment pétrolier [28]**

La méthode de Rietveld est une technique analytique puissante utilisée pour déterminer la composition minéralogique des matériaux. Cette technique implique une analyse par diffraction des rayons X (XRD) et a été largement utilisée dans divers domaines, notamment la science des matériaux, la géologie et la chimie. La méthode de Rietveld est basée sur la minimisation de la différence entre les diagrammes de diffraction observés et calculés. Ceci est réalisé en ajustant les paramètres de la structure cristalline jusqu'à ce que le diagramme de diffraction calculé corresponde à celui observé. La méthode prend en compte divers facteurs tels que les paramètres de l'instrument, la taille et la forme de l'échantillon et la symétrie cristalline. La méthode Rietveld peut gérer des structures cristallines complexes et des échantillons à phases mixtes, ce qui en fait un outil puissant pour la détermination et le raffinement de la structure cristalline.

L'équation utilisée dans les raffinements de Rietveld est une somme pondérée de la différence entre les modèles de diffraction observés et calculés. Cette équation permet d'affiner la structure cristalline en ajustant les paramètres du modèle jusqu'à ce que le diagramme de diffraction calculé corresponde au diagramme de diffraction observé. La méthode Rietveld est largement utilisée en science des matériaux et a joué un rôle déterminant dans la découverte et la caractérisation de nouveaux matériaux. Le programme d'affinement ajuste les paramètres susmentionnés afin de minimiser l'écart résiduel Rwp entre la simulation et la simulation. Afin de minimiser la différence résiduelle Rwp entre le

profil simulé yci et le profil mesuré yi à l'aide d'un algorithme des moindres carrés non linéaires.

$$y_{ci} = [s_p]\Sigma_k p_k L_k F_k^2 G(2\theta_i - 2\theta_k)p_k + y_{cbi} \quad (3\text{-}6)$$

$$R_{\omega i} = \Sigma_i w_i (y_i - yc_i)^2 \quad (3\text{-}7)$$

Où :

- y_{ci} : intensité calculée au ie étape dans les données
- s_P : facteur d'échelle proportionnel au nombre de cellules unitaires contribuant à diffusion
  - divisé par le volume de cellule unitaire
- Pk: facteur de multiplicité
- L_k: $Facteurs\ de\ Lorentz\ et\ de\ polarisation$
- F_k: $facteur\ de\ structure$
- $G(2\theta_i - 2\theta_k)$: $fonction\ profil$
- P_k: $fonction\ d'orientation\ préférée$
- y_{cbi}: $intensité\ calculée\ au\ ieétape\ de\ l'arrière - plan$
- θ_{ik} : $est\ l'angle\ de\ Bragg\ pour\ la\ k_{th}\ réflexion$
- w_i: $est\ le\ facteur\ de\ pondération\ pris\ égal\ à\ w_i = 1\ /\ y_i$

- **Analysé thermogravimétrique [28]**

La Thermogravimétrie est une méthode standard pour analyser les matières organiques, inorganiques et synthétiques. L'analyse Thermogravimétrique signifie, en général, la mesure de la perte de poids au cours d'un procédé de chauffage à une température définie par l'utilisateur [14]. Pour le coulis, on peut distinguer les trois grandes pertes de poids dans les courbes TG et DTG (Courbes de perte de masse en fonction de la température et de sa dérivée, respectivement) associées à différentes réactions :

$$f_{CH}^m = L_{CH}\ \frac{M_{CH}}{M_{H_2O}} + L_{CaCO_3}\ \frac{M_{CH}}{M_{CO_2}} \quad (3\text{-}8)$$

Où :

- f_{CH}^m: $la\ fraction\ massique\ de\ CH$
- M_X: $la\ masse\ molaire\ de\ X$
- $L_{CH}\ et\ L_{CaCO_3}$: $les\ pertes\ de\ poids\ attribuées\ au\ CH\ et\ au\ CaCO3\ dans\ leur\ domaine\ de\ température\ de\ décomposition\ respectif.$

• Jusqu'à 350◦C : Déshydratation des CSH et des aluminates

• 400◦C–550◦C : Déshydroxylassions de CH

• Au-dessus de 600◦C : Décarbonatation de CaCO3

La TGA est couramment utilisée pour déterminer la teneur en Portlandite car sa décomposition se produit sur un intervalle. Pour quantifier la quantité totale de Portlandite, l'expression suivante est utilisée :

- **Porosimétrie par intrusion de mercure [28]**

La porosimétrie au mercure (MIP) est un outil répandu pour caractériser la structure poreuse des matériaux. La tension superficielle élevée du mercure s'oppose à son entrée dans les pores, ce qui en fait un fluide non mouillant. Lors de l'augmentation de la pression, le mercure est forcé dans les pores avec une taille d'entrée dépendant de la pression appliquée. En supposant une géométrie de pores cylindrique, la pression appliquée peut être liée à des tailles de pores équivalentes à l'aide de l'équation de Washburn donnée ci-dessous.

$$p_{HG} = \frac{4\gamma \cos(\theta)}{d} \qquad (3\text{-}8)$$

Où

- γ: $la\ tension\ superficielle\ du\ mercure\ \left(0{,}485\,\frac{N}{m}\right)$
- θ: $l'angle\ de\ contact\ entre\ le\ mercure\ et\ la\ surface\ du\ pore\ (\theta = 130\ ^\circ)$
- d : est le diamètre du pore en (m).

La relation de Washburn permet d'évaluer la taille d'entrée de pore correspondant à chaque niveau de pression (augmentée progressivement) et d'obtenir une courbe volume de pore / taille de pore. Le prosimètre utilisé dans cette étude est un AutoPore IV 9500 de Micrométriques atteignant une pression maximale de 230 MPa correspondant à une taille de pore de 6 nm. Il est à noter que l'application du MIP pour la caractérisation du volume poreux des matériaux à base de ciment a parfois été critiquée dans la littérature et ses limites ont été soulignées. Ceci est notamment dû à l'effet encrier mais également aux problèmes d'accessibilité entraînant une sous-estimation des macropores par cette méthode.

3.3.3.3. Les résultats expérimentaux de l'effet de la température dans l'intervalle [7°C – 90°C] sur les caractéristiques du ciment classe G [28]

L'étude expérimentale multi-technique qui a été réalisée pour étudier l'influence de la température d'hydratation, entre 7◦C et 90◦C sur la microstructure de la pâte de ciment et plus particulièrement sur la masse volumique apparente et la composition chimique du CSH. Les échantillons de pâte de ciment ont été préparés à l'aide d'un ciment pour puits de pétrole de classe G et w/c=0,44 et durci pendant 28 jours dans des conditions saturées à 7, 20, 40, 60 et 90◦C. La microstructure de la pâte de ciment a été caractérisée en effectuant une analyse par diffraction des rayons X combinée à la méthode de Rietveld, une analyse thermogravimétrique, une porosimétrie par intrusion de mercure et une évaluation de la porosité par séchage. Les résultats expérimentaux montrent une augmentation de la porosité capillaire et une légère diminution de la porosité totale, entraînant une diminution de la porosité du gel en augmentant la température d'hydratation. Une méthode d'analyse a été proposée pour évaluer la densité apparente de CSH et la porosité intrinsèque en combinant

les résultats des expériences mentionnées ci-dessus. Les résultats montrent une diminution de la porosité intrinsèque du CSH et une augmentation correspondante de la densité apparente de CSH et augmentant la température d'hydratation. Cela peut clairement expliquer l'augmentation observée de la porosité capillaire pour des températures de durcissement plus élevées. La densité apparente de CSH évaluée varie d'environ 1,88 g/cm^3à 7 ◦C à environ 2,10 g/cm^3à 90 ◦C. L'analyse des résultats expérimentaux a permis d'évaluer la composition chimique du CSH en termes de rapport C/S et également de rapport H/S pour sec (correspondant à de l'eau chimiquement liée) et saturé (correspondant à CSH avec des pores de gel remplis d'eau) conditions. Le rapport C/S évalué diminue avec l'augmentation de la température d'hydratation, passant de 1,93 à 7◦C à 1,71 à 90◦C. La même tendance a également été observée pour les variations du rapport H/S du CSH saturé qui diminue avec l'augmentation de la température de durcissement de 5,1 à 7◦C à 2,66 à 90◦C. La caractérisation quantitative de l'effet de la température d'hydratation sur la microstructure de la pâte de ciment, telle que présentée dans cet article, peut être utilisée dans la modélisation micromécanique des ciments pétroliers pour l'évaluation de leurs propriétés thermo-poro-mécaniques pour différentes températures d'hydratation, correspondant à différentes profondeurs le long d'un puits de pétrole.

3.3.4. Hydratation de ciment classe G dans des conditions HTHP (Température supérieure à 110 °C)

Dans des conditions de haute température et de haute pression (HTHP), telles que celles rencontrées dans les puits profonds, l'hydratation du ciment de classe G peut être affectée par divers facteurs, notamment la température, la pression et le rapport eau-ciment. Des températures élevées supérieures à 110°C accélèrent le taux d'hydratation du ciment, mais augmentent également le risque de prise prématurée et de réduction de la résistance à la compression [46]. Une pression élevée peut également affecter l'hydratation du ciment, car elle peut entraîner l'expulsion de l'eau de la matrice de ciment, entraînant une hydratation incomplète.

3.3.4.1. Comment la haute température et la haute pression affectent-elles le processus d'hydratation du ciment de classe G

Le processus d'hydratation du ciment de classe G est fortement affecté par la température et la pression élevées. L'augmentation de la température d'hydratation entraîne une diminution du rapport molaire C/S, ce qui affecte la porosité intrinsèque et la densité de la pâte de ciment résultante [20]. De plus, la porosité du gel diminue et la porosité capillaire augmente avec l'augmentation de la température d'hydratation pour le ciment de classe G [20]. L'augmentation de la température de durcissement entraîne également une densité plus élevée de C-S-H dans le ciment de classe G, ce qui peut potentiellement améliorer ses propriétés mécaniques [20]. Cependant, une température élevée peut également conduire à la formation d'hydrates de silicate cristallin nocifs avec un rapport calcium/silicium élevé, ce qui peut avoir un impact négatif sur les propriétés mécaniques de la suspension résultante [20].

3.4. Etude de l'effet de la température sur les propriétés du ciment pétroliers classe G

On a collecté les résultats expérimentaux à partir de plusieurs articles scientifiques et on a les résumés dans ce tableau pour les interpréter.

Tableau 3-3 : Propriétés de ciment classe G exposé à des températures différentes

Température(°C) / Propriétés de ciment	Température ambiante [0 - 60]	Températures élevées [60-90]	Températures ultra élevées [140-300]
Résistance à la compression (MPa)	[68,9 _103,4]	[20-60]	[20-35]
Résistance à la traction (MPa)	[3,4 _10,3]	Démunissions de 20 % à 40% par rapport à celle de température ambiante	Démunissions de 60% par rapport à celle de température ambiante
Perméabilité (Darcy)	$[10^{-6}_10^{-12}]$	$[10^{-4}_10^{-2}]$	$[10^{-3}_10]$
Porosité (%)	[10_20]	[15_25]	[20_35]
Perte de masse (%)	Presque négligeable	[01_05]	[10_50]
Degré d'hydratation	Supérieur à 90%	[90_95]	[70_90]

Discussion et interprétation

- **Résistance à la compression**

On remarque une démunissions de la valeur de la résistance à la compression du ciment en augmentant la température cela est dû à :

1. **Dégradation thermique :** Le ciment pétrolier est composé de divers minéraux et de liants chimiques qui peuvent se dégrader à des températures élevées. Cette dégradation peut entraîner une perte de cohésion et de résistance du ciment.
2. **Expansion thermique :** Les matériaux constituant le ciment pétrolier peuvent se dilater lorsque la température augmente. Cette expansion thermique peut provoquer des contraintes internes dans le ciment, ce qui réduit sa résistance à la compression.
3. **Modification de la structure chimique :** À des températures élevées, les réactions chimiques peuvent se produire entre les composants du ciment pétrolier, ce qui peut altérer sa structure chimique. Ces modifications peuvent affaiblir la résistance du ciment.

- **Résistance à la traction**

Les valeurs quantitatives décrivant la variation de la résistance à la traction du ciment pétrolier en fonction de la température ne sont pas disponibles, cependant, la littérature mentionne une diminution pouvant atteindre jusqu'à 60% par rapport aux valeurs observées à température ambiante, lorsqu'il est exposé à des températures extrêmement élevées.

- **La perméabilité**

On remarque que la perméabilité du ciment pétroliers augmente en augmentant la température, Plusieurs facteurs peuvent contribuer à l'augmentation de la perméabilité du ciment pétrolier avec l'augmentation de la température :

1. **Expansion thermique** : Lorsque le ciment pétrolier est exposé à des températures élevées, il peut subir une expansion thermique, ce qui entraîne la formation de microfissures et de canaux à travers lesquels les fluides peuvent se déplacer plus facilement.
2. **Dégradation thermique :** À des températures plus élevées, les composants du ciment pétrolier peuvent subir une dégradation chimique ou structurale, ce qui peut entraîner la formation de vides ou de canaux, augmentant ainsi la perméabilité.
3. **Libération de gaz :** Certains types de ciment pétrolier peuvent contenir des gaz emprisonnés, tels que de l'air ou des gaz de formation. Lorsque la température augmente, ces gaz peuvent se dilater et provoquer la formation de voies de migration des fluides à travers le ciment.

Il est important de noter que l'augmentation de la perméabilité du ciment pétrolier peut être problématique dans les puits HTHP, car cela peut compromettre l'efficacité de l'isolement des zones géologiques et entraîner des fuites ou une migration indésirable de fluides. Cela souligne l'importance de choisir un ciment pétrolier approprié et de prendre des mesures pour minimiser les effets de l'augmentation de la perméabilité, notamment en utilisant des additifs spécifiques ou en ajustant la formulation du ciment.

- **La porosité**

On remarque que le pourcentage de porosité augmente avec l'augmentation de la température, Plusieurs facteurs peuvent contribuer à l'augmentation du pourcentage de porosité du ciment pétrolier avec l'augmentation de la température :

1. **Expansion thermique :** Lorsque le ciment pétrolier est exposé à des températures élevées, il peut subir une expansion thermique, ce qui peut entraîner la formation de nouvelles fissures, de vides ou de pores. Cela peut augmenter la porosité globale du matériau.
2. **Dégradation thermique :** À des températures plus élevées, les composants du ciment pétrolier peuvent subir une dégradation chimique ou structurale, ce qui peut entraîner la formation de vides ou de pores dans le matériau, augmentant ainsi sa porosité.

3. **Réactions chimiques :** Les températures élevées peuvent favoriser certaines réactions chimiques dans le ciment pétrolier, ce qui peut entraîner la libération de gaz ou de produits chimiques volatils. Ces gaz et produits chimiques peuvent s'échapper, laissant des pores ouverts et augmentant la porosité.

Il est important de noter que l'augmentation de la porosité du ciment pétrolier peut avoir des conséquences néfastes. Une porosité élevée peut entraîner une diminution de la résistance mécanique du matériau, une augmentation de la perméabilité et une moins bonne isolation des zones géologiques. Cela peut potentiellement entraîner des fuites, une migration indésirable de fluides et des problèmes de sécurité et d'exploitation dans les puits.

- **La perte de masse :**

La perte de masse pour un ciment pétrolier classe G durci à des températures ambiantes (les premières phases de puit) et presque négligeable tant qu'elle augmente en augmentant la température et peut atteindre 50% pour des températures ultra élevées, Cependant, à mesure que la température augmente, plusieurs phénomènes peuvent se produire, conduisant à une perte de masse plus importante :

1. **Déshydratation :** À des températures élevées, l'eau présente dans le ciment pétrolier peut s'évaporer, entraînant une perte de masse. L'eau joue un rôle essentiel dans le processus de prise du ciment, et sa disparition peut entraîner une diminution de la cohésion et de la résistance du matériau.
2. **Décomposition thermique :** Certains composants du ciment pétrolier peuvent se décomposer chimiquement à des températures élevées, ce qui peut entraîner la libération de gaz ou de produits volatils. Cette libération de gaz peut causer une perte de masse significative.
3. **Expansion et fissuration :** L'augmentation de la température peut provoquer une expansion thermique du ciment, entraînant des contraintes internes et des fissures. Ces fissures peuvent créer des voies d'échappement pour les gaz ou les produits volatils, contribuant ainsi à la perte de masse.

Il est important de noter que des températures extrêmement élevées peuvent entraîner une perte de masse significative pouvant atteindre jusqu'à 50%. Ces températures ultra élevées peuvent entraîner une dégradation importante du ciment pétrolier, réduisant sa résistance et sa stabilité.

- **Le degré d'hydratation**

Dans la plage de température allant jusqu'à 90°C, le degré d'hydratation du ciment pétrolier de classe G reste élevé, supérieur à 90%. Cela suggère que la réaction d'hydratation se produit efficacement et que le ciment atteint un niveau élevé de solidification et de résistance, Cependant, à des températures ultra élevées, supérieures à 110°C, le degré d'hydratation peut diminuer jusqu'à environ 70%. Cela peut être dû à plusieurs facteurs, tels que :

1. **Accélérations des réactions chimiques :** À des températures élevées, les réactions chimiques peuvent être accélérées, ce qui peut entraîner une consommation plus rapide de l'eau disponible pour l'hydratation du ciment. Cela peut réduire le degré d'hydratation global.
2. **Dégradation thermique** : Le ciment pétrolier peut subir une dégradation thermique à des températures extrêmement élevées, ce qui peut perturber les réactions d'hydratation et réduire le degré d'hydratation.
3. **Perte d'eau :** À des températures élevées, l'eau présente dans le ciment peut s'évaporer plus rapidement, limitant ainsi la quantité d'eau disponible pour l'hydratation. Cela peut entraîner une diminution du degré d'hydratation.

