
République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Akli MOHAND OULHADJ-Bouira

Faculté des Sciences & des Sciences Appliquées
Département de Génie des Procédés



Mémoire

Présenté par

ABDELMOUMENE Djamel

BAHLOUL Ghilas

Pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie de l'Environnement



**Évaluation de l'efficacité de
plusieurs inhibiteurs sur la
formation de dépôts dans les flux
pétroliers de gisement de la région
de TFT**



Soutenue le 13/07/2024 devant le jury composé de :

Mr. AOUDJIT F. MCA, Univ. Bouira Président du jury
Mr. HAMDACHE A. MCB, Univ. Bouira Examineur
Mr. KERNANI R. MCA, Univ. Bouira Encadreur

Année universitaire 2023/2024

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes Parents

A toute ma famille

A mes amis

ABDELMOUMENE

Djamel

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes Parents

A toute ma famille

A mes amis

B. AHLOU Ghilas

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude envers M. KERNANI R., notre encadrant, pour son soutien constant, ses conseils avisés et son engagement tout au long de ce travail. Sa disponibilité et ses précieuses orientations ont grandement contribué à l'avancement de ce projet.

Nous remercions également chaleureusement M. HAMDACHE A. et M. AOUDJIT F., membres du jury d'évaluation, pour leur précieuse expertise, leurs critiques constructives et leur évaluation attentive de ce mémoire.

Enfin, nous souhaitons exprimer notre reconnaissance envers les ingénieurs et personnels de Sonatrach pour leur soutien continu et leurs encouragements.

Table des matières

List of Figures	viii
List of Tables	ix
Introduction générale	1
I Etude bibliographique	3
1 L'eau dans les Champs Pétroliers	4
1.1 Types d'eaux dans les champs pétroliers	4
1.1.1 Eau de gisement	4
1.1.2 Eau d'injection	5
1.2 Propriétés physico-chimiques des eaux de production	7
1.2.1 Composition chimique	7
1.2.2 Caractéristiques physico-chimiques	8
1.3 Impact des eaux de production	9
1.3.1 Effets environnementaux et opérationnels	9
1.4 Analyse des Eaux de Production	10
1.4.1 Méthodologies analytiques	10
1.4.1.1 Techniques de prélèvement	10
1.4.1.2 Préparation des échantillons	10
1.5 Paramètres analytiques clés	11
1.6 Technologies d'analyse avancées	12
1.6.1 Chromatographie, spectroscopie	12
1.6.2 Spectroscopie	13
1.7 Études de compatibilité des eaux	14
1.7.1 Traitement des eaux avant réinjection	15
1.8 Gestion des Dépôts Minéraux	17
1.8.1 Les dépôts solides	17
1.8.2 Mécanismes de formation des dépôts minéraux	18
1.8.3 Types de dépôts minéraux	19
1.8.3.1 Carbonates de calcium CaCO_3	20
1.8.3.2 Sulfate de strontium (SrSO_4)	20
1.9 Sulfate de calcium (CaSO_4)	21

1.9.0.3	Sulfate de baryum (BaSO_4)	22
1.10	Prévention et traitement des dépôts	22
1.10.1	Procédés soustractifs, additifs, curatifs	22
1.10.1.1	Procédé soustractif	24
1.10.1.2	Procédé additif	24
1.10.1.3	Procédé curatif	25
1.11	Inhibiteurs de dépôts minéraux	26
1.11.1	Types et mécanismes d'action des inhibiteurs	26
1.11.1.1	Définition des inhibiteurs	26
1.11.1.2	Domaine d'utilisation	26
1.11.1.3	Propriétés des inhibiteurs	27
1.11.1.4	Types des inhibiteurs	27
1.11.1.5	Mécanisme d'action des inhibiteurs	27
1.11.1.6	Les inhibiteurs de dépôts les plus utilisés	28
II	Matériels et Méthodes	29
2	Matériels et Méthodes	30
2.1	Échantillonnage	31
2.1.1	Traitement des échantillons	31
2.2	Analyse des paramètres physico-chimiques des eaux de gisement et des eaux d'injection	32
2.3	Étude de compatibilité entre les deux eaux d'injection et de gisement	32
2.4	Efficacités des différents inhibiteurs de dépôts	32
III	Résultats et Discussion	34
3	Résultats & Discussion	35
3.1	Résultats des analyses physico-chimiques	35
3.2	Analyse minéralogique par diffractométrie rayons-X	36
3.3	Analyse des dépôts par diffraction des rayons X (DRX)	37
3.3.1	Minéraux identifiés	38
3.4	Compatibilité des eaux étudiées	39
3.5	Efficacités des différents inhibiteurs de dépôts	43
3.5.1	Efficacité des inhibiteurs de dépôts : ENDEXUR GISS D 2500 et ENDEXUR GISS D 2060	43
3.5.2	Efficacité des inhibiteurs de dépôts : FORSA SCW 85372	45
3.5.3	Efficacité des inhibiteurs de dépôts : INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604	47
3.5.4	Efficacité des inhibiteurs de dépôts : CHIMEC (CHIMEC 3670 et CHIMEC 3769)	48
3.5.5	Efficacité des inhibiteurs de dépôts : Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)	49

Table des figures

1.1	Représentation d'un gisement de pétrole [?]	5
1.2	Extraction d'huile par injection de CO ₂ et d'eau [?]	6
1.3	Cristaux de sulfate de strontium (SrSO ₄)	20
1.4	Cristaux de sulfate de strontium (SrSO ₄)	21
1.5	Précipitation du sulfate de baryum (BaSO ₄) dans un environnement industriel	23
2.1	Les eaux de gisement (cambrien) et d'injection (albien) de la région de HMD	31
2.2	Schéma représentatif des étapes de l'étude de compatibilité entre l'eau d'injection et celle du gisement	33
3.1	Diffractogramme de l'échantillon de dépôt n° TFT z	37
3.2	Etude de compatibilité de l'eau de formation avec l'eau d'injection : Masse des dépôts obtenus en fonction de rapport des mélange	40
3.3	Etude de compatibilité de l'eau de formation avec l'eau d'injection : Ions restants en solution (mg/l)	41
3.4	Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : ENDEXUR GISS D 2060 et ENDEXUR GISS D 2500	44
3.5	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : ENDEXUR GISS D 2060 et ENDEXUR GISS D 2500	44
3.6	Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : FORSA SCW 85372	46
3.7	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : FORSA SCW 85372	47
3.8	Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604	48
3.9	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604	49
3.10	Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : CHIMEC	50
3.11	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : CHIMEC	51
3.12	Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)	52
3.13	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)	52

Liste des tableaux

2.1	Tableau récapitulatif des méthodes d'analyses utilisées	32
3.1	Résultats des analyses physico-chimiques	36
3.2	Résultats de l'étude de compatibilité de l'eau de formation avec l'eau d'injection du champ TFT dans les conditions de surface	40
3.3	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts(ENDEXUR GISS D 2500)	43
3.4	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts (ENDEXUR GISS D 2060)	43
3.5	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme BAKER HUGHES (FORSA SCW 85372)	46
3.6	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme ARKEMA (INIPOL AD 615 QAT)	47
3.7	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme ARKEMA (INIPOL AD 1604)	48
3.8	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme CHIMEC (CHIMEC 3670 et CHIMEC 3769)	49
3.9	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme CHIMEC (CHIMEC 3067 L)	50
3.10	Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)	51

Introduction

Dans l'industrie pétrolière et gazière, la gestion efficace des eaux de formation et d'injection est cruciale pour assurer la durabilité et la rentabilité des opérations de production. Les eaux de formation, riches en minéraux et en matières organiques, présentent un défi majeur en raison de leur propension à former des dépôts de sels insolubles. Ces dépôts peuvent obstruer les pores des formations géologiques et des équipements de production, compromettant ainsi la performance des puits et des systèmes de traitement.