Il est important de noter que le degré d'hydratation inférieur à 100% peut avoir un impact sur les propriétés mécaniques et la stabilité du ciment pétrolier. Une hydratation incomplète peut entraîner une réduction de la résistance et de la stabilité du matériau, ce qui peut potentiellement compromettre son efficacité en tant que barrière d'isolation dans les puits.

3.5. Résumé de l'effet de la température sur les caractéristiques du ciment pétroliers classe G

L'effet de la haute température sur les paramètres du ciment pétrolier classe G peut être résumé comme suit :

Résistance à la compression : La haute température a tendance à réduire la résistance à la compression du ciment pétrolier classe G. L'exposition à des températures élevées peut entraîner la dégradation des propriétés mécaniques du ciment, ce qui entraîne une diminution de sa résistance.

Résistance à la traction : De manière similaire à la résistance à la compression, la résistance à la traction du ciment pétrolier classe G peut également diminuer lorsqu'il est exposé à des températures élevées. Cela est dû aux changements structuraux qui se produisent dans la matrice du ciment à des températures élevées.

Perte de masse : Le ciment pétrolier classe G peut subir une perte de masse lorsqu'il est soumis à des températures élevées. L'augmentation de la température peut entraîner la déshydratation partielle du ciment, provoquant la libération de l'eau présente dans sa structure. Cela peut entraîner une perte de masse significative.

Degré d'hydratation : La haute température peut affecter le degré d'hydratation du ciment pétrolier classe G. À des températures élevées, l'hydratation du ciment peut être accélérée, ce qui peut entraîner une réduction du temps nécessaire pour atteindre un état d'hydratation donné.

Porosité : Les températures élevées peuvent avoir un impact sur la porosité du ciment pétrolier classe G. En général, l'exposition à des températures élevées peut entraîner une augmentation de la porosité du ciment, ce qui peut réduire sa résistance globale.

Perméabilité : La perméabilité du ciment pétrolier classe G peut également être affectée par la haute température. Lorsque le ciment est exposé à des températures élevées, les pores peuvent se dilater, ce qui peut entraîner une augmentation de la perméabilité du matériau.

Donc on peut conclure que la haute température a un effet négatif sur les paramètres du ciment pétrolier classe G tels que la résistance à la compression, la résistance à la traction, la perte de masse, le degré d'hydratation, la porosité et la perméabilité. Il est important de prendre en compte ces facteurs lors de l'utilisation du ciment pétrolier classe G dans des environnements soumis à des températures élevées, afin de garantir une performance adéquate du matériau. Des mesures appropriées doivent être prises pour minimiser les effets néfastes de la haute température sur les propriétés du ciment pétrolier classe G.

3.6. Solutions proposées pour prédire de l'effet de l'augmentation de la température sur les caractéristiques du ciment pétrolier classe G

- **Modélisation thermique :** Des approches de modélisation thermique peuvent être utilisées pour prédire l'évolution des caractéristiques du ciment pétrolier de classe G en fonction de l'augmentation de la température. Ces modèles prennent en compte les propriétés thermiques du ciment, les réactions chimiques lors de l'hydratation, ainsi que les effets de la dilatation thermique et de la dégradation à des températures élevées.
- **Expérimentations en laboratoire :** Des études expérimentales peuvent être réalisées en laboratoire en exposant des échantillons de ciment pétrolier de classe G à différentes températures contrôlées. Les caractéristiques du ciment, telles que la résistance à la traction, peuvent ensuite être mesurées et comparées aux valeurs à température ambiante. Ces résultats expérimentaux peuvent servir de référence pour prédire l'effet de l'augmentation de la température sur le ciment pétrolier de classe G dans des conditions réelles.
- **Utilisation de nanomatériaux et de polymères :** L'utilisation de nanomatériaux et de polymères offre des solutions potentielles pour prédire l'effet de l'augmentation de la température sur les caractéristiques du ciment pétrolier de classe G. Les nanomatériaux renforcent la structure du ciment, améliorent sa résistance mécanique et sa stabilité thermique, tandis que les polymères peuvent aider à moduler les propriétés du ciment pour résister aux températures élevées. Ces approches innovantes ouvrent la voie à des avancées significatives dans la prédiction et l'optimisation des performances du ciment pétrolier dans des conditions de température extrêmes.
- **Méthodes de simulation numérique** : Les simulations numériques basées sur des méthodes telles que la mécanique des milieux continus ou la méthode des éléments finis peuvent aider à prédire les effets de l'augmentation de la température sur les

caractéristiques du ciment pétrolier de classe G. Ces simulations permettent de modéliser le comportement du ciment sous différentes conditions thermiques, fournissant ainsi des indications sur les variations attendues des propriétés du ciment.

3.7. Conclusion

Dans l'industrie pétrolière et gazière, le ciment est utilisé pour fournir une isolation zonale et un support pour le tubage du puits de forage. Cependant, les performances du ciment peuvent être considérablement affectées par la température, en particulier dans les environnements à haute température. Des températures élevées peuvent entraîner des modifications de la résistance à la compression, du temps de prise et des propriétés de perte de fluide du ciment. Le ciment peut également devenir plus sensible à la fissuration et au retrait dans les environnements à haute température, ce qui peut entraîner une perte d'isolation zonale et une réduction de l'intégrité du puits. Des additifs tels que la fumée de silice, les nanoargile et les cendres volantes peuvent être utilisés pour améliorer les performances du ciment dans des conditions de température élevée.

Chapitre 4 : L’utilisation du nano-silice et nano-argile pour l’amélioration des performances du ciment.

Chapitre 4 : L'utilisation du nano-silice et nano- argile pour l'amélioration des performances du ciment.

5.1. Introduction

Au cours des dernières années, l'accent a été mis de plus en plus sur la production de pétrole et de gaz à partir de ressources non conventionnelles. Le gaz de schiste, un gaz naturel enfoui dans des formations de schistes à faible perméabilité, et le pétrole lourd, un pétrole brut bitumineux, dense et visqueux, sont deux exemples de combustibles fossiles dont l'extraction est techniquement et économiquement efficace. Cependant, la restauration de ces réserves d'énergie nécessite souvent de surmonter des conditions de fond difficiles telles que la haute température (HT) et la haute pression (HP). Les environnements à haute température et haute pression amplifient les risques qui existent dans les puits de pétrole conventionnels. Par conséquent, des exigences plus élevées sont mises en avant pour la fiabilité des matériaux et des technologies utilisées dans le système de production de puits de pétrole, et le tubage en ciment est une partie importante du système de puits de pétrole. Sa fonction est de supporter le tubage et d'assurer l'isolation de la zone pendant l'exploitation du puits et au-delà de la durée de vie productive du puits. Lorsqu'ils sont soumis à des conditions de fond de trou HTHP difficiles, les ciments doivent être capables de résister à une variété de processus mécaniques et physico-chimiques potentiellement dommageables, tels que les transformations minéralogiques, la croissance excessive des cristaux, les contraintes thermiques ou les changements de pression. La stabilité à long terme des revêtements en ciment dans des conditions HTHP est essentielle à la sécurité et à l'entretien des puits.

5.2. L'utilisation de la nanotechnologie dans le domaine pétrolier

Les nanoparticules sont des substances dont la taille varie de 1 à 100 nanomètres (nm).au fil des ans, de nombreuses études ont prouvé que la transition des particules micrométriques aux nanoparticules révolutionnera dans nombreuses industries. L'utilisation généralisée des nanoparticules a donné naissance à un nouveau domaine technique impliquant la conception, la caractérisation, la production et l'application de matériaux et de dispositifs à l'échelle nanométrique. Que sont les nanotechnologies, elles ont une petite taille, une plus grande surface par unité de volume, elles présentent un certain degré de réactivité ou d'interaction avec d'autres molécules et une conductivité thermique plus élevée du potentiel d'adsorption. La figure 1 montre une comparaison du rapport surface/volume de particules sphériques du même matériau avec des rayons de 1 millimètre (mm), 1 micromètre et 1 nanomètre, ce qui montre clairement que plus d'un million de fois plus de surface par unité de volume seront obtenus en combinant des particules de taille millimétrique converties en particules de taille nanométrique.

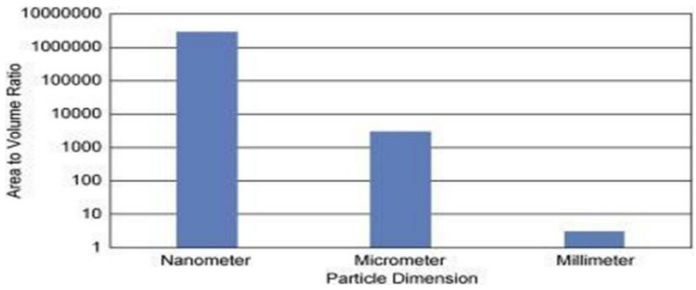

Figure 4-1 : Rapport [surface / volume] d'un même volume

Ces propriétés ont attiré l'attention sur l'application de la nanotechnologie pour surmonter les défis rencontrés dans différents milieux profonds et opérations de forage non conventionnelles où les matériaux macroscopiques et microscopiques ne remplissent pas les fonctions requises. À l'échelle du nanomètre, les propriétés des matériaux en vrac peuvent être modifiées à l'aide de la nanotechnologie, et les nanomatériaux ont été appliqués avec succès dans divers domaines de l'ingénierie pétrolière, y compris les fluides de forage, la circulation perdue, l'EOR et la cimentation [10]. Les nanoparticules ont été utilisées dans les fluides de forage et l'EOR, et des études ont été menées pour étudier leur performance dans l'amélioration des paramètres ciblés. Ces nanoparticules de différentes tailles et concentrations peuvent être utilisées pour relever les défis des opérations de cimentation et pour la stimulation des puits ainsi que pour améliorer les fluides de forage [10]. L'utilisation de la nanotechnologie dans l'industrie pétrolière et gazière pourrait considérablement améliorer sa force globale, promouvoir le développement technologique et augmenter l'efficacité du travail. Ainsi, la nanotechnologie est apparue comme une solution potentielle pour relever les défis auxquels est confrontée l'industrie pétrolière et gazière et devrait être explorée plus avant pour de futures recherches et applications [10].

La figure 2 montre le pourcentage de recherche menée sur les nanoparticules dans l'industrie pétrolière et gazière, d'où l'on peut voir que plus de 50 % des applications des nanotechnologies dans l'industrie pétrolière et gazière en relation avec les opérations de forage "Fluides de forage et applications de cimentation" vont maintenant se pencher sur l'application des nanotechnologies dans différentes opérations de forage.

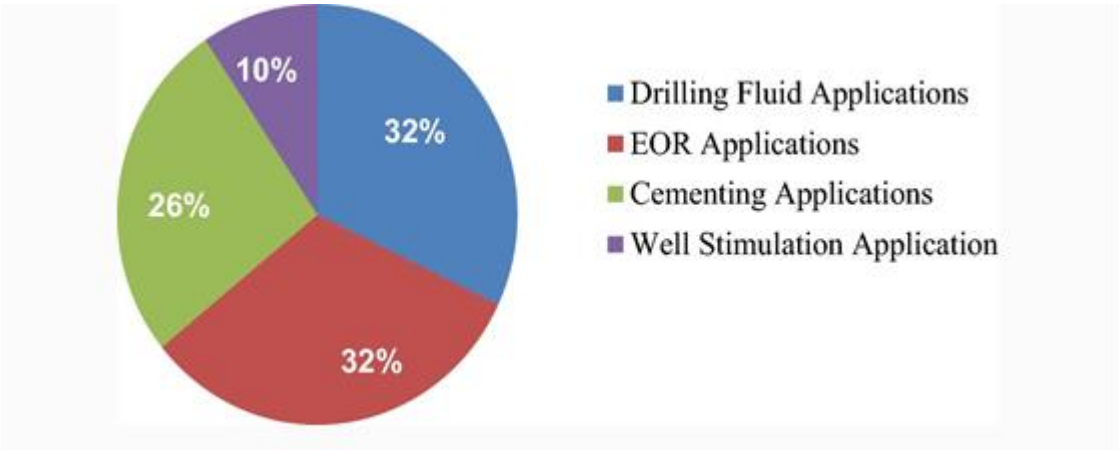

Figure 2 : Pourcentage des investigations menées sur les nanoparticules dans l'industrie pétrolière et gazière

5.3. Application de la nanotechnologie dans la cimentation pétrolière

La nanotechnologie, qui consiste à manipuler des matériaux à l'échelle nanométrique, offre des perspectives révolutionnaires pour l'industrie pétrolière et gazière. L'application de la nanotechnologie dans la cimentation du pétrole a suscité un intérêt croissant. La cimentation du pétrole est un processus crucial pour assurer l'intégrité des puits de forage et prévenir les fuites. Cependant, des défis importants doivent être relevés pour garantir le succès de ces opérations [1][2]. L'un de ces défis est la migration des gaz à travers le ciment, qui peut se produire immédiatement, à court terme ou à long terme, nécessitant différentes stratégies de prévention [3]. La pression annulaire décroissante est souvent responsable de la migration à court terme, survenant entre la fin de la cimentation primaire et la prise du ciment [3]. De plus, les conditions haute pression haute température (HPHT) posent un défi majeur dans la cimentation pétrolière [4]. Les températures jouent également un rôle crucial dans le système huile-ciment, les températures extrêmement basses entraînant des retards prolongés et des coûts plus élevés [4]. L'incorporation de nanomatériaux est étudiée comme une approche pour améliorer les propriétés du ciment [2][4][2].

5.3.1. Améliorer les performances du ciment

En raison de la très grande surface des nanomatériaux, ils peuvent être utilisés dans la cimentation des puits de pétrole pour accélérer le processus d'hydratation du ciment, augmenter la résistance à la compression, aider à contrôler la perte de fluide, réduire la possibilité d'effondrement du tubage du ciment et empêcher la migration des gaz, ce qui est un facteur clé dans la cimentation des puits de gaz. L'un des problèmes des puits. De plus, ils sont généralement nécessaires en petites quantités. Les résultats expérimentaux montrent que la nanotechnologie a réussi à améliorer les performances du ciment dans des conditions difficiles telles que :

- **Basse température étendue :** La cimentation des puits de pétrole à basse température est difficile en raison de la faible vitesse d'hydratation du ciment. L'utilisation de

nanotechnologies, telles que l'incorporation de particules de nanosilice, peut accélérer l'hydratation du ciment à basse température. Des particules de nanosilice avec des rapports d'aspect élevés améliorent l'accélération de la prise du ciment à basse température. L'ajout de nanoparticules de TiO2 augmente la viscosité du coulis de ciment, le rendant adapté aux conditions de basse température. Les performances des nanoparticules varient en fonction de la température, du type et du contenu des nanoparticules. L'incorporation de nanoparticules nécessite plus d'eau pour maintenir la pompabilité du coulis de ciment, mais réduit la perte de fluide. Les nanoparticules peuvent également aider à contrôler la perte de fluide des coulis de ciment. L'ajout de nanoparticules au ciment améliore les performances à basse température et peut relever les défis du forage de puits dans des régions froides ou des puits offshore [10].

- **Conditions HPHT :** La cimentation des puits de pétrole dans des conditions de haute température et de haute pression (HTHP) présente des défis. La conception du ciment pour des températures élevées est difficile en raison du manque d'études publiées sur le comportement du ciment Portland à ces températures. Le ciment HTHP peut subir une coalescence des vides et une dégradation de sa résistance à la compression avec le temps. L'ajout de nanoargile, de nanosilice et de nano-alumine peut améliorer les propriétés du ciment dans des conditions HTHP. L'utilisation de nanotechnologies dans le ciment peut réduire la régression du ciment à haute température, améliorer la résistance à la compression et prévenir les pertes de fluides (les nanoparticules de concentration NS de 3% ont montré les meilleurs résultats en termes de piégeage de l'eau par le ciment). Les nanoparticules peuvent améliorer les propriétés mécaniques du ciment et réduire les pertes de filtration dans des conditions HTHP. Les résultats des recherches actuelles soutiennent l'utilisation des matériaux nanométriques dans le ciment des puits de pétrole, en particulier les nanoparticules combinées [10].
- **Perte de masse** : La perte de masse est un problème majeur dans la cimentation des puits de pétrole, compromettant l'isolement zonal et pouvant entraîner des fuites. Des recherches ont montré que l'utilisation de nanoparticules de MgO peut prévenir le retrait de masse et améliorer l'expansion du ciment. L'application de la nanotechnologie dans le ciment pétrolier de classe G offre des avantages, tels que l'amélioration de l'expansion du ciment, la réduction de la perméabilité et du retrait, et l'atténuation du retrait autogène pendant la prise. Cependant, tous les nanomatériaux ne sont pas efficaces, et certains, comme le nano-SiO2 et le carbure de nanosilice, peuvent aggraver le retrait de séchage. La nanoargile de montmorillonite organiquement modifiée, le fumé de silice et la nano-zéolite ont montré des améliorations des propriétés mécaniques et microstructurales du ciment pétrolier. La nanotechnologie a le potentiel d'apporter des changements significatifs à l'industrie pétrolière et gazière, de l'exploration à la production [10].
- **Problèmes de perte de liquide** : La perte de fluide est un défi majeur dans la cimentation pétrolière, pouvant entraîner des dommages à la formation et une diminution de la productivité. Les nanoparticules (NP) se sont avérées efficaces pour réduire les pertes de fluide en obstruant les pores de la formation. Dans le ciment pétrolier de classe G, l'incorporation de nanoparticules, notamment de nanosilice, a permis de réduire la perte

de liquide jusqu'à 70 à 72 % par rapport aux échantillons sans nanoparticules. Un rapport optimal de 3 % de nanosilice dans le système de ciment a été identifié. L'ajout de nanoparticules améliore également la ténacité, la durabilité et la résistance à sec du ciment. Cependant, l'utilisation de nanoparticules nécessite plus d'eau pour maintenir la pompabilité du coulis. Des tests de mélange à grande vitesse et de filtration sous différentes températures sont recommandés pour éviter les problèmes de perte de liquide. En résumé, l'utilisation de nanoparticules dans le ciment pétrolier de classe G aide à prévenir les pertes de fluide en améliorant les propriétés du ciment et en réduisant les taux de perte de liquide [10].

5.3.2. Les types des nanomatériaux utilisés dans la cimentation pétrolière

Différents types de nanomatériaux sont utilisés pour améliorer les propriétés du ciment pétrolier de classe G :

• La nano-silice [32].

• Les nanomatériaux colloïdaux sont également utilisés pour améliorer les propriétés du ciment pétrolier de classe G [33].

• Une étude a également utilisé différents types d'adjuvants tels que la nano-silice, l'alumine et l'oxyde de fer à l'état colloïdal pour étudier leur influence sur les propriétés du ciment pour puits de pétrole [33]. La nano-silice synthétisée par Qalandari, Aghajanpour et Khatibi a augmenté de manière significative la résistance à la compression uniaxiale du système de ciment [32]. La nano-silice et sa combinaison avec d'autres nanomatériaux tels que le Nano-TiO2 (NT) et le Nano-Al2O3 (NA) peuvent être utilisées pour obtenir de bons paramètres rhéologiques et une pierre de ciment aux propriétés améliorées [32]. L'ajout de nano-silice aux compositions de ciment peut entraîner une augmentation de la résistance à la compression initiale et finale [32]. En effet, l'ajout de 1 % de nanosilice au ciment pour puits de pétrole conduit à une augmentation marquée des valeurs de résistance à la compression à tous les âges d'hydratation, par rapport à celles de la pâte pure [32]. De plus, l'utilisation de 3 % NS a fourni des preuves solides de la réduction de la perte de liquide par rapport aux autres résultats en réduisant la perte jusqu'à 72 % [34]. Il a également été constaté que l'impact collectif des nanomatériaux améliore la rétention d'eau [34].

5.3.3. Les avantages de l'utilisation des nanotechnologies dans la cimentation pétrolière

L'utilisation de la nanotechnologie dans la cimentation du pétrole a montré plusieurs avantages. L'un des avantages de l'utilisation des nanomatériaux est leur grand rapport surface/volume et leur énorme nombre de particules dans une unité de masse [4]. Cette propriété des nanomatériaux les rend très efficaces pour améliorer les propriétés des fluides dans l'industrie pétrolière et gazière. Les nanomatériaux peuvent modifier le comportement d'écoulement des fluides, réduire la viscosité et améliorer la dispersibilité, et ainsi améliorer les performances des fluides de forage, la circulation perdue, la récupération assistée du pétrole (EOR) et la cimentation [4]. En particulier, l'intégration de nanoparticules dans le coulis de ciment a montré une augmentation significative de la résistance à la compression

et de la durabilité du ciment, ce qui est essentiel pour la cimentation des puits de pétrole. L'utilisation de nanomatériaux dans la cimentation pétrolière peut également réduire la densité du coulis de ciment, ce qui peut entraîner une baisse des pressions de forage et un meilleur contrôle des opérations de forage. L'application de la nanotechnologie dans l'ingénierie pétrolière est une approche prometteuse qui peut améliorer l'efficacité globale et la durabilité de la production de pétrole et de gaz.

5.4. L'utilisation des nanosilice dans la cimentation pétrolière pour puit HTHP

Avec la demande croissante de puits à haute température et haute pression (HTHP), il existe un besoin de matériaux de cimentation améliorés capables de résister à ces conditions extrêmes. Un matériau prometteur qui a attiré l'attention ces dernières années est la nanosilice. Nous explorerons les propriétés de la nanosilice, ses applications dans la cimentation pétrolière, ainsi que les défis et les limites de son utilisation dans les puits HTHP.

5.4.1. Définition du nanosilice

La nanosilice est un type de silice dont la taille des particules est inférieure à 100 nanomètres. En raison de sa petite taille, il a une surface et une réactivité élevées, ce qui en fait un excellent additif pour les matériaux cimentaires. Il peut améliorer les propriétés mécaniques du ciment, telles que la résistance à la compression et la ténacité, en remplissant les pores et les microfissures de la matrice cimentaire [25]. De plus, la nanosilice peut améliorer la fluidité et la maniabilité du ciment, ce qui facilite le pompage et le placement dans le puits de forage.

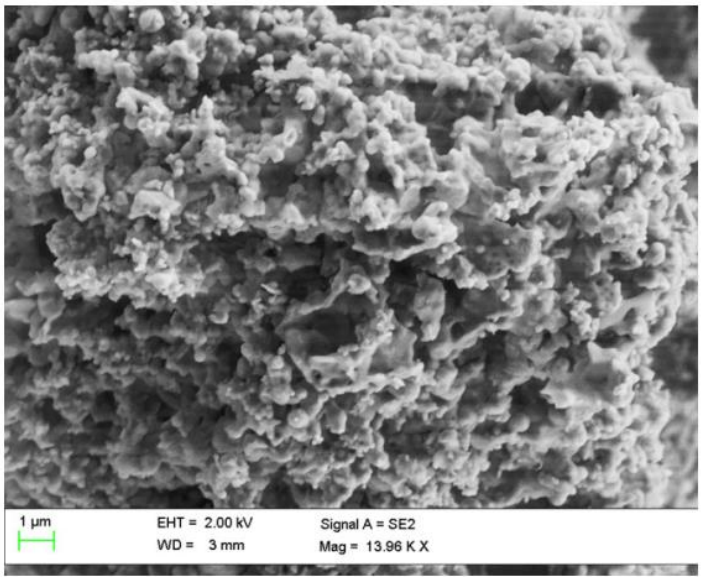

Figure 3 : Photographies SEM de nano-SiO_2

5.4.2. Comment les nanosilice affectent les propriétés du ciment pétrolier de classe G

L'ajout de nanosilice dans les ciments pétroliers de classe G à des conditions HTHP (haute température, haute pression) peut avoir plusieurs effets sur leurs caractéristiques. Voici quelques-uns des effets couramment observés :

- Résistance mécanique améliorée : L'incorporation de nanosilice peut augmenter la résistance à la compression et à la flexion du ciment pétrolier. Les nanoparticules se dispersent dans la matrice de ciment et renforcent la structure globale, ce qui améliore la résistance mécanique du matériau.
- Stabilité à haute température : Les conditions HTHP peuvent entraîner une dégradation thermique du ciment pétrolier, ce qui peut compromettre son intégrité structurelle. L'ajout de nanosilice permet de renforcer la matrice de ciment, améliorant ainsi sa stabilité à des températures élevées.
- Contrôle de la rhéologie : Les nanosilice peuvent modifier les propriétés rhéologiques du ciment pétrolier, telles que la viscosité et la fluidité. L'ajout de nanosilice peut améliorer la stabilité de la suspension de ciment et faciliter son pompage dans des conditions HTHP.
- Réduction des pertes de fluide : Les pertes de fluide sont un problème majeur dans les opérations de cimentation pétrolière. L'incorporation de nanosilice peut réduire les pertes de fluide en bouchant les pores de la formation, ce qui empêche le flux de fluide du puits de forage dans la roche environnante.
- Amélioration de l'étanchéité : Les nanoparticules de silice peuvent contribuer à améliorer l'étanchéité du ciment pétrolier en réduisant la porosité et la perméabilité. Cela peut aider à prévenir les fuites de puits et à assurer l'isolement zonal à long terme.

5.4.3. Quelle est la concentration optimale de nano silice pour obtenir les changements souhaités dans les propriétés du ciment pétrolier de classe G

La concentration de nanosilice utilisée dans les coulis de ciment testés dans diverses expériences variait de 1 % à 2 % [2]. Une expérience a révélé que la concentration de silice et sa contribution à la résistance aux rayures étaient directement proportionnelles, car un coulis de ciment avec 20 % de SF présentait une résistance élevée aux rayures en raison de la forte concentration de silice [2]. L'ajout de nanosilice présente l'avantage d'une teneur en eau réduite en raison des valeurs appropriées de la forme d'ajout de nanosilice (dispersion dans l'eau) [2]. Une autre expérience a testé différentes concentrations de nanosilice (0,5 %, 1 %, 5 %) ajoutées au coulis de ciment, mais elle n'a pas explicitement indiqué la concentration optimale de nanosilice pour obtenir les changements souhaités dans les propriétés du ciment pétrolier de classe G [2].

5.4.4. Les avantages de l'utilisation de la nanosilice pour la cimentation de puit HTHP

L'utilisation de la nanosilice dans la cimentation des puits HTHP présente plusieurs avantages significatifs.

- La nanosilice permet d'améliorer les propriétés mécaniques du ciment, notamment sa résistance à la compression et à la traction. Cela contribue à renforcer l'intégrité structurelle du puits, réduisant ainsi les risques de défaillance ou de fuite.
- La nanosilice agit comme un agent de renforcement, augmentant la durabilité du ciment face à des conditions extrêmes telles que des températures élevées et des pressions élevées. Elle améliore la stabilité thermique du ciment, le rendant plus résistant aux variations de température et aux chocs thermiques, ce qui est essentiel dans les environnements HTHP.
- La nanosilice a une capacité à réduire la perméabilité du ciment. En remplissant les espaces vides et les microfissures, la nanosilice aide à former une structure plus étanche, limitant ainsi la migration des fluides dans le puits. Cela contribue à prévenir les pertes de circulation et à améliorer l'efficacité de l'isolement zonal.
- La nanosilice joue un rôle dans la réduction de la porosité du ciment, ce qui limite l'absorption d'eau et la migration des ions indésirables. Cela améliore la résistance chimique du ciment face à la corrosion et à l'attaque chimique, prolongeant ainsi sa durée de vie utile dans des environnements agressifs.
- L'utilisation de la nanosilice dans la cimentation des puits HTHP peut également contribuer à réduire la densité du ciment, ce qui facilite sa mise en place dans le puits et réduit la pression sur les formations géologiques environnantes.

Ces avantages contribuent à renforcer l'intégrité et la durabilité du ciment, garantissant ainsi des opérations de forage et de production plus efficaces et sécurisées.

5.5. Utilisation des nanoargile dans la cimentation pétrolière pour puit HTHP

En complément de la nanosilice, une autre avancée majeure dans le domaine de la cimentation pétrolière est l'exploration de l'utilisation prometteuse de la nanoargile. Ce matériau innovant offre des caractéristiques uniques, telles que sa grande surface spécifique et sa stabilité thermique, qui en font un candidat prometteur pour renforcer les ciments utilisés dans les puits HTHP. Nous examinerons les avantages potentiels de la nanoargile dans la cimentation pétrolière, ainsi que les opportunités qu'elle présente pour relever les défis liés à ces conditions extrêmes.

5.5.1. Définition du nanoargile

La nanoargile est un matériau constitué de minéraux argileux qui ont été réduits à l'échelle nanométrique, c'est-à-dire à des dimensions extrêmement petites, généralement inférieures à 100 nanomètres. Les minéraux argileux, tels que la montmorillonite ou la bentonite, sont des silicates d'aluminium et de magnésium en couches.

5.5.2. Comment les nanosilice affectent les propriétés du ciment pétrolier de classe G

Les nanoargile se sont révélées être un additif efficace pour améliorer les propriétés des coulis de ciment utilisés dans les puits HTHP.

- L'ajout de nanoargile modifiées organiquement aux compositions de ciment peut être particulièrement efficace pour combler les vides entre le tubage et la formation, améliorant ainsi l'intégrité du puits de forage [1].
- La nanoargile peut améliorer les propriétés rhéologiques du ciment de classe G, couramment utilisé dans les puits HTHP. Avec l'ajout de 3% de nanoargile, la limite d'élasticité du ciment peut augmenter de manière significative, entraînant une résistance et une durabilité accrues [1]. De plus, la nanoargile agit comme viscosifiant pour les coulis de ciment utilisés dans les puits HTHP, augmentant la viscosité plastique et le point d'écoulement, ce qui améliore finalement l'élasticité des coulis de ciment lorsqu'ils sont soumis à des pressions et des températures extrêmes [1][3][1].
- L'ajout de nanoargile organiquement modifiée améliore la résistance à la compression des coulis de ciment, ce qui est crucial pour maintenir l'intégrité du puits de forage et empêcher la migration des fluides dans les puits HTHP [3]. Il convient de noter que l'étendue de l'amélioration peut dépendre du pourcentage de nanoargile ajouté à la conception du coulis de ciment, qui varie généralement de 1 % à 4 % en poids de ciment. De plus, l'analyse pétro physique peut être utilisée pour évaluer les performances de nouveaux additifs de ciment dans des conditions HTHP, ce qui peut aider à optimiser l'utilisation de la nanoargile dans les puits HTHP [3].
- La nanoargile agit comme un retardateur qui aide à la cimentation des puits profonds en retardant le temps d'épaississement et en ralentissant l'hydratation du ciment. Cependant, l'ajout de nanoargile entraîne une augmentation du temps d'épaississement des coulis [1]. Par conséquent, la nanoargile peut être incorporée dans les conceptions de coulis de ciment utilisées dans les puits HTHP, mais le pourcentage de nanoargile ajouté et l'historique de cisaillement du mélange de ciment doivent être pris en compte pour garantir des performances et des propriétés optimales des coulis de ciment [1].

5.5.3. Quelle est la concentration optimale de nano argile pour obtenir les changements souhaités dans les propriétés du ciment pétrolier de classe G

La détermination de la concentration optimale de nanoargile dans le ciment est cruciale pour obtenir les propriétés physiques souhaitées dans le coulis de ciment. La concentration de nanoargile doit être soigneusement sélectionnée pour éviter l'agglomération des nanoparticules et une microstructure irrégulière, ce qui peut conduire à une perméabilité élevée dans la matrice cimentaire [1]. L'utilisation d'une concentration plus élevée de nanoparticules peut entraîner une microstructure irrégulière et une perméabilité élevée, ce qui rend essentiel de tenir compte de la concentration de nanoargile dans la matrice cimentaire. En effet, l'augmentation de la concentration de nanoargile au-delà de 3 % peut entraîner une augmentation significative de la perméabilité due à l'agglomération des nanoparticules [1]. Des recherches ont montré que l'ajout de 2 % de particules de nanoargile diminuait la perméabilité du ciment de 20,69 % et 19,23 % par rapport à un échantillon sans nanoargile, tandis que 3 % de particules de nanoargile augmentaient légèrement la perméabilité du ciment après 7 et 28 jours [1]. De plus, l'incorporation de particules de nanoargile dans les coulis de ciment peut augmenter à la fois la viscosité plastique (PV) et la limite d'élasticité (YP) du coulis [1]. La concentration optimale de nanoargile doit être

déterminée avec soin pour éviter une consommation d'énergie excessive, car les coulis de ciment contenant de la nanoargile nécessitent plus d'énergie pour être pompés dans le puits [1]. De plus, la résistance à la compression du ciment avec des particules de nanoargile augmente jusqu'à 300°C, et une diminution significative est observée entre 440°C et 580°C alors qu'à 1000°C, elle diminue à environ 10% de la résistance d'origine. il est important d'étudier l'effet du remplacement du ciment par 0,1 à 0,5 % de particules de nanoargile afin de déterminer la concentration optimale pour les propriétés physiques souhaitées du coulis de ciment [1]. Il convient également de noter que l'échantillon contenant 4 % de BWOC de nanoargile présente les valeurs de PV et de YP les plus élevées parmi les échantillons testés [1].