L'utilisation d'inhibiteurs de dépôts est une stratégie essentielle pour prévenir la formation de dépôts indésirables et maintenir la productivité des puits. Ces produits chimiques spécialisés interagissent avec les ions présents dans les eaux de formation, inhibant leur précipitation et leur adhésion aux surfaces métalliques. Cependant, le choix et l'efficacité des inhibiteurs varient en fonction des conditions spécifiques du réservoir, des caractéristiques de l'eau de formation et des objectifs de performance économique et environnementale.

Dans ce contexte, cette étude se concentre sur l'évaluation comparative des performances d'inhibiteurs de dépôts provenant de différents fournisseurs. L'objectif principal est d'analyser et de comparer l'efficacité de ces produits dans la prévention des dépôts de sels dans les systèmes d'eau de formation et d'injection du champ TFT. Cette évaluation approfondie permettra de recommander les meilleures pratiques pour l'utilisation d'inhibiteurs, en tenant compte des considérations de performance technique, économique et environnementale.

Première partie

Etude bibliographique

Chapitre 1

L'eau dans les Champs Pétroliers

1.1 Types d'eaux dans les champs pétroliers

L'extraction du pétrole et du gaz est souvent accompagnée d'eau ou de saumure, qui est appelée l'eau de production. Lorsque les réservoirs pétroliers arrivent à maturité, ou lorsque des méthodes de récupération assistée par l'eau sont utilisées, la quantité d'eau augmente significativement et dépasse le volume de pétrole avant que le réservoir ne soit épuisé [1]. L'industrie pétrolière est consciente de sa dépendance à l'eau et met en œuvre des pratiques visant à minimiser et à optimiser l'utilisation de l'eau, notamment par sa réutilisation.

Les dépôts solides se forment généralement dans les pompes, réservoirs, tubages et autres installations de production. Ces dépôts proviennent principalement de deux sources : l'eau de gisement et l'eau d'injection [2].

1.1.1 Eau de gisement

Il est nécessaire de noter que la production de pétrole brut est toujours accompagnée d'un volume variable d'eau, en fonction du gisement producteur. Cette eau peut provenir de diverses sources naturelles, telles que la roche réservoir elle-même, capable de retenir de grandes quantités d'eau, ou de l'aquifère situé à la base des gisements pétrolifères. Cette eau est souvent très chargée en sels et parfois en sursaturation [3]. Le sel présent en quantités considérables est le chlorure de sodium, mais il est généralement accompagné

de quantités variables de sels de magnésium, potassium, calcium, baryum (sous forme de $BaCl_2$) et strontium (sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates et chlorures) [4].

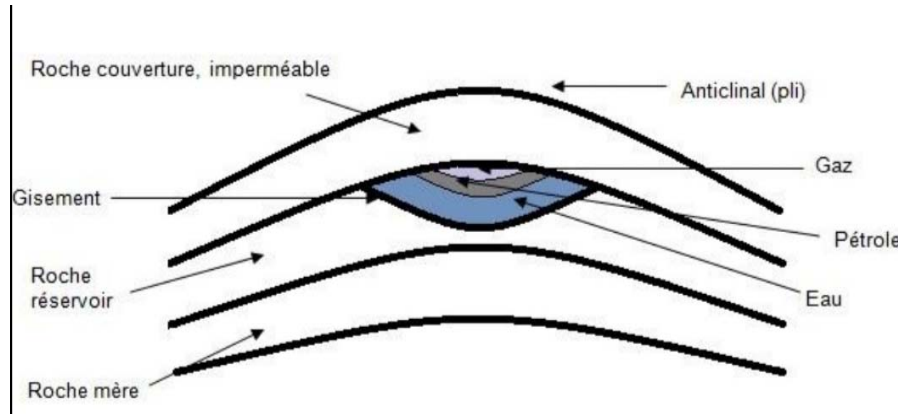


FIGURE 1.1: Représentation d'un gisement de pétrole [?]

Il existe plusieurs types d'eau de gisement, selon leur source :

- **Eaux de condensation** : elles correspondent à la portion d'eau en phase vapeur qui accompagne les fluides de gisement. Elles sont produites à la tête des puits par condensation, en quantité généralement faible. Théoriquement, ce sont les fluides comportant la fraction la plus faible en éléments chimiques [4].
- **Eaux de formation** : ces eaux représentent une partie de l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles se divisent en plusieurs types variés, classés selon la présence d'éléments chimiques dominants [4].
- **Eaux interstitielles** : elles se trouvent dans les petits espaces entre les grains minuscules d'une roche [4]. L'eau libre s'élimine totalement vers 100 °C et donne la "teneur en eau" au sens géotechnique [5].
- **Eaux connées** : ce terme signifie "nées, produites ou générées ensemble". L'eau connée est considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénétique (formée en même temps que la roche mère). C'est une eau fossile qui n'a eu aucun contact avec l'atmosphère pendant une longue période géologique [4].

1.1.2 Eau d'injection

L'injection d'eau est une méthode couramment utilisée depuis la fin du XIXe siècle. Ce procédé vise non seulement à la récupération, mais aussi à l'accélération de la production

et à la diminution de son déclin [6]. Le maintien de la pression est généralement assuré par ce moyen. L'injection d'eau peut être répartie dans la zone contenant de l'huile ou bien de manière périphérique dans un aquifère déjà existant [6].

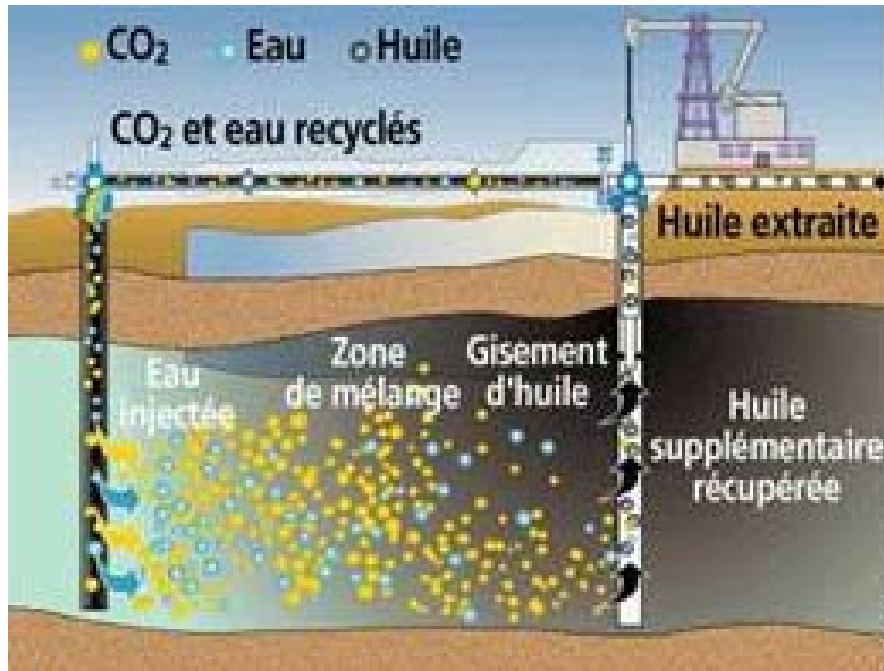


FIGURE 1.2: Extraction d'huile par injection de CO₂ et d'eau [?]

Les sources d'eau pour l'injection comprennent les aquifères situés à faible profondeur, l'eau de mer ou l'eau de surface (lacs, rivières). Il est crucial que l'eau soit injectable, c'est-à-dire qu'elle possède une perméabilité suffisante et soit compatible avec l'eau du gisement. L'eau injectée, en se mélangeant avec l'eau en place, peut provoquer des précipitations indésirables, telles que le BaSO₄, qui bouchent les puits [7].