5.5.4. Les avantages de l'utilisation de nanoargile pour la cimentation de puit HTHP

Les nanoargiles se sont révélées être une solution prometteuse pour améliorer les performances des ciments de puits dans les puits à haute température et haute pression (HTHP). L'un des avantages de l'utilisation des nanoargile est qu'elles peuvent réduire la perméabilité du ciment et empêcher la migration des fluides dans le puits de forage [2]. Cela est dû aux propriétés uniques des nanoargile, qui peuvent remplir les pores du ciment et créer un joint plus étanche. Un autre avantage est que les additifs nanoargileux peuvent améliorer la stabilité du ciment à des températures élevées, empêchant la fissuration et le retrait (perte de masse) pendant le durcissement et la prise [2]. Ceci est particulièrement important dans les puits HTHP, où les températures et les pressions peuvent dépasser les limites des matériaux de cimentation traditionnels. De plus, il a été démontré que les nanoargiles augmentent la résistance à la compression du ciment de puits dans des conditions HTHP, ce qui peut améliorer l'intégrité du puits de forage et réduire le risque de rupture du ciment [2]. Les nanoargiles sont toujours à l'étude pour leur plein potentiel en tant qu'additifs dans les puits HTHP [2]. Cependant, leurs propriétés uniques en font une solution prometteuse pour améliorer les performances du ciment dans des conditions de fond de puits difficiles. En conclusion, l'utilisation de nanoargiles dans les puits HTHP offre des avantages en raison de leurs propriétés uniques qui peuvent améliorer les performances globales des ciments de puits.

5.6. L'effet de l'ajout combiné de la nanosilice et les nanoargiles sur les performances du ciment pétrolier classe G

L'ajout combiné de nano silice et de nano argiles dans le ciment pétrolier de classe G pour les applications de cimentation de puits de pétrole s'est avéré avoir des avantages potentiels dans le contrôle de la perte de fluide [5]. Dans une étude examinant l'efficacité de la combinaison de nanoparticules NS, NT et NA sur la perte de fluide dans le ciment de puits de pétrole, les tests menés ont réussi à démontrer l'utilité de ces nanoparticules [5]. Le résultat de cette enquête pourrait conduire à des avantages potentiels de l'utilisation de l'ajout combiné de nano silice et de nano argiles dans le ciment pétrolier de classe G pour les applications de cimentation de puits de pétrole [5]. L'étude a révélé qu'un supplément de particules de nano-silice réduisait indépendamment la perte de liquide dans le ciment, et

l'utilisation de 3 % de nano-silice a fourni des preuves solides de la réduction de la perte de liquide par rapport à d'autres résultats en réduisant la perte jusqu'à 72 % [5]. De plus, la combinaison ternaire de nanoparticules (NSTA) a montré des propriétés efficaces en tant que matériau réduisant la perte de fluide par rapport aux échantillons témoins, la NSTA présentant la plus forte réduction de la perte d'eau de 58 à 60 % à une concentration de 4 % [5]. De plus, le mélange de nanoparticules ternaires dans le coulis de ciment de puits de pétrole pourrait avoir un potentiel important pour contrôler la perte de fluide tout en améliorant les propriétés du ciment, y compris la perte de fluide [5]. Les nanoparticules possèdent des caractéristiques exceptionnelles en raison de leur effet de taille, d'énormes rapports surfaces/volume et d'une réactivité chimique plus élevée [5]. L'utilisation de nanoparticules peut également réduire les coûts liés à la réparation ou aux dommages dus à une gaine de ciment défaillante [5].

5.7. Limite d'utilisation des nanosilice et nanoargile dans la cimentation de puit HTHP

La compréhension actuelle du comportement de la nanosilice et de la nanoargile dans la cimentation de puits HTHP présente certaines limites qui nécessitent une enquête plus approfondie. L'une des limites majeures est la difficulté à disperser correctement les nanoparticules, ce qui affecte leurs performances dans les opérations de cimentation. La dispersion inégale du mélange de nanosilice de type 1 dans la matrice de ciment provoque la plus faible augmentation de résistance par rapport aux autres types de nanosilice [3]. De plus, une étude de la microstructure et de la perméabilité de la pierre de ciment est nécessaire pour confirmer l'effet positif de la nanosilice dans la cimentation des puits HTHP [3]. De plus, il n'y a pas de relation linéaire entre la concentration de nanosilice et l'augmentation de la résistance, ce qui indique que d'autres facteurs peuvent également jouer un rôle dans la détermination de l'efficacité de la nanosilice dans la cimentation des puits HTHP [3]. Ces limitations indiquent qu'il reste encore beaucoup à comprendre sur le comportement de la nanosilice et de la nanoargile dans la cimentation des puits HTHP. Les recherches futures devraient se concentrer sur la résolution de ces limites afin d'améliorer notre compréhension de la manière dont les nanoparticules peuvent être utilisées pour améliorer les performances des opérations de cimentation dans les puits de pétrole et de gaz fonctionnant dans des conditions HPHT.

5.8. Conclusion

L'intégration de nanosilice et de nanoargile dans le ciment pétrolier de classe G à HTHP représente une avancée prometteuse pour l'industrie pétrolière en termes de renforcement des performances du ciment et de protection des formations pétrolières. Cela ouvre la voie à de nouvelles possibilités d'amélioration de l'efficacité et de la durabilité des opérations pétrolières à haute température et haute pression.

Chapitre 5 : Prédiction des caractéristiques mécaniques et physiques du laitier de ciment pétrolier en présence des nano-silice et nano-argile

5.1 Introduction

Au cours des dernières années, l'industrie pétrolière a subi des transformations significatives et a rapidement évolué pour s'adapter à la nouvelle ère numérique, en intégrant notamment l'intelligence artificielle pour faire face aux défis qui en découlent. Dans le cadre de ce mémoire, nous envisageons de développer des systèmes basés sur l'intelligence artificielle, plus précisément les réseaux de neurones artificiels, afin de prédire les caractéristiques mécaniques et physiques du laitier de ciment pétrolier de classe G, en tenant compte de différentes concentrations de nano-silice et de nano-argile, pour une large gamme de température (atteint le seuil HTHP).

5.2 Intelligence artificielle en forage

L'utilisation de l'intelligence artificielle dans l'industrie pétrolière est répandue notamment pour résoudre des problématiques liées au forage telles que l'optimisation de la vitesse de pénétration (ROP), la gestion des vibrations, la prévention des incidents de coincement et l'amélioration des performances du ciment, entre autres.

Dans le cadre de mon étude de cas, j'utiliserai l'intelligence artificielle pour prédire les caractéristiques mécaniques et physiques du ciment pétrolier de classe G modifié avec des nanomatériaux, dans des conditions extrêmes.

5.2.1 Définition

L'intelligence artificielle est un type de système qui permet à l'ordinateur et à la machine de répondre de la même manière que l'intelligence humaine [41]. Les techniques d'intelligence artificielle suivent les capacités semblables à celles de l'homme, telles que le raisonnement et l'apprentissage (le raisonnement est très pratique lorsque la répétition et la complexité des données augmentent) [42].

5.2.2 Réseau de neurones artificiels RNA

Dans le cadre de la réalisation de mon système de prédiction, j'ai employé des réseaux de neurones artificiels (RNA), une forme d'intelligence artificielle.

5.2.2.1 Définition

Un réseau de neurones artificiels est un modèle informatique qui imite le fonctionnement du cerveau humain pour résoudre des problèmes complexes. Il est composé de neurones artificiels interconnectés qui traitent l'information en modifiant leur état en réponse à des entrées externes. Les neurones du réseau sont inspirés des cellules du système nerveux, capables de recevoir, traiter et transmettre des signaux électriques. Ainsi, les

neurones artificiels reçoivent des entrées, effectuent des calculs sur ces entrées et produisent des sorties. Les réseaux de neurones artificiels utilisent cette structure interconnectée pour traiter les informations de manière similaire aux interactions neuronales dans notre cerveau, leur permettant ainsi de résoudre des problèmes complexes [47].

5.2.3 Architecture du réseau de neurones artificiels

L'architecture d'un réseau de neurones artificiels fait référence à la structure et à l'organisation des neurones et des connexions au sein du réseau. L'architecture d'un réseau de neurones peut varier en fonction du problème à résoudre et des objectifs spécifiques de l'application. Cependant, il existe quelques éléments de base communs dans de nombreux réseaux de neurones [47].

1. Couches d'entrée : C'est la première couche du réseau et elle reçoit les données d'entrée initiales. Chaque neurone dans cette couche représente une caractéristique ou une dimension des données d'entrée. Par exemple, dans la reconnaissance d'images, chaque neurone de la couche d'entrée peut représenter un pixel de l'image.

2. Couches cachées : Les couches cachées se situent entre la couche d'entrée et la couche de sortie. Elles effectuent des calculs intermédiaires et extraient des caractéristiques plus abstraites des données d'entrée. Un réseau de neurones peut avoir une ou plusieurs couches cachées, et chaque couche est composée de plusieurs neurones.

3. Couches de sortie : C'est la dernière couche du réseau et elle génère les résultats finaux ou les prédictions du réseau. La taille de la couche de sortie dépend du nombre de classes ou de valeurs que le réseau doit prédire.

4. Connexions pondérées : Les neurones d'une couche sont connectés aux neurones de la couche suivante par des connexions pondérées. Chaque connexion a un poids associé, qui représente l'importance de cette connexion pour la transmission des signaux.

5. Fonctions d'activation : Chaque neurone dans le réseau applique une fonction d'activation à la somme pondérée de ses entrées. La fonction d'activation introduit une non-linéarité dans le réseau, permettant ainsi de modéliser des relations complexes entre les données.

6. Architecture spécifique : En plus de ces éléments de base, il existe différentes architectures spécifiques de réseaux de neurones, telles que les réseaux de neurones multicouches (MLP), les réseaux de neurones convolutifs (CNN) pour le traitement des images, les réseaux de neurones récurrents (RNN) pour les données séquentielles.

5.2.4 Types d’agencements de neurones artificiels

Il existe plusieurs agencements possibles de neurones artificiels dans un réseau de neurones [47]. Voici quelques-uns des agencements couramment utilisés :

- Réseau de neurones monocouche : Dans cette configuration, tous les neurones sont disposés dans une seule couche. Chaque neurone de la couche d'entrée est connecté à chaque neurone de la couche de sortie. Cependant, ce type de réseau est limité dans sa capacité à modéliser des relations complexes entre les données.
- Réseau de neurones multicouches (MLP) : C'est l'architecture la plus couramment utilisée. Un MLP comprend une couche d'entrée, une ou plusieurs couches cachées et une couche de sortie. Chaque neurone de chaque couche est connecté à tous les neurones de la couche suivante. Les couches cachées permettent au réseau de capturer des caractéristiques abstraites et d'apprendre des représentations de plus en plus complexes.
- Réseau de neurones convolutifs (CNN) : Ces réseaux sont couramment utilisés pour le traitement des images. Ils sont composés de couches convolutives et de couches de regroupement (pooling). Les couches convolutives utilisent des filtres pour extraire des caractéristiques spatiales des images, tandis que les couches de regroupement réduisent la dimensionnalité des caractéristiques extraites.
- Réseau de neurones récurrents (RNN) : Les RNN sont utilisés pour traiter des données séquentielles telles que des séquences de mots dans le traitement du langage naturel ou des séquences temporelles dans les séries chronologiques. Les RNN sont dotés de connexions récurrentes qui leur permettent de conserver une mémoire à court terme des informations précédentes lors du traitement des données séquentielles.
- Réseau de neurones de mémoire à court et long terme (LSTM) : Il s'agit d'une variante des RNN qui est conçue pour traiter des dépendances à long terme dans les séquences. Les LSTM utilisent des portes spéciales pour contrôler le flux d'informations et gérer les dépendances à court et long terme.

5.3 Réalisation de système de prédiction

Le but de notre étude expérimentale est de développer un système de prédiction novateur pour évaluer les caractéristiques mécaniques et physiques du laitier ciment pétrolier en présence de la nano-silice et de la nano-argile, dans des conditions HTHP (haute température et haute pression).

5.3.1. Présentation des logiciels utilisés

Pour mener à bien cette étude, nous avons utilisé c'est trois logiciels : MATLAB et Excel.

5.3.2.1. MATLAB

MATLAB est un logiciel puissant utilisé pour le calcul mathématique et scientifique, l'analyse de données et la visualisation. Il est largement utilisé dans les universités, l'industrie et les instituts de recherche pour une variété d'applications.

MATLAB a été utilisé pour la programmation de l'algorithme de la méthode neuronale (ANN) afin de développer un modèle de prédiction des caractéristiques mécaniques du ciment de classe G modifié par la nano-silice et les nano-argile.

5.3.2.2. EXCEL

Le logiciel EXCEL est un tableur développé par Microsoft qui est utilisé pour organiser, analyser et manipuler des données.

EXCEL a été utilisé pour effectuer une analyse statistique des données relatives à différents paramètres ayant une influence sur les caractéristiques mécaniques du ciment.

5.3.2. Collecte des données

Dans le cadre de notre étude, nous avons collecté des données à partir d'articles scientifiques pour construire un réseau de neurones. Étant donné la rareté des essais disponibles pour chaque paramètre, nous avons choisi d'utiliser des données spécifiques. Les paramètres que nous avons pris en compte sont le temps et la température de durcissement, ainsi que les pourcentages des ajouts tels que la fumée de silice, la nano-silice et la nano-argile.

Tableau 5-1 : Données collectées et affinées pour la résistance à la compression

Temps du durcissement (jours)	Température de durcissement (°C)	Fumé de silice (%)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)	Résistance à la compression en MPa
7	38	35	0	0	43,3
7	38	35	0	1	52
7	38	35	0	2	52,5
7	38	35	0	3	54,6
7	38	35	0	4	45,6
1	87,7	0	6	0	3,217
1	104,4	0	6	0	3,07
2	87,7	0	6	0	5,18
2	104,4	0	6	0	5,11
3	87,7	0	6	0	5,43
3	104,4	0	6	0	5,39
5	87,7	0	6	0	5,54
5	104,4	0	6	0	5,43
1	87,7	0	6,3	0	5,18
1	104,4	0	6,3	0	4,64
2	87,7	0	6,3	0	5,43
2	104,4	0	6,3	0	5,47
3	87,7	0	6,3	0	5,43
3	104,4	0	6,3	0	5,5
5	87,7	0	6,3	0	5,43
5	104,4	0	6,3	0	5,57
1	87,7	0	6,7	0	6,86
1	104,4	0	6,7	0	6,36
2	87,7	0	6,7	0	6,72
2	104,4	0	6,7	0	6,29

3	87,7	0	6,7	0	6,71
3	104,4	0	6,7	0	6,14
5	87,7	0	6,7	0	6,43
5	104,4	0	6,7	0	6,22
1	87,7	0	7	0	8,14
1	104,4	0	7	0	9,07
2	87,7	0	7	0	8,29
2	104,4	0	7	0	8,93
3	87,7	0	7	0	8,36
3	104,4	0	7	0	8,57
5	87,7	0	7	0	8,07
5	104,4	0	7	0	8,57
1	87,7	0	7,7	0	14,29
1	104,4	0	7,7	0	12,65
2	87,7	0	7,7	0	14,4
2	104,4	0	7,7	0	13,06
3	87,7	0	7,7	0	14,44
3	104,4	0	7,7	0	13,72
5	87,7	0	7,7	0	14,65
5	104,4	0	7,7	0	13,79
1	87,7	0	8,6	0	26,8
1	104,4	0	8,6	0	25,73
2	87,7	0	8,6	0	27,52
2	104,4	0	8,6	0	25,87
3	87,7	0	8,6	0	27,52
3	104,4	0	8,6	0	25,8
5	87,7	0	8,6	0	27,59
5	104,4	0	8,6	0	25,87
1	38	0	1	0	1,96
1	38	0	2	0	2,07
1	38	0	3	0	2,26
1	60	0	1	0	12,27
1	60	0	2	0	14,05
1	60	0	3	0	10,82
1	38	0	0	1	3,25
1	38	0	0	2	4,61
1	38	0	0	3	5,57
1	60	0	0	1	3,27
1	60	0	0	2	8,22
1	60	0	0	3	12,89
1	143,3	35	0	0	39,86
1	143,3	35	0,32	0,68	46,12
1	143,3	35	0,64	1,36	42,79
1	143,3	35	0,96	2,04	42
2	143,3	35	0	0	42,84

2	143,3	35	0,32	0,68	49,57
2	143,3	35	0,64	1,36	45,16
2	143,3	35	0,96	2,04	47,7
1	143,3	0	1	0	38,64
1	143,3	0	2	0	38,44
1	143,3	0	3	0	20,1
2	15	0	1	0	18,31
2	15	0	3	0	18,47
2	15	0	4	0	17,56
2	15	0	5	0	11,88
2	15	0	9	0	12,58
7	15	0	1	0	66,61
7	15	0	3	0	68,71
7	15	0	4	0	65,51
7	15	0	5	0	56,64
7	15	0	9	0	40

Tableau 5-2 : Données collectés et affiner pour la résistance à la traction

Temps de durcissement (jours)	Température de durcissement (°C)	Fumé de silice (%)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)	Résistance à la traction MPa
7	38	35	0	0	5,09
7	38	35	0	1	5,6
7	38	35	0	2	6,13
7	38	35	0	3	6,27
7	38	35	0	4	5,56
7	300	35	0	0	4,82
7	300	35	0	1	5,11
7	300	35	0	2	5,72
7	300	35	0	3	6,14
7	300	35	0	4	3,61
28	38	35	0	0	5,14
28	38	35	0	1	5,6
28	38	35	0	2	6,21
28	38	35	0	3	6,31
28	38	35	0	4	5,8
28	300	35	0	0	4,9
28	300	35	0	1	4,9
28	300	35	0	2	5,86
28	300	35	0	3	6,15
28	300	35	0	4	4,15
28	100	0	0	0	2,2

28	100	0	3	0	2,6
28	100	0	5,2	0	2,7
28	100	0	0	0	1,1
28	100	0	0	1	1,9
28	100	0	0	3	1,3
28	100	0	0	5	1,2
28	100	0	0	0	2,2
28	100	0	0	3	2,6
28	100	0	0	5,2	2,7
28	100	0	0	0	1,5
28	100	0	0	1	2,1
28	100	0	0	2	2
28	100	0	0	3	1,9

Tableau 5-3 : Données collectés et affinés pour la perméabilité

Temps du durcissement (jours)	Température (°C)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)	Perméabilité (mDarcy)
1	70	0	1	23
1	100	0	1	8,2
1	70	0	2	15
1	100	0	2	5,6
2	70	0	0	0,1
2	70	1	0	0,001
2	70	1,5	0	0,01
2	70	2	0	0,019
2	70	3	0	0,09
14	200	0	0	0,015
14	200	3	0	0,017
14	200	5	0	0,021
14	200	0	0	0,034
14	200	3	0	0,04
14	200	5	0	0,11
14	200	5	0	0,032
14	200	0	5	0,04
14	200	0	5	0,36
25	300	0	0	0,0029
25	300	0	1	0,0026
25	300	0	2	0,0023
25	300	0	3	0,0025
25	300	0	4	0,0052
28	300	0	0	0,0026

28	300	0	1	0,0022
28	300	0	2	0,0021
28	300	0	3	0,0024
28	300	0	4	0,055
1	87,7	0,58	0	0,067
1	87,7	0,6	0	0,05
1	87,7	0,63	0	0,027
1	87,7	0,65	0	0,026
1	87,7	0,7	0	0,008
1	87,7	0,8	0	0,007

Tableau 5-4 : Données collectés et affiner pour la porosité

Temps (jours)	Température (°C)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)	Porosité (%)
1	70	0	1	14,5
1	100	0	1	12,5
1	70	0	2	13,5
1	100	0	2	10,5
2	70	0	0	45
2	70	1	0	30
2	70	1,5	0	29
2	70	2	0	29
2	70	3	0	28,5
1	80	0	0	35,2
1	80	0	0,025	33,9
1	80	0	0,05	30,5
1	80	0	0,1	32,2
1	80	0	0,5	30,5
28	80	0	0	19,4
28	80	0	0,025	17,7
28	80	0	0,05	16,3
28	80	0	0,1	17
28	80	0	0,5	18,6
28	110	0	0	7,17
28	110	1	0	6,95
28	110	2	0	6,64
28	110	3	0	6,43
28	110	4	0	6,22
28	110	5	0	6,31
1	87,7	0,6	0	45,4
1	87,7	0,62	0	41,34
1	87,7	0,67	0	38,4
1	87,7	0,7	0	36,03
1	87,7	0,8	0	16,34

1	87,7	0,85	0	8,8

5.3.3. Traitement et analyse des données

Étant donné qu'il n'était pas possible de réaliser les expériences nous-mêmes, nous avons recueilli les données à partir des articles scientifiques portant sur le même concept, disponibles sur des sites de recherche. Par la suite, nous avons procédé à une analyse pour affiner et traiter ces données.

5.3.3.1. Détermination des Outliers

Ce sont les données aberrantes (anglais outlier) présentent des valeurs ou des observations qui est distante des autres observations effectuées sur le même phénomène, c'est-à-dire qu'elle contraste grandement avec les valeurs normalement mesurées.

Pour la résistance à la compression, on a noté des valeurs aberrantes et on a les éliminé.

Les données correspondantes aux résistances à la traction, la perméabilité et la porosité présente une bonne répartition donc on n'a rien éliminées.

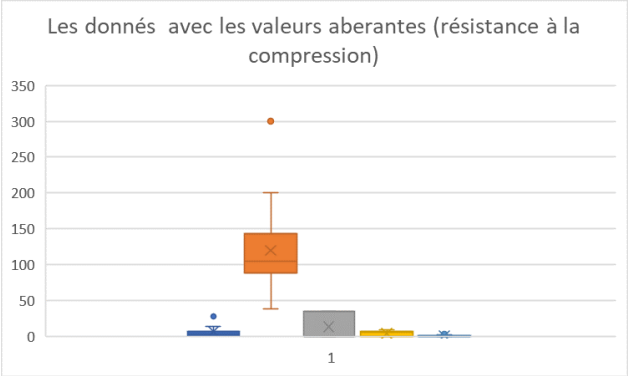

Figure 5-1 : Données avec les valeurs aberrantes

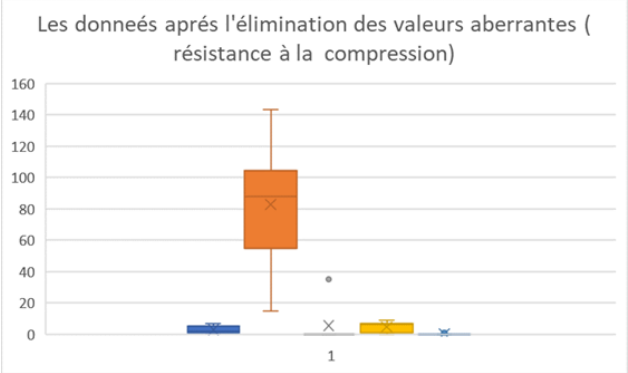

Figure 5-2 : Données après élimination des valeurs aberrantes

5.3.3.2. Minimisation de nombres de données d'entrés

On a utilisé la PCA (Principal Component Analysis) qui est une technique d'analyse statistique qui permet de réduire la dimensionnalité d'un ensemble de données. En utilisant

la PCA pour les données de résistance à la traction et de porosité, on a déterminé la combinaison optimale entre le pourcentage de nano-silice et de nano-argile qui explique la plupart de la variance dans les données. En sélectionnant les composantes principales les plus significatives, on a réduit le nombre de variables d'entrée tout en conservant l'information importante nécessaire pour analyser l'impact de ces deux facteurs sur les propriétés des matériaux.

5.3.3.3. Normalisation des données

La normalisation des données est une étape cruciale dans le processus d'analyse et d'apprentissage automatique. Elle consiste à ajuster les valeurs des données pour les ramener dans un intervalle spécifique, généralement [0,1] ou [-1,1]. Cette transformation permet d'établir une échelle cohérente entre les différentes caractéristiques ou variables des données, ce qui facilite leur comparaison et leur analyse. En utilisant cette technique, les réseaux de neurones et les modèles d'apprentissage automatique peuvent prendre en compte toutes les caractéristiques de manière équilibrée, évitant ainsi les problèmes liés aux écarts de grande amplitude entre les valeurs des données.

Dans ce cas, nous allons normaliser les données en les ramenant dans l'intervalle [0,1] en utilisant une expression mathématique appropriée.

Tableau 5-5 : Les équations utilisé pour la normalisation des données.

Paramètres	Fonctions de normalisation
Temps	$T_n = \frac{T - T_{min}}{T_{max} - T_{min}}$
Température	$T_{Pn} = \frac{T_P - T_{Pmin}}{T_{P\,max} - T_{Pmin}}$
Pourcentage silice fine	$P_{Sn} = \frac{P_S - P_{Smin}}{P_{Smax} - P_{Smin}}$
Pourcentage nano-silice	$P_{NSn} = \frac{P_{NS-} P_{NSmin}}{P_{NSmax} - P_{NSmin}}$
Pourcentage nano-argile	$P_{NAn} = \frac{P_{NA} - P_{NAmin}}{P_{NA\,max} - P_{NA\,min}}$
Résistance à la compression	$R_{Cn} = \frac{R_{Cn} - R_{C\,min}}{R_{Cmax} - R_{Cmin}}$
Résistance à la traction	$R_{Tn} = \frac{R_T - R_{Tmin}}{R_{Tmax} - R_{Tmin}}$
Perméabilité	$k_n = \frac{k - k_{min}}{k_{max} - k_{Tmin}}$
Porosité	$\varphi_n = \frac{\varphi - \varphi_{min}}{\varphi_{max} - \varphi_{min}}$

5.3.4. Approche novatrice pour la prédiction des caractéristiques mécaniques du ciment pétrolier de classe G

Notre étude vise à analyser les propriétés mécaniques du ciment pétrolier modifié en utilisant des additifs tels que la nano-silice et la nano-argile. Nous proposons une approche

basée sur les réseaux neuronaux pour prédire ces caractéristiques sur une large gamme de températures. En développant une équation mathématique à l'aide de cette méthode, nous pourrons obtenir des prédictions précises et fiables, ce qui améliorera notre compréhension des propriétés mécaniques du ciment pétrolier modifié. De plus, cela ouvrira des possibilités d'optimisation et d'amélioration dans ce domaine.

Notre approche repose sur la construction d'un modèle multicouche (MLP) qui sera alimenté en entrée avec des paramètres tels que le temps de durcissement, la température et les pourcentages respectifs des additifs (silice, nano-silice, nano-argile). Le modèle produira en sortie des estimations de la résistance à la compression, de la résistance à la traction, de la perméabilité et de la porosité du ciment. Grâce à ce modèle MLP, nous pourrons établir des relations complexes entre les entrées et les sorties, ce qui nous permettra de prédire avec précision les performances mécaniques du ciment pétrolier modifié en fonction des paramètres de durcissement et des proportions d'additifs utilisées. Cette approche nous permettra d'obtenir des prédictions fiables et précises, ce qui contribuera à une meilleure compréhension et à de potentielles améliorations dans le domaine du ciment pétrolier modifié.

5.3.4.1. Construction du réseau de neurone

Pour mener notre expérimentation, nous avons divisé nos données en deux ensembles distincts. Nous avons alloué 80% des données à l'ensemble d'entraînement, qui servira à former notre réseau de neurones, et les 20% restants à l'ensemble de test, qui sera utilisé pour évaluer les performances du modèle.

Avec cette approche, nous visons à exploiter les connaissances extraites des articles scientifiques pour créer des réseaux de neurones capables de prédire les résultats des essais sur les paramètres de durcissement, ainsi que les effets des différents ajouts. En utilisant des données spécifiques, nous espérons combler les lacunes de la littérature existante et fournir des informations supplémentaires dans ce domaine.

5.3.4.2. Optimisation de la précision des modèles neuronaux

Dans le but d'optimiser la conception du modèle et de déterminer les architectures de réseaux neuronaux les plus adaptées à notre étude, nous avons entrepris une comparaison de différents réseaux neuronaux (RNA). Pour ce faire, nous avons créé 3 modèles pour chaque paramètre étudié en faisant varier systématiquement le nombre de couches cachées et le nombre de neurones dans chaque couche.

Lors de l'évaluation des performances d'un modèle prédictif, divers paramètres statistiques sont utilisés pour mesurer les relations entre les valeurs prédites et les valeurs cibles. Ces paramètres servent d'indices d'évaluation pour évaluer la qualité du modèle [44], tels que le coefficient de corrélation (R^2) et l'erreur quadratique moyenne (RMSE).

Une fois la structure d'un réseau de neurones établie pour une application spécifique, il est prêt à être entraîné. L'entraînement permet au réseau de neurones d'acquérir le comportement approprié pour accomplir la tâche souhaitée.

Les tableaux suivants présentent les résultats de sensibilité de chaque modèle lors de la phase d'apprentissage, mesurés en termes d'erreur quadratique moyenne (RMSE) et de coefficient de corrélation (R^2).

1. Résistance à la compression

Tableau 5-6 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage pour la résistance à la compression

Types de modèle	Nombre de couches cachés	Structure	RMSE	R^2
Modèle 1	1	5-10-1	0,0030	0,9585
Modèle 2	2	5-20-20-1	0,2672	0,94413
Modèle 3	3	5	0,3748	0,99219

2. Résistance à la traction

Tableau 5-7 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage pour la résistance à la traction

Types de modèle	Nombre de couches cachés	Structure	RMSE	R^2
Modèle 1	1	4-10-1	0.24885	0,8579
Modèle 2	2	4-20-20-1	0,2652	0,85527
Modèle 3	3	4-22-22-22-1	0,268	0,81061

3. Perméabilité

Tableau 5-8 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage pour la perméabilité

Types de modèle	Nombre de couches cachés	Structure	RMSE	R^2
Modèle 1	1	4-10-1	0,00099833	0,9676
Modèle 2	2	4-20-20-1	2,9509	0,87534
Modèle 3	3	4-22-22-22-1	0,0291	0,97925

4. Porosité

Tableau 5-9 : Résultats de sensibilité des couches pour l'apprentissage la porosité

Types de modèle	Nombre de couches cachés	Structure	RMSE	R^2
Modèle 1	1	3-10-1	0.0014838	0,9175
Modèle 2	2	3-20-20-1	0,3198	0,9162
Modèle 3	3	3-22-22-22-1	0,1460	0,8403

5.3.4.3. Développement des modèles prédictifs du caractéristiques mécaniques et physiques du ciment pétrolier classe G

Les réseaux de neurones sont composés de cellules de calcul appelées neurones. Ils sont capables de transformer les données en utilisant des équations mathématiques. Une étape importante dans ce processus est la normalisation des données, ce qui signifie les réduire à une échelle commune. Dans ce cas, les valeurs sont normalisées dans l'intervalle de 0 à 1 à l'aide d'une fonction de normalisation appropriée (tableau 5-5).

Chaque neurone dans la couche cachée du réseau de neurones capture l'information qui lui est transmise et la transforme en valeurs normalisées en utilisant des poids (wjk). Ces poids sont des paramètres qui déterminent l'importance relative des différentes entrées pour chaque neurone. L'opération de multiplication des poids par les entrées et l'agrégation des résultats permettent de générer les valeurs normalisées transmises aux neurones de la couche suivante du réseau. Cela permet d'effectuer des calculs cohérents et de traiter l'information de manière efficace à travers le réseau de neurones.

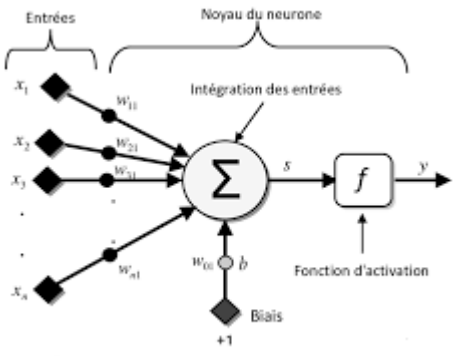

Figure 5-3 : Structures de réseau de neurones

5.3.4.4. Fonction de transfert utilisée

On a utilisé la fonction de transfert tangsig, également connue sous le nom de tangente hyperbolique, elle est utilisée pour transformer les valeurs d'entrée en une plage normalisée entre -1 et 1. Elle est définie mathématiquement comme suit :

$$F(x) = \frac{e^{x} - e^{-x}}{e^{x} + e^{-x}} \qquad (5\text{-}1)$$

En utilisant la fonction tangsig comme fonction de transfert, un réseau de neurones peut produire des sorties continues et non linéaires. Cela permet de modéliser des relations complexes entre les entrées et les sorties du réseau et facilite l'apprentissage et l'ajustement des poids lors de l'entraînement.

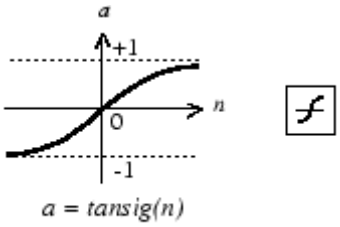

Figure 5-4 : Fonction de transfert Tangsig

Afin de décrire de manière détaillée la démarche de construction des modèles prédictifs, nous allons suivre les étapes suivantes :

5.3.4.5. Les fonctions des paramètres mécaniques et physiques normalisés

Les fonctions normalisées sont obtenues en effectuant une linéarisation de l'ensemble du système. Elle est calculée comme la somme des valeurs normalisées de toutes les fonctions de transfert correspondant aux paramètres étudiés, augmentée d'une constante pour faciliter la linéarisation.

Tableau 5-10 : Fonctions normalisés et non normalisé pour chaque paramètre

Paramètres	Fonction normalisé	Fonction non normalisé
Résistance à la compression	$R_{cn} = \left[\sum_{i=1}^{5} (f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J) w_{2i} \right] + b_2$	$R_c = R_{cn}(R_{cmax} - R_{cmin}) + R_{Cmin}$
Résistance à la traction	$R_{tn} = \left[\sum_{i=1}^{4} (f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J) w_{2i} \right] + b_2$	$R_t = R_{tn}(R_{tmax} - R_{tmin}) + R_{tmin}$
Porosité	$\varphi_n = \left[\sum_{i=1}^{3} (f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J) w_{2i}\right] + b_2$	$\varphi = \varphi_n(\varphi_{max} - \varphi_{min}) + \varphi_{min}$
Perméabilité	$k_n = \left[\sum_{i=1}^{4} (f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J) w_{2i} \right] + b_2$	$k = k_n(k_{max} - k_{min}) + k_{min}$

5.3.5. Développement d'algorithmes pour les modèles prédictifs des propriétés mécaniques et physiques de notre ciment

5.3.5.1. Import des données et déclaration des entrées

Dans l'environnement de travail MATLAB, nous avons créé des tableaux pour stocker nos données. Le tableau "Input" contient nos données d'entrée, tandis que le tableau "Output" contient nos données de sortie. Par la suite, nous ferons référence à ces tableaux dans notre programme MATLAB.