Économiquement, un projet d'injection d'eau entraîne des coûts supplémentaires liés à l'extraction et au traitement de l'eau [8]. Il existe deux catégories principales d'eau d'injection :

- **Eau de lavage** : injectée à la base du tubage pour nettoyer les puits et dissoudre les dépôts de sel (chlorure de sodium). La quantité de sel peut atteindre 350 g/l dans certaines eaux de formation et être proche de la saturation, causant des précipitations importantes de NaCl sur les parois du tubage jusqu'au bouchage [9].
- **Eau de maintien de pression** : utilisée pour maintenir la pression statique absolue en tête de puits lorsque celle-ci se dégrade rapidement pendant l'exploitation d'un

gisement [9]. Cette méthode permet de compenser l'insuffisance de drainage naturel et d'améliorer le taux de récupération [8].

L'eau injectée doit posséder de bonnes propriétés chimiques et biologiques pour éviter les problèmes de corrosion et de dépôts insolubles. Elle peut contenir des ions de sulfate (SO_4^{--}) et des bactéries anaérobies et aérobies [10]. Le mélange de l'eau d'injection avec l'eau de gisement peut entraîner des problèmes tels que :

- Corrosion bactérienne des équipements, causant des percements et des bouchages de filtres.
- Formation de précipités de sels insolubles (BaSO_4 , SrSO_4 , CaSO_4).
- Dépôts de sel insoluble (BaSO_4) [10].

Pour éviter ces problèmes, une étude de compatibilité des eaux d'injection et de gisement est nécessaire [10].

1.2 Propriétés physico-chimiques des eaux de production

1.2.1 Composition chimique

L'eau produite est un mélange d'eau de formation (présente dans le réservoir), d'eau de mer (ajoutée pour maintenir la pression du réservoir) et de produits chimiques de production. Elle est générée principalement lors de la phase de production et contient la plus grande quantité de déchets provenant de la production pétrolière et gazière offshore, si elle n'est pas réinjectée [11].

Le taux d'eau produite cumulé augmente généralement au cours de la vie du champ. Elle contient non seulement des éléments organiques et inorganiques provenant des formations géologiques, mais aussi divers additifs et produits chimiques de traitement, de l'eau de mer ou de surface, des sels organiques ou minéraux dissous, des hydrocarbures dissous et dispersés, des minéraux dissous, des substances radioactives naturellement présentes et des gaz dissous [11]. Le traitement de l'eau produite est nécessaire pour enlever une grande quantité d'huile dispersée.

Au niveau des puits producteurs, les pressions et les débits varient considérablement, perturbant les équilibres établis dans le réservoir, ce qui influe directement sur la composition des eaux. L'eau est produite sous forme d'une émulsion eau-dans-l'huile, qu'il est important de séparer des hydrocarbures. Ce traitement emploie différents procédés physico-chimiques utilisant divers additifs, qui restent dans l'eau après séparation [12].

L'eau de production peut contenir :

- Particules en suspension (TSS) :
 - Éléments organiques (émulsions résiduelles, colonies bactériennes, asphaltènes, etc.)
 - Particules minérales (silice, argiles, calcium, sulfate, fer, résidus de corrosion, etc.)
- Sels dissous (TDS) de diverses natures
- Métaux lourds et radioactifs
- Gaz dissous (CO_2 , O_2 , H_2S , etc.)
- Additifs chimiques utilisés pour le traitement

1.2.2 Caractéristiques physico-chimiques

L'eau de production présente des caractéristiques physico-chimiques variables selon sa composition en ions et autres substances dissoutes ou en suspension. Les principaux paramètres à considérer sont :

- pH : indicateur de l'acidité ou de la basicité de l'eau
- Salinité : concentration en sels dissous (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 , etc.)
- Température : affecte les réactions chimiques et la solubilité des gaz
- Turbidité : mesure de la clarté de l'eau
- Conductivité électrique : proportionnelle à la concentration en ions dissous
- Dureté : concentration en ions calcium et magnésium

La connaissance de ces propriétés est essentielle pour le traitement et la gestion de l'eau produite. Une analyse rigoureuse permet d'adapter les méthodes de traitement et de minimiser les impacts environnementaux.

1.3 Impact des eaux de production

1.3.1 Effets environnementaux et opérationnels

Les eaux de production constituent les volumes les plus importants des écoulements, avec des variations tout au long de la durée de vie d'un gisement. Les taux d'eau typiques pour un gisement de la Mer du Nord varient de 2,400 m³/jour à 40,000 m³/jour [13]. Ces eaux sont généralement composées d'eau du réservoir pétrolier, souvent à haute température, contenant du pétrole dissous et dispersé, des concentrations élevées de sel, des métaux lourds, des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAPs), un manque d'oxygène, et parfois des matériaux radioactifs [14–16].

Cependant, ces eaux représentent une menace significative pour les trois compartiments environnementaux (sol, eau, air) ainsi que pour la santé humaine en raison de leur contenu nocif [17]. Les graisses et les huiles, composants des eaux de production, peuvent former des couches superficielles sur les cours d'eau, limitant l'accès à l'oxygène et pouvant causer des intoxications chez les organismes aquatiques, entraînant une perte de biodiversité aquatique et empêchant d'autres utilisations bénéfiques telles que la pêche et l'agriculture [18].

D'autres dégradations telles que la réduction de la qualité du sol, l'érosion du sol, la pollution de l'air avec des émissions d'odeurs nauséabondes, peuvent avoir des conséquences irréversibles suite au rejet des eaux de production dans l'environnement [19]. En cas d'élimination des eaux usées sans traitement adéquat, elles peuvent infiltrer et altérer la qualité des eaux souterraines par une pollution organique, une augmentation de la salinité, une acidification, une augmentation de la teneur en fer, un changement de couleur ou une toxicité, entraînant des maladies comme le choléra et d'autres infections intestinales [18].

Ainsi, le traitement des eaux de production est essentiel pour leur réutilisation afin d'économiser les ressources en eau, protéger la santé humaine et l'environnement [18].

1.4 Analyse des Eaux de Production

1.4.1 Méthodologies analytiques

1.4.1.1 Techniques de prélèvement

Il est crucial de bien identifier le point d'échantillonnage et de maintenir la zone environnante propre et ordonnée. Les vannes et autres dispositifs doivent être entretenus régulièrement et opérationnels selon les spécifications requises. Avant chaque prélèvement, un rinçage minutieux du système d'échantillonnage est essentiel pour éviter toute contamination par des particules résiduelles. Il est également nécessaire de s'assurer que la température du flux dérivé correspond étroitement à celle du flux principal afin d'éviter toute altération due à des contaminations potentielles des vannes ou des tuyaux utilisés.

Les quantités d'échantillons prélevées doivent être adaptées aux analyses prévues et discutées en détail avec le laboratoire d'analyse compétent [20]. Les précautions HSE sont nécessaires en raison de la température élevée de l'eau produite et du risque de libération de sulfure d'hydrogène lors de l'ajout d'acide aux bouteilles d'échantillonnage. Des précautions supplémentaires sont également nécessaires lors de l'utilisation d'acide pour éviter toute exposition inutile aux composants BTEX, qui sont volatils et contiennent des benzènes.

1.4.1.2 Préparation des échantillons

Les étapes suivantes sont nécessaires pour la collecte et le traitement des échantillons d'eau produite en vue d'une analyse par la méthode IR ou selon la méthode de référence OSPAR :

1. Opérer le point d'échantillonnage conformément aux normes définies [20].
2. Remplir soigneusement la bouteille d'échantillonnage sans la faire déborder. En cas de température élevée de l'échantillon, rejeter tout échantillon surchargé et répéter le processus avec une nouvelle bouteille propre.
3. Refermer hermétiquement le flacon.

4. Acidifier l'échantillon avec un mélange acide chlorhydrique/eau (1 :1) jusqu'à obtenir un pH <2, en notant le volume d'acide utilisé. Homogénéiser l'échantillon et vérifier le pH avec un papier indicateur pH pour confirmer qu'il est inférieur ou égal à 2.
5. Refroidir l'échantillon si nécessaire à la température ambiante du laboratoire (15°C - 20°C, ne dépassant pas 20°C) avant l'analyse [21].
6. Vérifier la température de l'échantillon à l'aide d'un thermomètre infrarouge ou laser, vérifié semestriellement pour une précision ± 3 °C par rapport à un thermomètre à alcool certifié. Réétalonner ou remplacer le thermomètre infrarouge si nécessaire [21].
7. Ne pas injecter d'azote ou d'autres gaz dans les échantillons sans approbation formelle préalable du département compétent.
8. Stocker les échantillons acidifiés dans un réfrigérateur à 4 °C - 8 °C s'ils ne sont pas analysés dans les 12 heures suivant le prélèvement. Laisser les échantillons atteindre l'équilibre thermique avec la température ambiante du laboratoire avant toute analyse.

1.5 Paramètres analytiques clés

Les eaux à traiter présentent une concentration élevée en matières en suspension (MES), un contenu significatif en hydrocarbures, ainsi qu'un pH acide [22]. L'augmentation des hydrocarbures est attribuée à l'origine des effluents, tandis que les MES dépendent de la quantité et de la qualité des eaux huileuses à traiter, provenant des puits, séparateurs, bacs de stockage, etc., et sont responsables de la turbidité.

Le pH des eaux huileuses varie selon divers facteurs tels que la source du pétrole brut, les méthodes de traitement et les réactifs utilisés [22]. De plus, l'eau brute présente souvent une teinte orange due à la présence d'oxyde de fer en suspension, accompagnée d'une odeur similaire à celle de l'essence attribuée aux hydrocarbures [22].

Pour résoudre la pollution des eaux usées industrielles, il est crucial d'identifier et d'évaluer les agents polluants ainsi que les paramètres caractéristiques de cette pollution [23–26].

Hydrocarbures (HC)

Les hydrocarbures, composés C_xH_y , se distinguent par leur caractère apolaire ou peu apolaire. Ils englobent toutes les formes de pétrole telles que le pétrole brut, le fuel-oil et les résidus. La présence d'hydrocarbures dans l'eau nécessite des traitements spécifiques en raison de leur solubilité variable [24].

Matières en suspension (MES)

Les MES, exprimées en mg/l, regroupent les éléments non dissous dans l'eau, minéraux ou organiques, conférant à l'eau une apparence trouble ainsi qu'un goût et une odeur désagréables [27].

Potentiel Hydrogène (pH)

Le pH est un indicateur majeur de la pollution, mesurant l'acidité de l'eau par sa concentration en ions hydrogène (H^+) [25].

Température

La température de l'eau joue un rôle crucial comme facteur physiologique influençant le métabolisme des microorganismes aquatiques [26].

1.6 Technologies d'analyse avancées

1.6.1 Chromatographie, spectroscopie

Au contraire des méthodes infrarouges et gravimétriques, l'emploi de la Chromatographie à gaz (CG) permet d'obtenir des détails sur les différents types d'hydrocarbures présents dans un échantillon d'huile. Généralement, un mécanisme GC-FID (DéTECTEUR à ionisation de flamme) typique comprend les instruments suivants :

- Fournisseur de gaz vecteur ;
- Injecteur ;

- Colonne chromatographique ;
- Détecteur ;
- Système de traitement des données.

Dans une approche GC-FID conventionnelle, un échantillon d'eau contenant des huiles est soumis à un traitement acide et extrait au moyen d'un solvant, procédé similaire à d'autres méthodes de référence. L'extrait obtenu est ensuite asséché et purifié avant qu'une infime quantité ne soit injectée dans un chromatographe en phase gazeuse. Par l'intermédiaire d'un gaz vecteur et d'une colonne chromatographique, divers groupes d'hydrocarbures se séparent au fur et à mesure dans la colonne pour être détectés. Le gaz vecteur assure le déplacement des composants dans la colonne tandis que celle-ci permet la séparation des divers groupes d'hydrocarbures pour qu'ils soient détectés distinctement.

Au moment de leur sortie de la colonne, les hydrocarbures subissent une combustion et sont identifiés par un détecteur à ionisation de flamme (FID), réagissant pratiquement à tous les composants combustibles. Pour l'analyse des hydrocarbures présents dans l'eau, la sommation de toutes les réponses obtenues sur une plage spécifique de carbone ou de temps de rétention est corrélée à la concentration en hydrocarbures en se référant à des normes de concentrations préalablement établies.

1.6.2 Spectroscopie

La technique spectroscopique infrarouge (IR) est l'une des approches les plus employées pour l'analyse qualitative et quantitative des matières organiques. Son principe est l'absorption des rayonnements infrarouges par le matériau analysé, utilisée dans l'identification des groupements fonctionnels à travers la détection des vibrations caractéristiques des liaisons chimiques.

La spectroscopie infrarouge (IR) est une méthode rapide pour évaluer qualitativement le DA en calculant les rapports des absorbances d'une bande caractéristique d'un groupement acétyle sur une bande commune aux unités acétylées et déacétylées [28].

1.7 Études de compatibilité des eaux

Il comprend en principe la mise en contact de deux eaux considérées (tel que l'eau d'injection et l'eau de gisement), de cela les observations de ce procédé sont les suivantes :

1. Visuelle.
2. Electrochimique : enregistrement de variation de pH et de conductivité.
3. Analytique : Filtration d'un précipité, calcination de dépôt obtenu (précipité), dosage des éléments contenus dans le filtrat.

On se base sur la reproduction des conditions de température prévisibles du mélange, compte tenu de l'importance de la température comme un facteur qui influe sur la solubilité des sels. L'étude de la compatibilité des eaux au niveau de laboratoire est faisable selon la condition de surface (pression atmosphérique -1 atm - et la température ambiante 25 °C), ou bien selon les conditions de fond (haute pression et haute température).

L'analyse de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de gisement révèle souvent des problèmes de formations de calcium, de strontium et/ou de baryum. Par exemple, dans le champ Hassi Messaoud lors de l'injection d'eau Albien pour le maintien de pression ou le lavage des puits d'huile salée.

Le procédé d'injection d'eau est considéré comme l'une des techniques les plus utilisées pour la récupération secondaire de pétrole, et sa réussite dépend principalement de la compatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de gisement. Elles doivent éviter toute réduction de la perméabilité de la roche réservoir ou toute corrosion des installations de fond et de surface.

La difficulté du mélange de l'eau d'injection et de gisement est considérée comme la principale cause du problème d'incompatibilité, résultant en la formation de précipités de sels minéraux (BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3) peu solubles. Lorsqu'une eau chimiquement pure entre en contact avec d'autres ions, des éléments insolubles peuvent précipiter pour tenter de rétablir l'équilibre ionique. Le terme "compatible" est utilisé lorsque le mélange de deux eaux et la réaction entre les composants chimiques ne conduisent pas à la formation de composés insolubles.

Il est possible de faire une approche théorique en utilisant l'analyse chimique élémentaire en appliquant des paramètres physico-chimiques tels que la concentration en cations et anions, le produit de solubilité, la température et la pression.

Le traitement de l'incompatibilité des eaux de gisement et d'injection comprend deux éléments :

- Se débarrasser des ions gênants de l'eau injectée.
- Arrêter le phénomène de cristallisation du dépôt en ajoutant soit un complexant, soit un agent modifiant la croissance cristalline [2].

1.7.1 Traitement des eaux avant réinjection

Les fluides d'eau grasse représentent les contaminants les plus courants dans l'eau produite par la production pétrolière. Ils constituent la principale source de pollution puisque dans les champs pétroliers, l'eau de production possède diverses propriétés incluant des substances organiques et inorganiques. Elle contient généralement des sels et des hydrocarbures, ces derniers étant potentiellement nocifs pour l'environnement [29].