5.3.5.2. Création du réseau de neurones

Après avoir déclaré les variables d'entrée, les paramètre de réseaux de neurones sont définie comme suit :

Tableau 5-11 : Paramètres spécifiques des réseaux de neurones crées

Nombre de couche caché	1
Nombre de neurones	10
Critère de convergence	MSE=0,9
Fonction de transfert	Tangsig

5.3.6. Simulation du modèle

Nous allons simuler le modèle en appliquant l'algorithme de la fonction sur MATLAB, pour chaque caractéristique séparément.

- **Résistance à la compression**

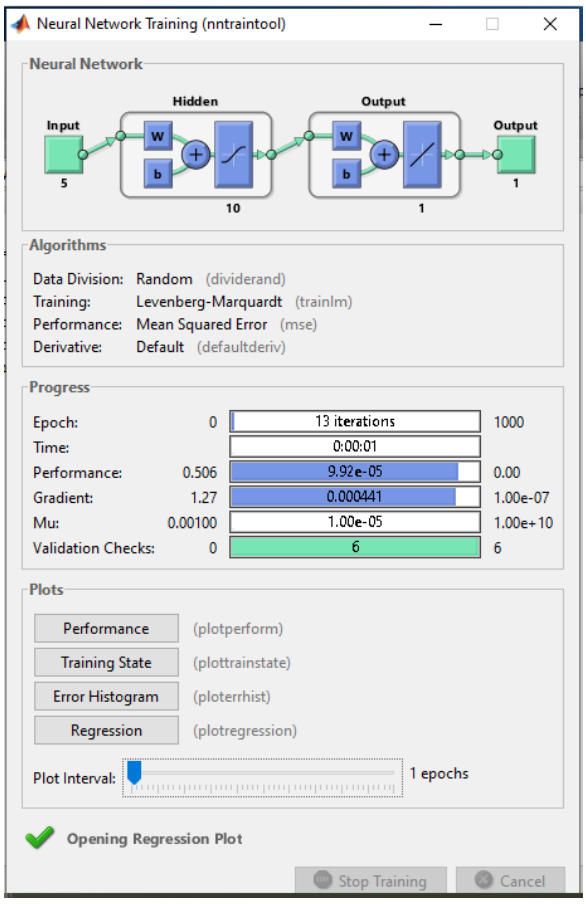

Figure 5-5 : Apprentissage du simulateur

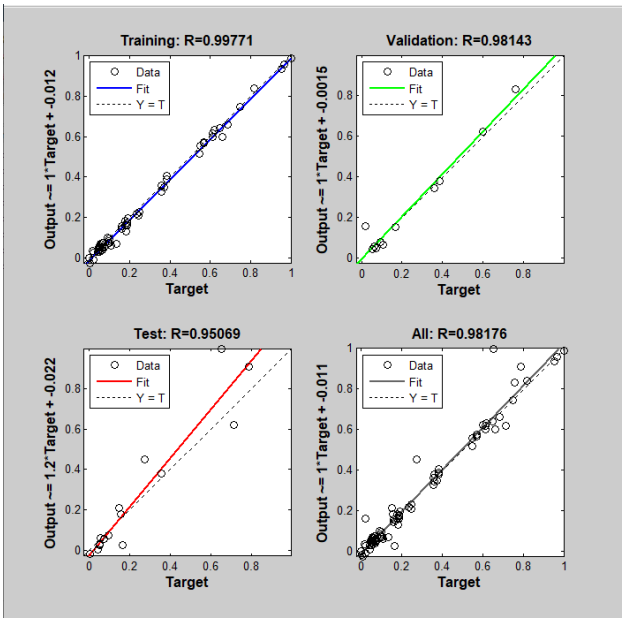

Figure 5-6 : Performance de la simulation

- Nous avons choisi 80% des données d'entrées comme base d'apprentissage, le simulateur nous a donné un facteur de corrélation R=0,99771.
- Pour le test du modèle, nous avons choisi 20% des valeurs de la résistance à la compression réel sur lesquelles le simulateur effectuera son test. Le simulateur a donné un facteur de corrélation R=0.95069.
- Nous avons trouvé un facteur de corrélation R du modèle égale à 0.98176, ce qui est très acceptable.

Tableau 5-12 : Poids de la couche caché pour le modèle RC

0,9404792	-1,21461016	0,94558129	1,003474	-0,43285875
0,56728312	0,62574752	-1,6406631	-1,51554211	-0,79271378
-1,00545771	1,53069436	1,30246442	0,0809895	0,2834819
0,74363185	0,14828921	1,33147262	-1,38799307	0,93895746
0,48066022	1,45730679	0,35788459	-1,40223358	-0,98586498
-1,19958811	-2,01533253	0,79795753	0,02014827	0,84954511
0,02518653	1,03017527	1,98843459	2,11320711	0,11230114
-0,41570053	1,6133906	-0,17879503	-0,86856839	-0,47926941
1,50345539	0,84410153	0,48817817	0,98397581	0,76733033
0,77438051	1,07750694	-0,92137732	-1,33446555	0,40928947

Tableau 5-13 : Biais de la couche cachée pour le modèle RC

-2,4083	-2,1609	1,3363	-0,6502	-0,0126	-0,6805	-0,2951	0,0236	1,6525	2,3925

- **Résistance à la traction**

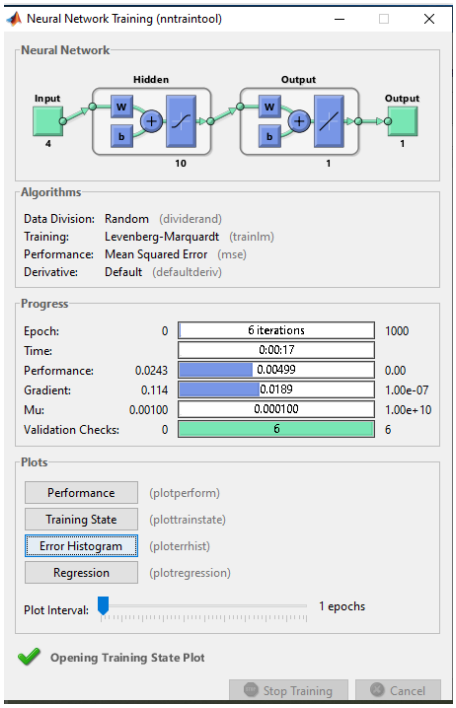

Figure 5-7: Apprentissage du simulateur

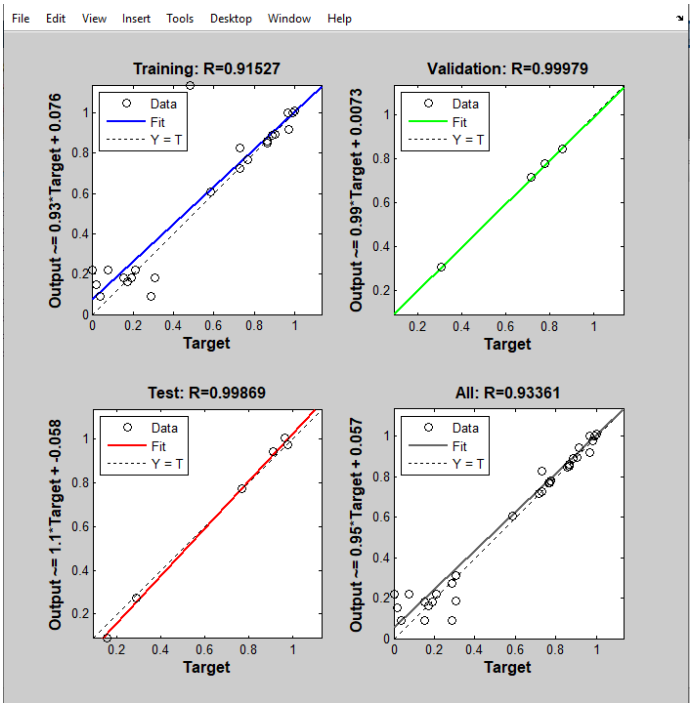

Figure 5-8 : Performance de la simulation

- Nous avons choisi 80% des données d'entrées comme base d'apprentissage, le simulateur nous a donné un facteur de corrélation R=0,91527.
- Pour le test du modèle, nous avons choisi 20% des valeurs de la résistance à la traction réel sur lesquelles le simulateur effectuera son test. Le simulateur a donné un facteur de corrélation R=0.99869.
- Nous avons trouvé un facteur de corrélation R du modèle égale à 0.93361, ce qui est très acceptable.

Tableau 5-14 : Poids de la couche cachée pour le modèle RT

1,57785853	-1,76080112	0,90939188	1,76994938
1,25342133	1,53936588	-0,96567668	-1,73068707
-1,11475907	1,56313549	1,00688726	-1,01387999
1,52436768	0,10113937	1,04520071	-1,9086012
0,77015938	1,15141473	1,11982493	-2,0353054
-1,6979589	-1,51064095	0,64930533	1,5451031
-1,5144744	-0,64963552	1,482148	1,0898876
0,20977167	2,28801122	-0,59304478	-0,79009615
1,55643251	0,75885851	0,54792821	1,55550996
1,41917686	1,53893207	-1,03879051	-1,09223466

Tableau 5-15 : Biais de la couche cachée pour le modèle de RT

-2,0561	-1,8254	1,3973	-1,2074	0,3062	-0,1744	-0,9002	1,2863	2,3163	2,4135

- **Perméabilité**

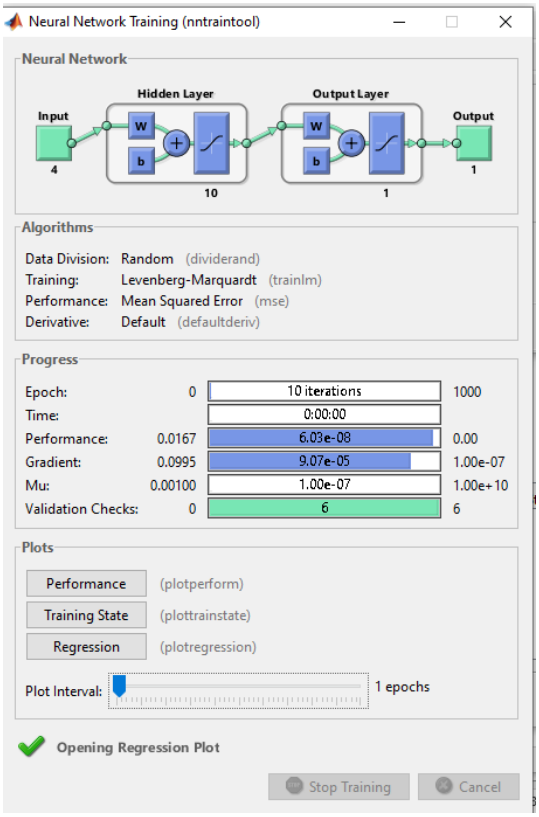

Figure 5-9 : Apprentissage du simulateur

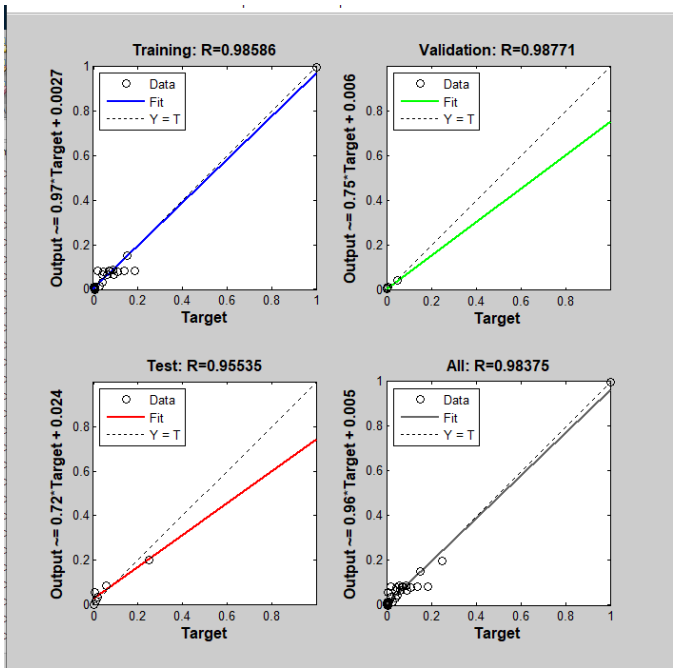

Figure 5-10 : Performance de la simulation

- Nous avons choisi 80% des données d'entrées comme base d'apprentissage, le simulateur nous a donné un facteur de corrélation R=0,98586.

- Pour le test du modèle, nous avons choisi 20% des valeurs de la résistance à la traction réel sur lesquelles le simulateur effectuera son test. Le simulateur a donné un facteur de corrélation R=0.95535.

- Nous avons trouvé un facteur de corrélation R du modèle égale à 0.98375, ce qui est très acceptable.

Tableau 5-16 : Poids de la couche caché pour le modèle de la perméabilité

1,73075563	1,12407961	1,45611588	1,3427906
0,21657637	-2,43927438	0,85767997	0,56580712
-1,56542311	-1,11642805	1,73641973	-0,80261994
-0,86093078	-1,82609948	-1,18776029	1,49336747
1,17642251	1,79483954	1,34416831	0,06407719
-1,00552484	1,34343947	-1,14720276	1,69539522
0,41536055	-0,60947931	-1,99202745	0,82510295
-2,05569199	-0,83772613	0,37228368	-1,54496144
2,06073036	0,87966834	-0,4789128	0,28396052
-2,74251421	0,93267601	-0,86516675	0,19378714

Tableau 5-17 : Biais de la couche cachée pour le modèle de la perméabilité

-2,9422	1,977	1,3107	0,0399	-0,4848	-0,4527	1,4173	-1,0756	2,2217	-2,3756

➢ **Porosité**

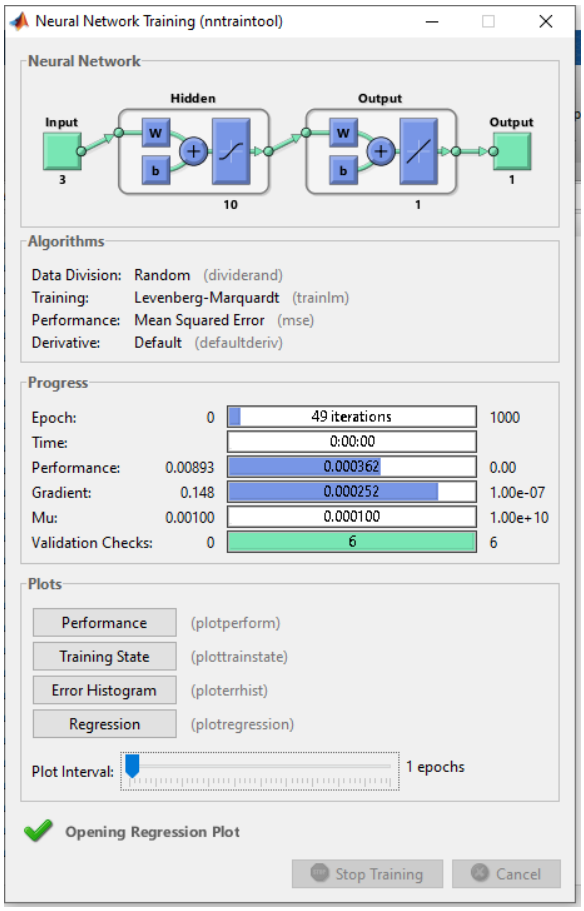

Figure5-11 Apprentissage du simulateur

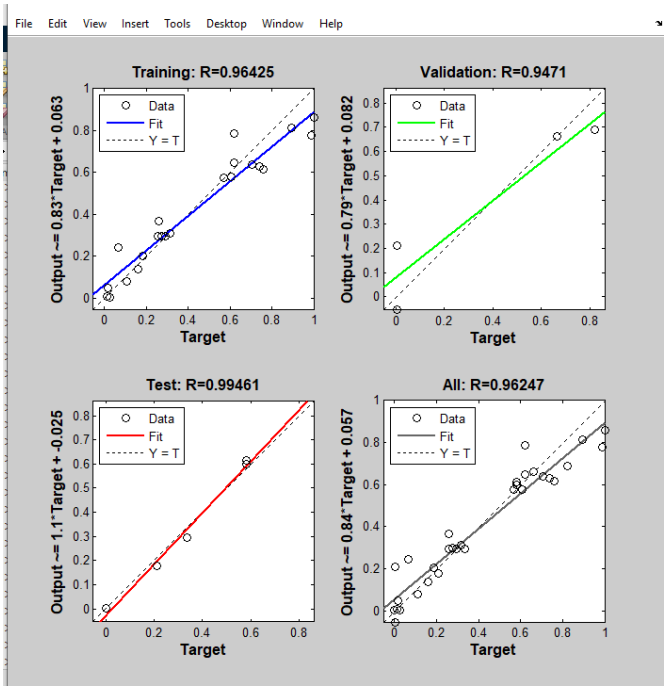

Figure 5-12 : Performance de la simulation

- Nous avons choisi 80% des données d'entrées comme base d'apprentissage, le simulateur nous a donné un facteur de corrélation R= 0,96425.
- Pour le test du modèle, nous avons choisi 20% des valeurs de la porosité réel sur lesquelles le simulateur effectuera son test. Le simulateur a donné un facteur de corrélation R=0.99461.
- Nous avons trouvé un facteur de corrélation R du modèle égale à 0.96247, ce qui est très acceptable.