Aujourd'hui, les stations d'épuration des eaux usées huileuses minimisent le pourcentage des substances organiques et les matières en suspension, et éliminent les produits chimiques des eaux produites susceptibles d'être toxiques pour les cultures et les constituants biologiques (microbes pathogènes), ce qui est bénéfique pour la santé générale des êtres vivants. Cependant, il existe différents niveaux de traitements conventionnels.

Techniques de traitement physique

Ce traitement, appelé "primaire", utilise des processus physiques naturels comme la filtration, la sédimentation et la flottation.

- La sédimentation ou décantation permet de séparer les matières en suspension en les faisant déposer naturellement sur une période de deux heures. L'utilisation de réactifs chimiques pour éliminer les particules très fines constitue un traitement physico-chimique, capable de réduire la pollution particulaire et une partie de la pollution organique sous forme particulaire [30].

- Les matières en suspension ont généralement une teneur en matière organique élevée (de 70 à 90%) et une densité légèrement supérieure à celle de l'eau [31].
- L'élimination des MES peut également être réalisée par flottation naturelle (particules naturellement plus légères que l'eau) ou provoquée (injection de microbilles d'air qui se fixent sur les particules, réduisant ainsi leur densité apparente). Cette opération de flottation est souvent utilisée dans le traitement des eaux résiduaires industrielles pour éliminer les huiles lors du prétraitement ou pour concentrer les boues biologiques [31].

La filtration

Ce processus est couramment utilisé pour séparer les graisses libres et émulsionnées. Dans ce procédé, les eaux à traiter contenant de l'huile traversent un lit filtrant de matériau granulaire qui adsorbe les gouttelettes d'huile ou favorise la coalescence des gouttelettes (filtration par coalescence). Normalement, une configuration avec une taille de pore d'environ 0,1 à 0,5 μm est utilisée [32].

La filtration est employée pour éliminer diverses substances telles que les matières en suspension, les graisses, les huiles, les bactéries, etc. Les effluents purifiés peuvent être collectés à la sortie du filtre. Le processus d'élimination des huiles repose sur une filtration directe basée sur la taille des gouttelettes, la coalescence induite qui favorise la croissance des gouttelettes d'huile, et l'adsorption physique de l'huile sur le matériau filtrant [29].

La sédimentation

La sédimentation est l'approche la plus courante pour la séparation des matières en suspension (MES) et des colloïdes. C'est un processus physique qui conduit à la séparation des particules de densité plus lourde que l'eau. Les particules décantées précipitent dans un décanteur primaire en 1 à 2 heures, se déposent au fond du bassin et sont périodiquement extraites pour être dirigées vers les installations de traitement des boues. L'eau clarifiée s'écoule par débordement en surface et est appelée eau clarifiée [33].

La flottation et la flottation à air dissous

La flottation est une opération de séparation solide-liquide qui vise à clarifier les eaux en amenant les floccs ou les particules de faible densité à la surface, où elles sont ensuite raclées. La flottation à air dissous nécessite la génération de microbulles dans le liquide, de 40 à 70 microns de diamètre, en comprimant de l'air dans l'eau pour ensuite le libérer brusquement à la pression atmosphérique, ce qui fait apparaître spontanément un lait de microbulles. Ces microbulles s'associent aux floccs, induisant leur flottation. Cette action est renforcée par l'ajout d'additifs de flottation, importants pour déstabiliser les émuls

1.8 Gestion des Dépôts Minéraux

1.8.1 Les dépôts solides

Les éléments chimiques qui se trouvent sous forme ionisée en solution ont la capacité de se combiner pour former des composés qui précipitent. L'eau possède une capacité limitée pour dissoudre ces produits. Les complexes résultants tendent à précipiter sous forme de deux types de dépôts : les dépôts salissureux, provenant de la déposition de matière en suspension, et les dépôts de tartre, connus pour leur dureté, adhérence et résistance, résultant de la cristallisation de matières dissoutes.

Ce dernier type de dépôts est le plus courant dans les champs pétroliers, notamment dans les puits et les tubages où des processus de mélange d'eaux incompatibles sont possibles dans les exploitations off-shore. L'injection de grandes quantités d'eau de mer, contenant des ions sulfates à des concentrations élevées, dans un réservoir contenant des ions baryum, calcium et éventuellement strontium, peut provoquer la précipitation de sulfates de baryum, calcium et strontium, tant dans le puits producteur que dans les installations de surface et autres canalisations.

Certains facteurs tels que l'expédition du pétrole et les modifications surprenantes de certaines conditions comme la température, la pression, l'agitation, le pH, la concentration des sels dissous, peuvent causer un déséquilibre physico-chimique et ainsi conduire à la formation de substances indésirables. Celles-ci sont capables de générer des effets indésirables dans les industries, tels que le colmatage des circuits, l'usure des pompes,

le colmatage du gisement pétrolier dans les systèmes d'injection d'eau, ainsi que des changements de la nature de l'eau par évaporation ou dessalement.

Afin d'éviter ces résultats gênants, il est crucial de maintenir un contrôle de la compatibilité des eaux avant de commencer le processus d'injection, et de mettre en œuvre des méthodes de traitement adéquates en introduisant les produits d'inhibition les plus adaptés à ce traitement.

1.8.2 Mécanismes de formation des dépôts minéraux

Les phénomènes de formation des dépôts se déroulent par le biais de réactions de précipitation ou de cristallisation, impliquant la majorité des transformations fondamentales liées à la cristallisation. Les processus fondamentaux incluent la nucléation, la croissance, l'agglomération, la brisure, etc. [34].

Pour expliquer le phénomène de la précipitation, il est nécessaire d'appliquer les lois de la thermodynamique relatives aux équilibres chimiques. En appliquant la loi d'action de masse à une solution aqueuse d'un corps AB, ce dernier se dissocie plus ou moins selon la réaction suivante. Si une solution de sel CD est ajoutée à la solution AB, le mélange contiendra les ions A^+ , B^- , C^- , D^+ . Supposons que le sel AC soit peu soluble, tous les ions A^+ , C^- resteront en solution si l'équation $[A^+][C^-] < K_s$ est satisfaite [35]. Dans un autre cas, le sel précipitera jusqu'à ce que cette équation soit satisfaite. Le produit de solubilité dépend du sel et des conditions thermodynamiques, toute modification de ces conditions peut modifier le produit de solubilité et induire des précipitations.

Pour amorcer la nucléation, il faut dépasser le produit de solubilité. Ce dépassement est caractérisé par le degré de saturation défini par $Q = \frac{C_{sel}}{C_{p_{sel}}}$, où C_{sel} est la concentration du sel à $t = 0$ et $C_{p_{sel}}$ est la concentration à l'équilibre thermodynamique.

Le processus de nucléation exprime la formation d'une nouvelle étape, soit le solide cristallin, après avoir atteint la sursaturation. Les ions se regroupent pour former des germes ou des faisceaux. Il existe différents mécanismes de nucléation : la nucléation primaire, qui se produit en l'absence de cristallin complet formé, et inclut les types homogène (spontané) et hétérogène, composé de particules étrangères ou d'impuretés dissoutes, efficaces à des sursaturations inférieures. La nucléation secondaire nécessite la présence d'un cristallin complet formé, ce qui catalyse le processus de nucléation.

La croissance cristalline comprend deux éléments lors de la formation des germes : la croissance homogène, qui nourrit ces germes par la solution sursaturée via le transfert de matière, et la croissance hétérogène, qui implique un changement de la couche secondaire par adsorption des ions de la solution sursaturée, conduisant ensuite à la formation d'un dépôt adhérent à la paroi métallique. L'augmentation de la température entraîne une augmentation de la nucléation et de la croissance cristalline [36].

Ces processus cinétiques (nucléation et croissance) peuvent être influencés par plusieurs facteurs, notamment la nature du matériau où se produit le dépôt, l'état de surface (porosité, revêtement, mouillabilité) et les conditions hydrodynamiques [36]. Le processus de formation et les propriétés des dépôts peuvent être contrôlés par des méthodes électrochimiques telles que la chronoélectrogravimétrie (CEG), la chronoampérométrie (CA) et l'impédance électrochimique (SIE). Il est également possible de les aborder par des approches non électrochimiques comme le pH critique, les méthodes thermiques, l'évaporation contrôlée rapide, le dégazage, l'entartage sur polymère ou le dépôt continu sur tube [36].

1.8.3 Types de dépôts minéraux

La formation des dépôts de sels minéraux se produit à plusieurs étapes de la production du pétrole. Ils présentent un nombre élevé et une structure variable. Certains sels sont solubles dans l'eau (chlorure de sodium), d'autres dans l'acide (carbonate de calcium), et d'autres encore sont insolubles (sulfate de baryum, strontium et calcium)

Les dépôts incluent NaCl, CaCO₃, SrSO₄, CaSO₄, BaSO₄.

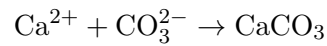
Le chlorure de sodium (NaCl) précipite de manière économique dans les procédés industriels en raison de la formation de dépôts. Il est le sel le plus couramment rencontré, avec des eaux de formation contenant jusqu'à 350 g/l, proches de la sursaturation. Une légère évaporation de l'eau, due à une chute de pression, entraîne une précipitation importante de chlorure de sodium. Ce dépôt est considéré comme le moins gênant, car sa solubilité est suffisamment élevée pour qu'une simple injection d'eau douce arrête sa formation.

Les dépôts de chlorure de sodium sont parmi les causes fréquentes de dépôts de sels, entraînant le rétrécissement du diamètre des canalisations. Cette problématique trouve

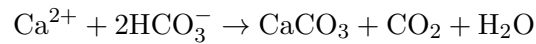
son origine dans le mélange d'eau libre très chargée en chlorures, d'origine naturelle avec le pétrole brut, et les eaux des puits chargées en sodium [37].

1.8.3.1 Carbonates de calcium CaCO₃

Les dépôts de carbonate de calcium se forment principalement en raison des chutes de pression pendant la production [?]. Ils sont le résultat de réactions de précipitation où les ions calcium réagissent avec les ions carbonates ou bicarbonates, comme illustré ci-dessous [37] :



Une autre réaction possible est :



Le processus d'acidification est souvent utilisé pour le traitement des dépôts de carbonates, bien que des précautions contre la corrosion soient nécessaires [?]. Les dépôts de carbonates ont été observés dans les puits de forage du champ pétrolier de ZARZAITINE, situé près d'In-Aménas [?].

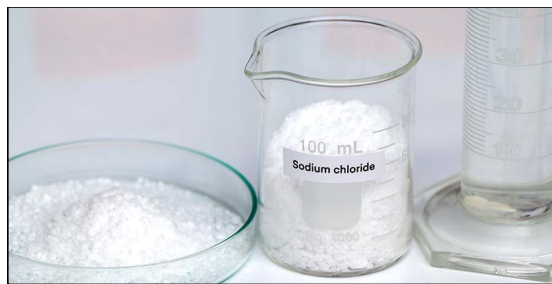
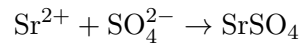


FIGURE 1.3: Cristaux de sulfate de strontium (SrSO₄)

1.8.3.2 Sulfate de strontium (SrSO₄)

Le dépôt de sulfate de strontium est parmi les dépôts les moins solubles, et la température joue un rôle crucial dans sa solubilité [?]. Les conditions favorables à sa précipitation comprennent l'évaporation de l'eau, l'élévation de la température et le mélange d'eaux

incompatibles. Le produit de solubilité du SrSO_4 est de 114 mg/L dans l'eau distillée à une température de 25°C. Sa précipitation peut être décrite par la réaction :



Les cristaux de sulfate de strontium présentent des propriétés orthorhombiques avec des mailles très proches et une nature poreuse, leur permettant d'adsorber des ions étrangers qui peuvent co-précipiter avec eux [?]. En outre, les dépôts de SrSO_4 sont réputés pour leur résistance aux acides.

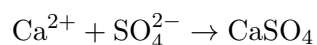


FIGURE 1.4: Cristaux de sulfate de strontium (SrSO_4)

1.9 Sulfate de calcium (CaSO_4)

Le sulfate de calcium est peu soluble, et sa solubilité diminue avec l'augmentation de la température [?]. Avant de considérer une solution chimique pour son traitement, il est préférable d'exploiter ses propriétés, comme l'augmentation de sa solubilité en présence de NaCl dans la solution. Il est recommandé d'éviter la dilution de l'eau incriminée et d'explorer la possibilité de mélanger avec une eau plus salée, sauf si cela enrichit défavorablement en ions SO_4^{2-} ou Ca^{2+} . En cas de précipité persistant, une filtration peut être nécessaire.

La réaction de formation du précipité de sulfate de calcium se produit par le fusionnement des ions Ca^{2+} et SO_4^{2-} :



Il existe trois principales formes de sulfate de calcium : le gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), l'anhydrite (anhydrite) (CaSO_4), et le hémihydrate ($\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$). Dans les champs pétroliers, la forme dominante est souvent le gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Diverses méthodes sont utilisées pour traiter les dépôts de sulfate de calcium, notamment l'acidification et l'utilisation d'inhibiteurs à base de polyphosphates [35].

1.9.0.3 Sulfate de baryum (BaSO_4)

Théoriquement, Sulfate de baryum BaSO_4 le plus grave et le plus nocifs des autres dépôts, il est nécessaire d'arrêter sa formation, puisqu'il élabore des bouchons imperméables, inaltérables à l'acide et aux basses. (Gravier, 1998). Généralement, les ennuis conçus par les dépôts Sulfate de baryum possède une origine qui est l'incompatibilité des deux eaux. Quelques eaux de gisement comprennent des sels de baryum en solution. Lors de la fusion de ces eaux avec une eau desulfate qui comporte des ions sulfates, le baryum précipite. Ce mélange est possible au cours du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sel, ou au moment d'injection d'eau douce dans le gisement. A la fin L'eau injectée va toucher les puits producteurs, le lieu de la précipitation du BaSO_4 . (Salhi, 1992)

Les problèmes associés aux dépôts de sulfate de baryum sont généralement dus à l'incompatibilité entre deux types d'eau. Certains gisements contiennent des sels de baryum en solution. Lorsque ces eaux se mélangent avec des eaux riches en sulfates, le baryum précipite sous forme de sulfate de baryum. Ce phénomène peut se produire lors du lavage continu pour éviter les dépôts de sel ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement. À la fin, l'eau injectée atteint les puits producteurs, où le sulfate de baryum précipite [?].

1.10 Prévention et traitement des dépôts

1.10.1 Procédés soustractifs, additifs, curatifs

La solution la plus adéquate pour éliminer le dépôt de NaCl est le processus du lavage à l'eau périodique en continu. Cependant, quand l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement, cet échec ne doit pas se poser. D'un autre côté, un danger plus grand

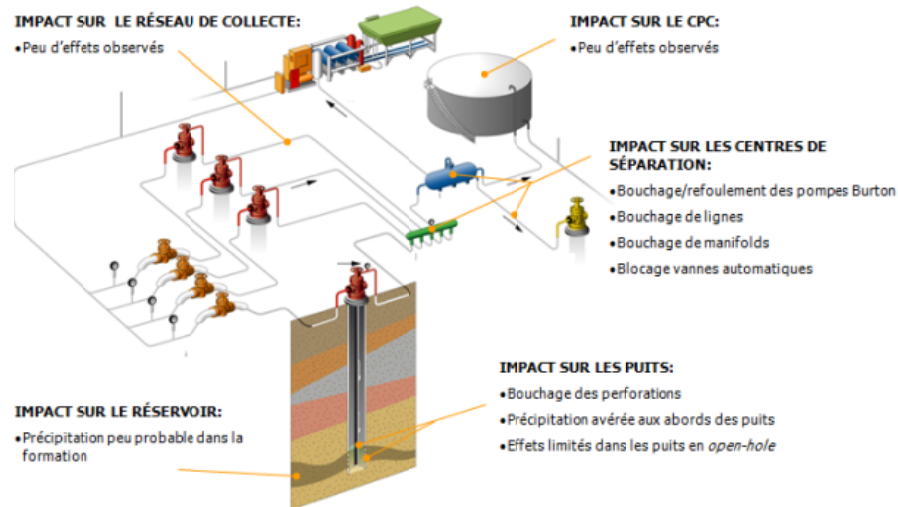


FIGURE 1.5: Précipitation du sulfate de baryum ($BaSO_4$) dans un environnement industriel

en perte de productivité des puits et d'endommagement des installations peut résulter de la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium [?].