Tableau 5-18 : Poids de la couche caché pour le modèle de porosité

0,80545774	-2,78596308	-2,23834732
-2,20662359	2,17450268	-0,23086721
2,58870648	-1,01861007	1,26917912
-2,96786366	0,34039933	-1,28544434
2,26011659	3,02695842	-3,79217183
-4,53273921	-0,37128968	-4,58118146
0,08631257	-0,05909997	-2,93564499
-3,75637797	-3,14477908	-0,32802657
5,50220425	-5,07352867	-2,7148605
5,53342302	2,06995916	2,72642438

Tableau 5-19 : Biais de la couche caché pour le modèle de porosité

-2,6265	2,4043	-1,597	0,6802	4,0503	-0,5194	-2,6323	0,0006	4,9878	4,4105

5.3.5.3. Numérisation des fonctions de chaque paramètre

Tableau 5-20 : Fonction numérisé pour chaque paramètre

Paramètres	Fonction normalisé	Fonction numérisé
Résistance à la compression	$R_{cn} = \left[\sum_{i=1}^{5}(f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J)w_{2i}\right] + b_2$	$R_c = 68{,}64R_{cn} + 0{,}21$
Résistance à la traction	$R_{tn} = \left[\sum_{i=1}^{4}(f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J)w_{2i}\right] + b_2$	$R_t = 5{,}43R_{tn} + 1{,}57$
Porosité	$\varphi_n = \left[\sum_{i=1}^{3}(f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J)w_{2i}\right] + b_2$	$\varphi = 44{,}29\varphi_n + 1{,}31$
Perméabilité	$k_n = \left[\sum_{i=1}^{4}(f(\sum_{j=1}^{m} x_i W_{1iJ} + b1_J)w_{2i}\right] + b_2$	$k = 0{,}359k_n + 0{,}001$

5.3.5.4. Limite d'utilisation des modèles de neurones réalisés

Ces réseaux neuronaux ne sont valides que lorsque les valeurs d'entrée se situent dans l'intervalle défini par les valeurs minimales et maximales.

1) Résistance à la compression :

Tableau 5-21 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour RC

	Temps (jours)	Température (C°)	Silice fine (%)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)
Min	1	15	0	0	0
Max	7	143,3	35	9	4

2) Résistance à la traction :

Tableau 5-22 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour RT.

	Temps (jours)	Température (C°)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)
Min	1	38	0	0
Max	28	300	5,2	5,2

3) Perméabilité :

Tableau 5-23 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour la perméabilité.

	Temps (jours)	Température (C°)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)
Min	1	70	0	0
Max	28	300	5	5

4) Porosité :

Tableau 5-24 : Limites de validité des données pour le modèle de prédiction pour la porosité.

	Temps (jours)	Température (C°)	Nano-silice (%)	Nano-argile (%)
Min	1	70	0	0
Max	28	110	5	2

5.3.5.5. Comparaison des valeurs des paramètre prédites et réel

1) Résistance à la compression :

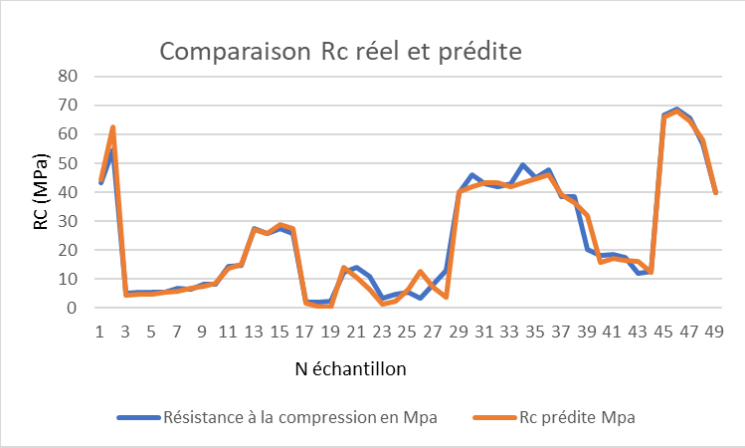

Figure 5-13 : Comparaison Rc réel et prédite.

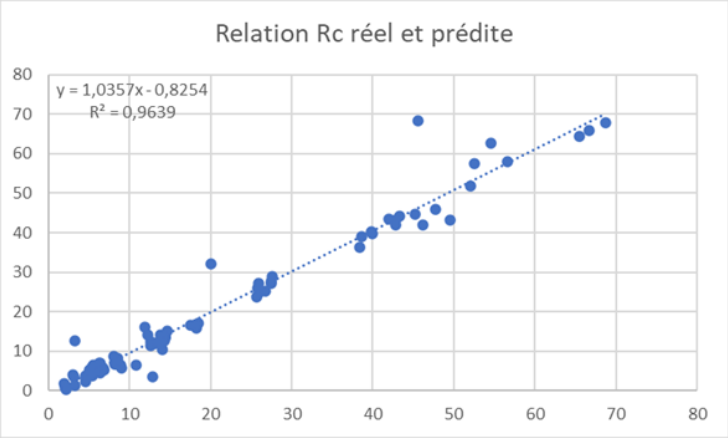

Figure 5-14 : Relation Rc réel et prédite.

2) Résistance à la traction :

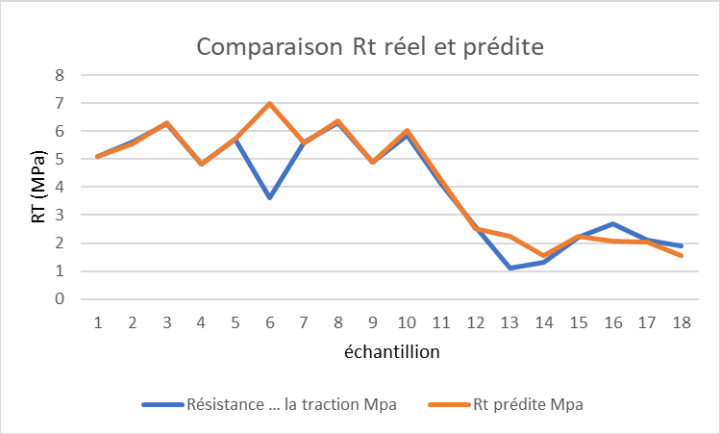

Figure 5- 15 : Comparaison Rt réel et prédite.

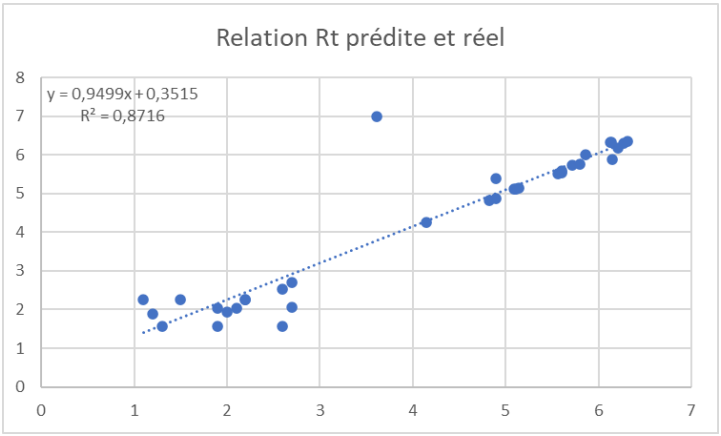

Figure 5-16 : Relation Rt réel et prédite.

3) Perméabilité :

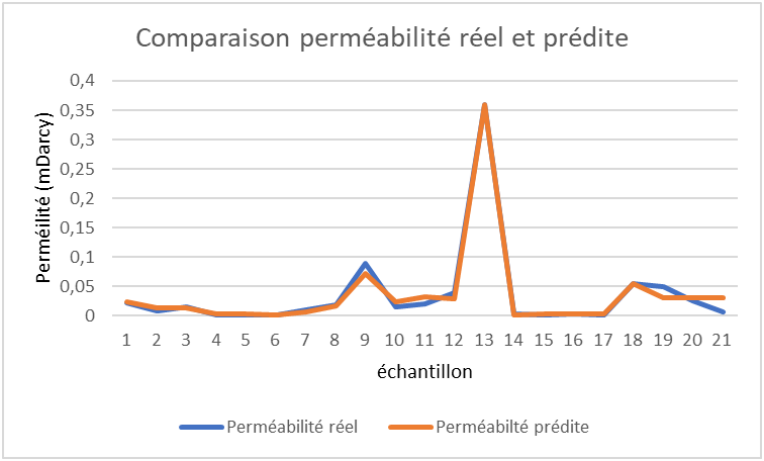

Figure 5-17 : Comparaison perméabilité réel et prédite.

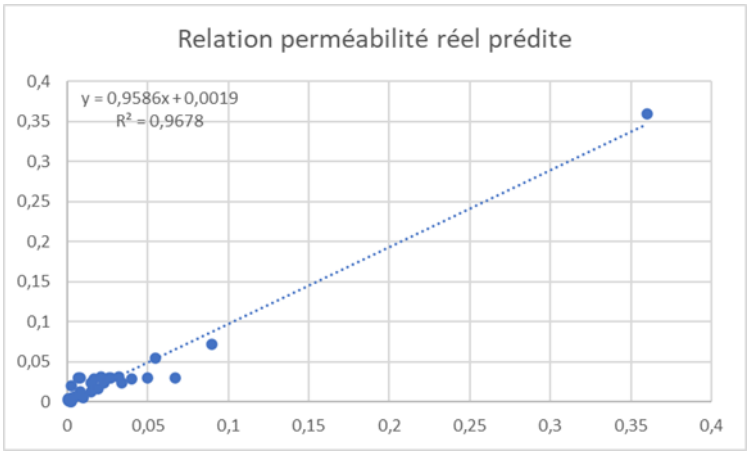

Figure 5-18 : Relation perméabilité réel et prédite.

4) Porosité :

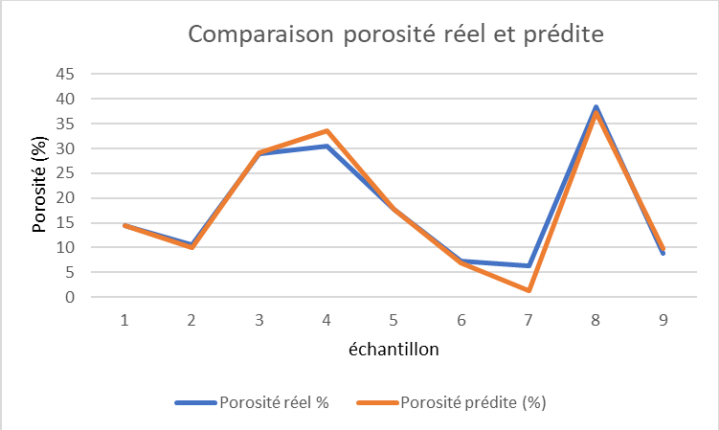

Figure 5-19 : Comparaison porosité réel et prédite.

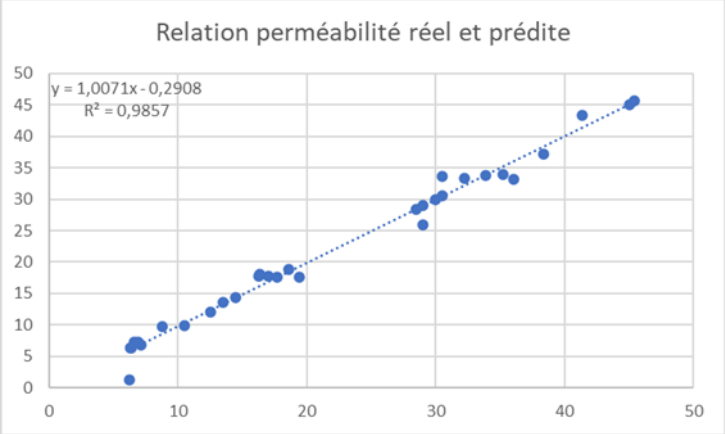

Figure 5-20 : Relation porosité réel et prédite

En observant les graphiques comparatifs, on constate que les courbes réelles et prédites présentent une similarité frappante, bien que légèrement décalées.

On a aussi tracé la droite de régression et déterminer le facteur de corrélation entre R les valeur prédite et réel les résultats sont représentés sur le tableaux suivant :

Tableau 5-25 Coefficient de corrélation entres les valeurs réelles et prédites pour chaque paramètre

Paramètres	Coefficient de corrélation
Résistance à la compression	0,9639
Résistance à la traction	0,8716
Perméabilité	0,9678
Porosité	0,9857

Au regard des résultats obtenus dans l'application des modèles réaliser, nous pouvons dire que nos modèles de prédiction sont proches de la réalité, avec des facteurs de corrélation proches de l'unité, nous pouvons dire que nos résultats sont bons.

5.4 Etude de sensibilité du modèle de réseau de neurones

Pour étudier l'effet des variables d'entrée des modèles, une analyse de sensibilité a été entamée par le calcul du facteur de pertinence qui donne l'impact de chaque paramètre sur les valeurs prédite. Ce facteur est défini par l'équation r = ($\Delta r/r_0$) / ($\Delta p/p_0$) [44]

où :

- r est le facteur de pertinence du paramètre étudié.
- Δr est la variation du résultat obtenue lorsque le paramètre varie.
- r_0 est la valeur de référence du résultat.
- Δp est la variation du paramètre lui-même.
- p_0 est la valeur de référence du paramètre.

Tableau 5-26 : Les équations des facteurs de pertinences pour chaque paramètre

Résistance à la compression	$r(Inpk, R_C) = \frac{\sum_{i=}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k}) - (R_{ci} - R_{cmoy})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k})^2 \sum_{i=1}^{n}(R_{ci} - R_{cmoy})}}$
Résistance à la traction	$r(Inpk, R_t) = \frac{\sum_{i=}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k}) - (R_{ti} - R_{tmoy})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k})^2 \sum_{i=1}^{n}(R_{ti} - R_{tmoy})}}$
Perméabilité	$r(Inpk, k) = \frac{\sum_{i=}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k}) - (k_i - k_{moy})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k})^2 \sum_{i=1}^{n}(k_i - k_{moy})}}$
Porosité	$r(Inpk, \varphi) = \frac{\sum_{i=}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k}) - (\varphi_i - \varphi_{moy})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(Inp_{k,i} - Inp_{moy,k})^2 \sum_{i=1}^{n}(\varphi_i - \varphi_{moy})}}$

Une valeur plus élevée pour une entrée indique un impact plus important de cette entrée sur les résultats du modèle [44].

L'impact relatif de chacune des entrées sur chaque paramètre set représenté sur un secteurs. Plus le facteur de pertinence absolu entre une entrée et une sortie est élevé, plus l'effet de ce paramètre sur la variable de sortie est important [44].

Lorsqu'il s'agit des paramètres de résistance à la traction, de perméabilité et de porosité, il a été constaté que le temps et la température de durcissement ont le plus grand impact sur ces paramètres. En revanche, lorsqu'il s'agit de la résistance à la compression, le pourcentage de silice a été identifié comme ayant l'impact le plus fort.

Cette observation met en évidence l'influence significative du temps et de la température de durcissement sur les propriétés de résistance à la traction, de perméabilité et de porosité. D'autre part, lorsqu'il s'agit de la résistance à la compression, le pourcentage de silice joue un rôle prépondérant dans la détermination de cette propriété.

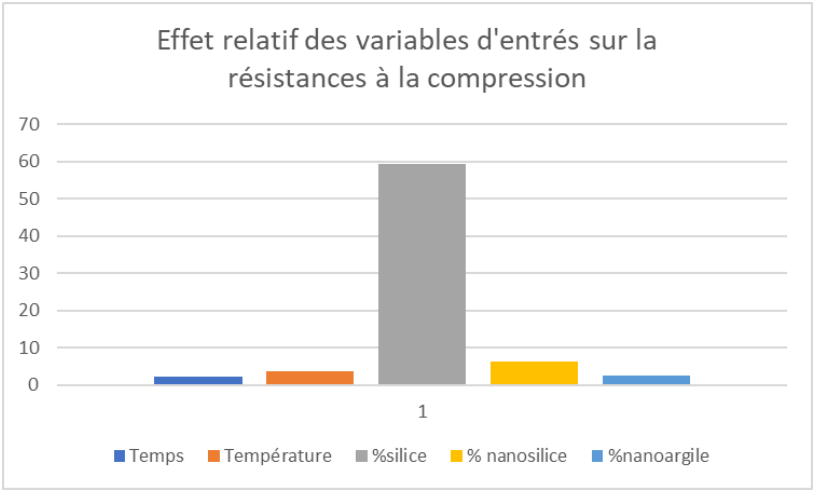

Figure 5-21 : Effet relatifs des variables d'entrés sur la résistance à la compression prédite.