Dans le contexte de l'élimination des dépôts de $NaCl$ et de la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium, différents procédés peuvent être utilisés pour gérer ces problèmes de façon soustractive, additive ou curative.

1. Procédés soustractifs

- Le lavage à l'eau périodique en continu est souvent utilisé pour éliminer les dépôts de $NaCl$. Ce processus consiste à rincer régulièrement les installations avec de l'eau pour éliminer les dépôts de sel.
- Pour les dépôts de sulfates, des méthodes de nettoyage mécanique, telles que le grattage avec des outils appropriés, peuvent être utilisées pour éliminer ces dépôts des installations.

2. Procédés additifs :

- L'utilisation d'inhibiteurs de dépôt pour prévenir la formation de dépôts de sel ou de sulfates peut être une approche efficace pour maintenir la propreté des installations et éviter les problèmes de précipitation.

3. Procédés curatifs :

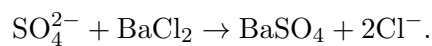
- En cas de précipitation de sulfates de baryum, calcium et strontium, des agents chélateurs ou séquestrants peuvent être utilisés pour dissoudre ces dépôts et restaurer le bon fonctionnement des installations.

- Des méthodes de nettoyage chimique plus agressives, comme l'utilisation d'acides ou de solutions spécifiques, peuvent également être nécessaires pour éliminer les dépôts tenaces de sulfates.

Il est essentiel de choisir la méthode appropriée en fonction du type de dépôt rencontré, des spécificités de l'installation et des contraintes opérationnelles. En outre, la prévention des dépôts à l'aide d'un programme d'entretien préventif peut contribuer à réduire les risques de perte de productivité des puits et d'endommagement des installations causés par la précipitation des sulfates et d'autres dépôts indésirables.

1.10.1.1 Procédé soustractif

Cette méthode est basée sur la suppression des ions formateurs de dépôts. Souvent, cela peut se faire en éliminant les ions sulfates trouvés dans l'eau d'injection, en formant une précipitation par BaCl₂ selon la réaction suivante :



1.10.1.2 Procédé additif

Le procédé additif est une approche utilisée pour prévenir la formation de dépôts indésirables, tels que le tartre, dans les systèmes industriels. Cette méthode consiste à ajouter une substance, appelée inhibiteur, qui empêche le précipitant responsable de la formation des cristaux de se développer. Parmi les différentes options disponibles, l'inhibition chimique est généralement considérée comme étant à la fois techniquement efficace et économiquement viable.

L'efficacité d'un inhibiteur de dépôt peut varier en fonction du type de produit utilisé et du type de dépôt rencontré. Des études ont montré que l'entartrage peut être évité en ajoutant des concentrations extrêmement faibles de l'inhibiteur. Ce phénomène est connu sous le nom d'"effet de seuil", où des concentrations très faibles de l'inhibiteur sont capables d'empêcher la formation de dépôts, au-delà desquelles l'action inhibitrice est perdue en raison de la réaction de désorption, transformant l'inhibiteur en un agent complexant.

L'ajout d'inhibiteurs de dépôt peut être une méthode efficace pour maintenir la propreté et l'efficacité des systèmes industriels, en particulier dans les industries où les dépôts peuvent causer des obstructions et des perturbations du processus. Il est important de choisir judicieusement l'inhibiteur adapté au type de dépôt rencontré et de surveiller régulièrement la concentration pour assurer une protection efficace contre les dépôts [?].

1.10.1.3 Procédé curatif

Le processus de grattage du tubing avec un racleur est une méthode couramment utilisée pour éliminer les dépôts ou les obstructions à l'intérieur des tubings. Cependant, il est important de noter que cette méthode n'est pas considérée comme particulièrement puissante, car elle repose principalement sur des actions mécaniques pour racler les résidus.

L'utilisation d'un racleur peut parfois ne pas être suffisamment efficace pour éliminer complètement les obstructions, ce qui peut entraîner des fissures ou des dommages au tubing. De plus, le grattage mécanique peut être limité en termes de nettoyage en profondeur, surtout si les obstructions sont particulièrement tenaces ou si le tubing présente des zones difficiles d'accès.

Il est donc essentiel de prendre des précautions lors de l'utilisation d'un racleur pour éviter d'endommager le tubing. Il peut être nécessaire de surveiller de près le processus et d'adapter la pression et la vitesse du racleur en fonction de l'état du tubing et des obstructions rencontrées.

Dans certains cas, il peut être recommandé d'utiliser d'autres méthodes de nettoyage plus puissantes, telles que l'hydrodynamique ou l'utilisation de produits chimiques, pour garantir un nettoyage complet et éviter les dommages potentiels au tubing. Il est toujours conseillé de consulter des professionnels qualifiés pour déterminer la méthode de nettoyage la plus adaptée à votre cas spécifique.

1.11 Inhibiteurs de dépôts minéraux

Les inhibiteurs dans l'industrie pétrolière jouent un rôle crucial dans la prévention de la formation de dépôts cristallins et des phénomènes de corrosion. Ces substances, classées en inhibiteurs anti-dépôt et inhibiteurs de corrosion, présentent des propriétés telles que la sélectivité, l'activité, la résistivité, les conditions de sécurité et la compétitivité des prix [38, 39]. Les inhibiteurs anti-dépôt agissent en empêchant les dépôts cristallins par adsorption sur les sites de cristallisation, tandis que les inhibiteurs de corrosion stoppent la corrosion de l'acier dans les milieux corrosifs [40]. Le mécanisme d'action des inhibiteurs implique l'affectation des phases de germination et de croissance des dépôts, avec divers inhibiteurs modifiant les taux de nucléation et de croissance des cristaux. Les inhibiteurs tels que les polyphosphates inorganiques, les composés organophosphorés (esters phosphoriques et phosphonates) et les polymères sont couramment utilisés, chacun avec des structures chimiques uniques et des mécanismes d'inhibition. Ces inhibiteurs agissent à des niveaux stochiométriques, démontrant une grande efficacité où une mole peut inhiber mille moles de dépôts [41].

1.11.1 Types et mécanismes d'action des inhibiteurs

1.11.1.1 Définition des inhibiteurs

Un inhibiteur est défini comme un élément ajouté en petite quantité dans un fluide pétrolier pour freiner ou arrêter la progression de certains processus de dépôts. Ces substances sont classées en plusieurs types selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures. La majorité des produits utilisés dans l'industrie pétrolière sont des substances phosphatées, organiques ou inorganiques.

1.11.1.2 Domaine d'utilisation

Les inhibiteurs sont employés à des concentrations très faibles (inférieures à la stochiométrie) afin d'empêcher la formation de dépôts cristallins. Ils sont principalement utilisés dans les industries pétrolières, applicables aux puits producteurs, circuits d'eau, réservoirs de pétrole, circuits d'huile, et installations de production.