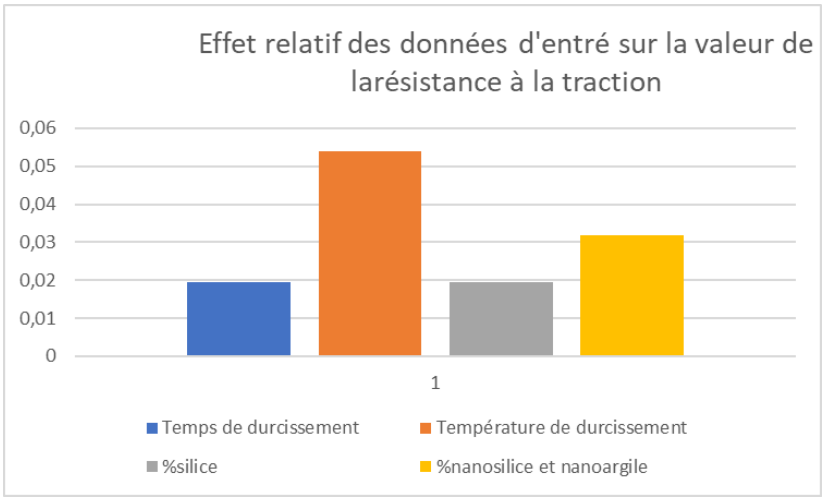

Figure 5-22 : Effet relatifs des variables d'entrés sur la résistance à la traction prédite.

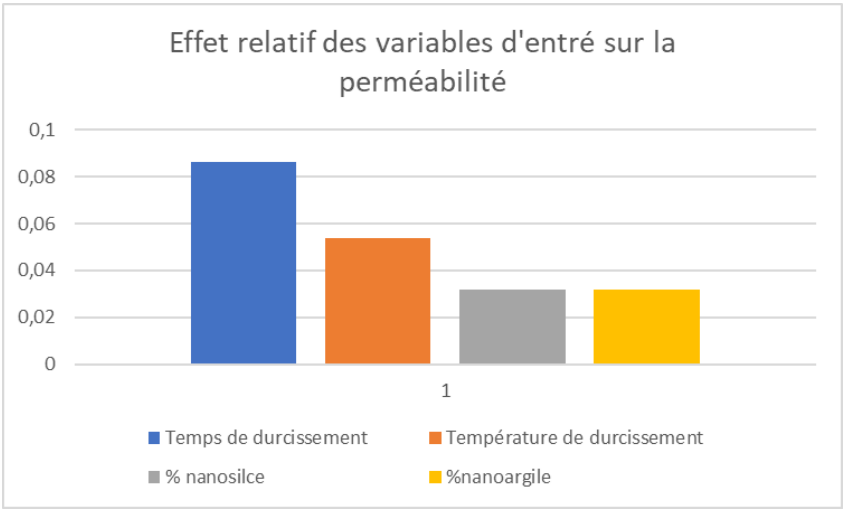

Figure 5-23 : Effet relatifs des variables d'entrés sur la perméabilité prédite.

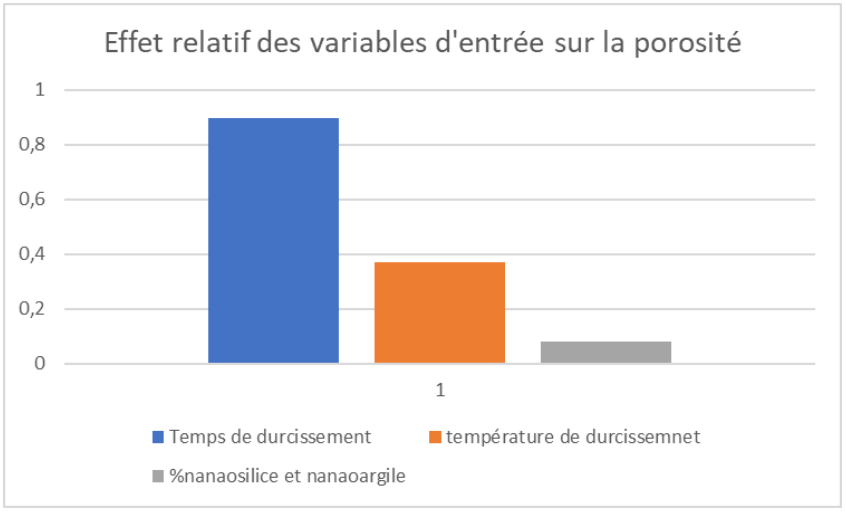

Figure 5-24 : Effet relatifs des variables d'entrés sur la porosité prédite.

5.5 Conclusion

Dans ce travail, des modèles de réseau de neurones artificiel ont été développé pour prédire les paramètres mécaniques et physiques de laitier de ciment pétrolier en présence de nano-silice et nano-argile pour une large gamme de température. Après l'interprétation des performances de chaque modèle on a conclu que nos modèles sont fiables.

L'étude de sensibilité des modèles a démontré que toutes les variables d'entrée utilisées dans la construction de ces modèles ont une influence sur l'estimation des caractéristiques du ciment.

Conclusion générale

Ce travail a été entrepris initialement dans le but de remédier à certains problèmes rencontrés dans l'industrie pétrolière et gazière, plus précisément dans le domaine de la cimentation des puits de forage en conditions de haute température et haute pression (HTHP). Nous nous sommes concentrés sur l'amélioration des propriétés mécaniques et physiques du ciment pétrolier, en explorant l'incorporation de nanomatériaux tels que la nanosilice et la nanoargile.

Dans cette optique, nous avons tout d'abord réalisé une revue de la littérature afin de comprendre les défis spécifiques liés à la cimentation des puits en conditions HTHP et d'identifier les lacunes actuelles dans ce domaine. Nous avons constaté que l'efficacité de la cimentation peut être compromise dans de telles conditions, ce qui nécessite des solutions adaptées pour garantir l'intégrité du puits et la protection des formations géologiques.

Ainsi, nous avons exploré l'utilisation de nanomatériaux, tels que la nanosilice et la nanoargile, dans la composition du ciment pétrolier. Ces matériaux présentent des propriétés uniques qui peuvent améliorer la résistance mécanique, réduire la porosité et la perméabilité du ciment, et renforcer sa stabilité chimique dans des environnements HTHP.

Dans le but d'atteindre nos objectifs, nous avons extrait et analysé des données disponibles dans la littérature scientifique afin de caractériser les propriétés mécaniques et physiques du ciment pétrolier modifié avec de la nanosilice et de la nanoargile. Les résultats recueillis à partir de ces données ont révélé l'efficacité potentielle de l'incorporation de ces nanomatériaux pour améliorer les performances du ciment dans des conditions HTHP.

Enfin, nous avons développé des modèles prédictifs basés sur des réseaux de neurones artificiels pour estimer les caractéristiques du ciment pétrolier modifié. Ces modèles se sont révélés fiables et ont montré leur capacité à prédire de manière précise les propriétés mécaniques et physiques du ciment dans une large gamme de températures.

Ce travail de recherche visait à remédier aux défis spécifiques rencontrés dans la cimentation des puits en conditions HTHP. Grâce à l'utilisation de nanosilice et de nanoargile, les propriétés mécaniques et physiques du laitier du ciment pétrolier peuvent être améliorer, ainsi la durabilité dans des environnements extrêmes. Les résultats obtenus et les modèles prédictifs développés peuvent être utilisés comme des outils précieux pour sélectionner et élaborer des formulations optimales des coulis de ciment adaptés aux conditions HTHP, contribuant ainsi à l'amélioration des opérations de forage.

Perspectives

En explorant l'intégration prometteuse des nanotechnologies et de l'intelligence artificielle dans l'industrie du ciment pétrolier, de nouvelles perspectives s'ouvrent pour améliorer considérablement les performances et la résilience du matériau face aux conditions extrêmes, ouvrant ainsi la voie à des applications plus efficaces et durables dans le domaine pétrolier. Donc on recommande de :

1. Etudié l'impact des nanomatériaux tels que la nano-silice et les nano-argiles sur les laitiers de ciment pétroliers fabriqués en utilisant du ciment de classe G local provenant de Msila dans différentes conditions de température et de pression.
2. Etudié l’effet de l’utilisation des nano-ciment pétrolier dans différentes conditions de température et de pression.
3. Réaliser un nombre suffisant d’essai pour avoir des données suffisantes de créer un seul modèle de prédiction qui englobe les paramètres physiques et mécaniques du laitier de ciment en présence des nanomatériaux.

Références

[1] Adamson, K., Birch, G., Gao, E., Hand, S., Macdonald, C., & Mack, C. (1998). High-pressure, high-temperature well construction. Oilfield Review, 10(2), 36-49.

[2] Payne, M. L., Pattillo, D., Miller, R., & Johnson, C. K. (2007, December). Advanced technology solutions for next generation HPHT wells. In *International Petroleum Technology Conference*. OnePetro.

[3] Mohammed, A. I., Oluyemi, G., & Ibrahim, S. D. (2013, August). CFD Investigation of Application Potentials of Molybdenum Trioxide as Drilling Fluid Additive for HPHT Drilling Applications. In *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. OnePetro.

[4] SONATRACH. (n.d.). PUITS HPHT Projet de perfectionnement des superviseurs de forage. Module M11.

[5] Cements and Materials for Well Cementing, API SPECIFICATION 10ATWENTY-FIFTH EDITION, MARCH 2019

[6] Broni-Bediako, E., Joel, O. F., & Ofori-Sarpong, G. (2016). Oil well cement additives : a review of the common types. *Oil Gas Res*, *2*(1), 1-7.

[7] SONATRACH. (2020). M7 Sonatrach section 2 Cimentation. Projet de perfectionnement des Superviseurs Forage IAP JUIN 2020.

[8] Shaughnessy, J., & Helweg, J. (n.d.). Optimisation des opérations de cimentation HTHP. BP America et Schlumberger Dowell.

[9] Bahafid, S., Ghabezloo, S., Duc, M., Faure, P., & Sulem, J. (2017). Effect of the hydration temperature on the microstructure of Class G cement: CSH composition and density. *Cement and Concrete Research*, *95*, 270-281.

[10] Cheraghian, G. G., & Afrand, M. (2021). Nanotechnology for drilling operations. In *Emerging Nanotechnologies for Renewable Energy* (pp. 135-148). Elsevier.

[11] Souza, P., Soares, R., Anjos, M., Freitas, J., Martinelli, A., & Melo, D. (2012). Brazilian J. Pet. *Gas*, *6*, 105-113.

[12] Vu, M. H. (2012). *Effet des contraintes et de la température sur l'intégrité des ciments des puits pétroliers* (Doctoral dissertation, Paris Est).

[13] Stiles, D. (2006, February). Effects of long-term exposure to ultrahigh temperature on the mechanical parameters of cement. In *IADC/SPE Drilling Conference*. OnePetro.

[14] Parveen, S., Rana, S., Fangueiro, R., & Paiva, M. C. (2015). Microstructure and mechanical properties of carbon nanotube reinforced cementitious composites developed using a novel dispersion technique. *Cement and Concrete Research*, *73*, 215-227.

[15] Feldman, R. F., & Sereda, P. J. (1968). A model for hydrated Portland cement paste as deduced from sorption-length change and mechanical properties. *Matériaux et Construction*, *1*, 509-520.

[16] Bentz, D. P. (2008). A review of early-age properties of cement-based materials. *Cement and Concrete Research*, *38*(2), 196-204.

[17] Drzymała, T., Jackiewicz-Rek, W., Tomaszewski, M., Kuś, A., Gałaj, J., & Šukys, R. (2017). Effects of high temperature on the properties of high performance concrete (HPC). *Procedia Engineering*, *172*, 256-263.

[18] Kaleta-Jurowska, A., & Jurowski, K. (2020). The influence of ambient temperature on high performance concrete properties. *Materials*, *13*(20), 4646.

[20] Jupe, A. C., Wilkinson, A. P., Luke, K., & Funkhouser, G. P. (2008). Class H cement hydration at 180 C and high pressure in the presence of added silica. *Cement and Concrete Research*, *38*(5), 660-666.

[21] Vu, M. H. (2012). *Effet des contraintes et de la température sur l'intégrité des ciments des puits pétroliers* (Doctoral dissertation, Paris Est).

[22] KHIREDDINE, S., BENANI, Y., & BOUBERKA, J. *Normes de réalisation des puits Haute Pression Haute Température et comparaison avec les puits non HPHT* (Doctoral dissertation).

[23] Bourissai, M. (2010). *Comportement thermo-chimio-hydro-mécanique d'un ciment pétrolier au très jeune âge en conditions de prise HP/HT: approche expérimentale et analyse par changement d'échelle* (Doctoral dissertation, Paris Est).

[24] Dayrates down, but rig demand remains stable in Middle East. (n.d.) depuis drillingcontractor.org

[25] Choolaei, M., Rashidi, A. M., Ardjmand, M., Yadegari, A., & Soltanian, H. (2012). The effect of nanosilica on the physical properties of oil well cement. *Materials Science and Engineering: A*, *538*, 288-294.

[26] Thiercelin, M. J., Nelson, E. B., & Guillot, D. (2006). Mechanical properties of well cements. *EB Nelson, & D. Guillot, Well cementing, Sugar Land: Schlumberger*, *269*.

[27] Agofack, N., Ghabezloo, S., & Sulem, J. (2020). Chemo-poro-elastoplastic modelling of an oilwell cement paste: macroscopic shrinkage and stress-strain behaviour. *Cement and Concrete Research*, *132*, 106046.

[28] Yavari, N. (2011). Effet de la température d'hydratation sur la microstructure et le comportement hydromécanique d'une pâte de ciment durcie, stage de Master MRSOE. *Ecole des PontParisTech*.

[29] Shingala, J., Shah, V., Dudhat, K., & Shah, M. (2020). Evolution of nanomaterials in petroleum industries: application and the challenges. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, *10*, 3993-4006.

[30] Bayanak, M., Zarinabadi, S., Shahbazi, K., & Azimi, A. (2020). Reduction of fluid migration in well cement slurry using nanoparticles. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, *75*, 67

[31] Zhe, Z., & Yuxiu, A. (2018). Nanotechnology for the oil and gas industry–an overview of recent progress. *Nanotechnology Reviews*, *7*(4), 341-353.

[32] Pernites, R. B., & Santra, A. K. (2016). Portland cement solutions for ultra-high temperature wellbore applications. *Cement and Concrete Composites*, *72*, 89-103.

[33] Qin, J., Pang, X., Cheng, G., Bu, Y., & Liu, H. (2021). Influences of different admixtures on the properties of oil well cement systems at HPHT conditions. *Cement and Concrete Composites*, *123*, 104202.

[34] Maagi, M. T., Lupyana, S. D., & Gu, J. (2019). Effect of nano-SiO 2, nano-TiO 2 and nano-Al 2 O 3 addition on fluid loss in oil-well cement slurry. *International Journal of Concrete Structures and Materials*, *13*, 1-6.

[35] Zhe, Z., & Yuxiu, A. (2018). Nanotechnology for the oil and gas industry–an overview of recent progress. *Nanotechnology Reviews*, *7*(4), 341-353.

[36] Nauleau, E., Martineau, F., Kréziak, C., & Ghabezloo, S. Effet des conditions environnementales sur les propriétés mécaniques d'un ciment de puits géothermique.

[37] Tennis, P. D., & Jennings, H. M. (2000). A model for two types of calcium silicate hydrate in the microstructure of Portland cement pastes. *Cement and concrete research*, *30*(6), 855-863.

[38] Pikłowska, A., Ziaja, J., & Kremieniewski, M. (2021). Influence of the addition of silica nanoparticles on the compressive strength of cement slurries under elevated temperature condition. *Energies*, *14*(17), 5493.

[39] Mahmoud, A. A., Elkatatny, S., Ahmed, A., & Gajbhiye, R. (2019). Influence of nanoclay content on cement matrix for oil wells subjected to cyclic steam injection. *Materials*, *12*(9), 1452.

[40] Pikłowska, A., Ziaja, J., & Kremieniewski, M. (2021). Influence of the addition of silica nanoparticles on the compressive strength of cement slurries under elevated temperature condition. *Energies*, *14*(17), 5493.

[41] Dodiya, M., & Shah, M. (2021). A systematic study on shaping the future of solar prosumage using deep learning. *International Journal of Energy and Water Resources*, 1-11.

[42] Gharbi, R. B., & Mansoori, G. A. (2005). An introduction to artificial intelligence applications in petroleum exploration and production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *49*(3-4), 93-96.

[43] Guetteche, M. N., & Bendaoud, Y. (2014). Prédiction Des Résistances Mécaniques Des Bétons à Base Des Ciments Composés En Utilisant Les Réseaux Neurones Artificiels.

[44] Chen, G., Fu, K., Liang, Z., Sema, T., Li, C., Tontiwachwuthikul, P., & Idem, R. (2014). The genetic algorithm based back propagation neural network for MMP prediction in CO2-EOR process. *Fuel*, *126*, 202-212.

[45] Thiercelin, M. J., Nelson, E. B., & Guillot, D. (2006). Mechanical properties of well cements. *EB Nelson, & D. Guillot, Well cementing, Sugar Land: Schlumberger*, *269*.

[46] Plank, J., Tiemeyer, C., Buelichen, D., & Echt, T. (2014, August). A study of cement/mudcake/formation interfaces and their impact on the sealing quality of oilwell cement. In *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition?* (pp. SPE-170452). SPE.

[47] Verleysen, F. B. M., & BLAYO, F. (1996). Les réseaux de neurones artificiels. *Presse Universitaire De France*.