1.11.1.3 Propriétés des inhibiteurs

- **Sélectivité** : Disparition de la substance ou dépôt que l'on veut supprimer, à travers des concentrations d'inhibiteur données.
- **Activité** : Baisse ou réduction de la réaction.
- **Résistivité** : L'inhibiteur doit être très résistant pour garder toutes ses caractéristiques pendant l'opération (paramètres thermodynamiques).
- **Conditions de sécurité** : L'inhibiteur doit respecter les normes de sécurité et de protection de l'environnement.
- **Prix** : L'inhibiteur doit être performant et compétitif en termes de prix, sans constituer une charge trop lourde pour le processus de production

1.11.1.4 Types des inhibiteurs

Ils sont divisés en deux types principaux :

1. **Inhibiteurs anti-dépôt** : Substances chimiques employées en grandes quantités (supérieures à la stochiométrie), empêchant la formation de dépôts cristallins par adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation
2. **Inhibiteur de corrosion** : Élément ajouté en petites concentrations dans un milieu corrosif, pour arrêter le phénomène de corrosion d'un acier à proximité du milieu

1.11.1.5 Mécanisme d'action des inhibiteurs

Il existe diverses approches sur le mécanisme de travail des inhibiteurs de dépôts. Ils peuvent agir sur la phase de germination, sur la phase de croissance, ou sur les deux simultanément. Ces produits peuvent former des chélates avec les cations formateurs de dépôts. Le mécanisme d'inhibition spécifique aux anti-dépôts varie d'un inhibiteur à un autre

1. **Effet sur la période de germination** : Tous les inhibiteurs qui influent sur la germination augmentent le temps de germination (TG) en utilisant deux approches :

- Baisser la nucléation homogène : Changer le rayon critique des germes par les agents tartrifuges.
- Réduire la nucléation hétérogène : Adsorption des substances sur les surfaces possédant des sites de nucléation hétérogène

2. **Effet sur la période de croissance** : Les inhibiteurs peuvent :

- Réduire la vitesse de croissance maximale (V_0).
- Diminuer la jonction des cristaux formés sur les surfaces.
- Modifier le faciès des cristaux obtenus

1.11.1.6 Les inhibiteurs de dépôts les plus utilisés

Il existe un large éventail d'inhibiteurs de dépôt comprenant des compositions chimiques et des mécanismes d'inhibition variés, allant des acidulants aux agents chélatants. Une caractéristique intéressante des inhibiteurs de dépôts est leur capacité à fonctionner à des niveaux stoechiométriques, où une seule mole d'inhibiteur peut empêcher efficacement la formation de milliers de moles de dépôts.

- **Polyphosphates inorganiques** : Phosphates moléculairement hydratés, élaborés par déshydratation de sels de l'acide orthophosphorique. Les plus communs sont les pyrophosphates, méthaphosphates, et polyphosphates. Ce sont les substances les plus utilisées. Cependant, ces composés peuvent entrer en réaction avec l'eau, causant une hydrolyse et devenant des orthophosphates inactifs
- **Organophosphorés** : Produits de nature organique avec au moins un atome de phosphore lié à un carbone. Incluent les esters phosphoriques et les phosphonates.
 - **Esters phosphoriques** : Bons inhibiteurs de dépôt, élaborés par estérification de composés polyhydroxyles et d'acide polyphosphorique.
 - **Phosphonates** : Généralement générés à partir de l'acide éthylène diamine tétra-cétique (EDTA). Utilisés pour isoler les ions de fer et inhiber la précipitation de CaCO_3 et BaSO_4
- **Polymères** : Polyélectrolytes avec des groupes cationiques, anioniques ou ampholytiques. Principalement dérivés d'acryliques. Utilisés pour le contrôle des dépôts, incluant l'inhibition de la cristallisation des dépôts, l'agent de floculation et le traitement de l'eau

Deuxième partie

Matériels et Méthodes

Chapitre 2

Matériels et Méthodes

Objectif

L'objectif principal de travail que nous avons mené est d'examiner la compatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de gisement de la région de TFT. Nous visons à résoudre le problème de bouchage dus aux dépôts et à proposer des solutions pour protéger les installations.

- **Analyses de la composition :**
 - Examen des divers échantillons d'eaux provenant des puits choisis.
- **Analyse de compatibilité :**
 - Étude de la compatibilité entre les différentes eaux (eau d'injection et eau de gisement).
- **Variation de température :**
 - Analyse de la variation de la température dans la formation des dépôts.
- **Étude chimique du filtrat :**
 - Analyse chimique du filtrat utilisé pour l'étude de compatibilité.
- **Étude des dépôts :**
 - Analyse des dépôts créés par diffraction des rayons X (DRX).

Les analyses physico-chimiques effectuées se limitent aux eaux de deux puits :

- Eau de gisement de champs TFT (T=65°C, réservoir Cambrien).
- Eau d'injection de champs TFT (réservoir Albien).

2.1 Échantillonnage

Les échantillons utilisés ont été prélevés dans des récipients de 1 L, préalablement rincés avec l'eau à analyser provenant de la région de TFT. Cette eau a été prélevée, puis transportée au laboratoire. L'échantillonnage des eaux est effectué conformément aux normes d'échantillonnage ISO 5667-1 et ISO 5667-3. Tous les paramètres analysés sont effectués dans les laboratoires de la Division Laboratoire, dans le département de traitement et de contrôle des fluides.



FIGURE 2.1: Les eaux de gisement (cambrien) et d'injection (albien) de la région de HMD

2.1.1 Traitement des échantillons

Lorsque les échantillons sont reçus, ils contiennent des impuretés ainsi qu'une partie d'huile. Avant de débiter les analyses chimiques en laboratoire, il est nécessaire d'éliminer l'huile présente dans l'échantillon par décantation. Ensuite, l'échantillon d'eau récupéré est filtré à l'aide de filtres plissés. L'objectif de la filtration est d'éliminer toutes les impuretés présentes dans les échantillons (sable, poussière, etc.). Cette étape est indispensable pour assurer la protection des équipements.

2.2 Analyse des paramètres physico-chimiques des eaux de gisement et des eaux d'injection

Les eaux sont souvent caractérisées physico-chimiques en analysant les paramètres suivants : calcium, magnésium, chlorures, sodium, fer, potassium, sulfate, baryum, pH et extrait sec. Pour effectuer ces analyses, il est indispensable d'employer un ensemble de moyens, de produits réactifs et de protocoles de mesure.

TABLE 2.1: Tableau récapitulatif des méthodes d'analyses utilisées

Paramètre	Méthode
pH	Potentiométrie
Dosage de calcium, magnésium	Complexométrie
Dosage de fer, baryum, sulfate	HACH
Dosage des chlorures (Cl ⁻)	Argentimétrie (dosage à l'argent)
Dosage de Na ⁺ et K ⁺	Spectrophotométrie à flamme
Mesure extrait sec	Méthode quantitative
Détermination de l'alcalinité	Neutralisation à l'acide

2.3 Étude de compatibilité entre les deux eaux d'injection et de gisement

L'objectif est de vérifier si les deux eaux sont compatibles ou non. En d'autres termes, il s'agit de déterminer si leur contact ne pose pas de problèmes pour l'exploitation du puits. Grâce à la connaissance des caractéristiques physico-chimiques de ces eaux, il est possible de prédire la formation des dépôts. La figure ?? résume les étapes de l'étude de compatibilité entre l'eau d'injection et celle du gisement.

2.4 Efficacités des différents inhibiteurs de dépôts

Pour évaluer l'efficacité des inhibiteurs de dépôts, plusieurs produits commerciaux ont été testés dans cette étude. Les inhibiteurs utilisés comprenaient ENDEXUR GISS D 2500 et ENDEXUR GISS D 2060, FORSA SCW 85372, ainsi que INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604. De plus, les inhibiteurs de dépôts CHIMEC 3670, CHIMEC 3769, ainsi que Champion X EC 16165A et Champion X SCAL 16157A ont été inclus dans

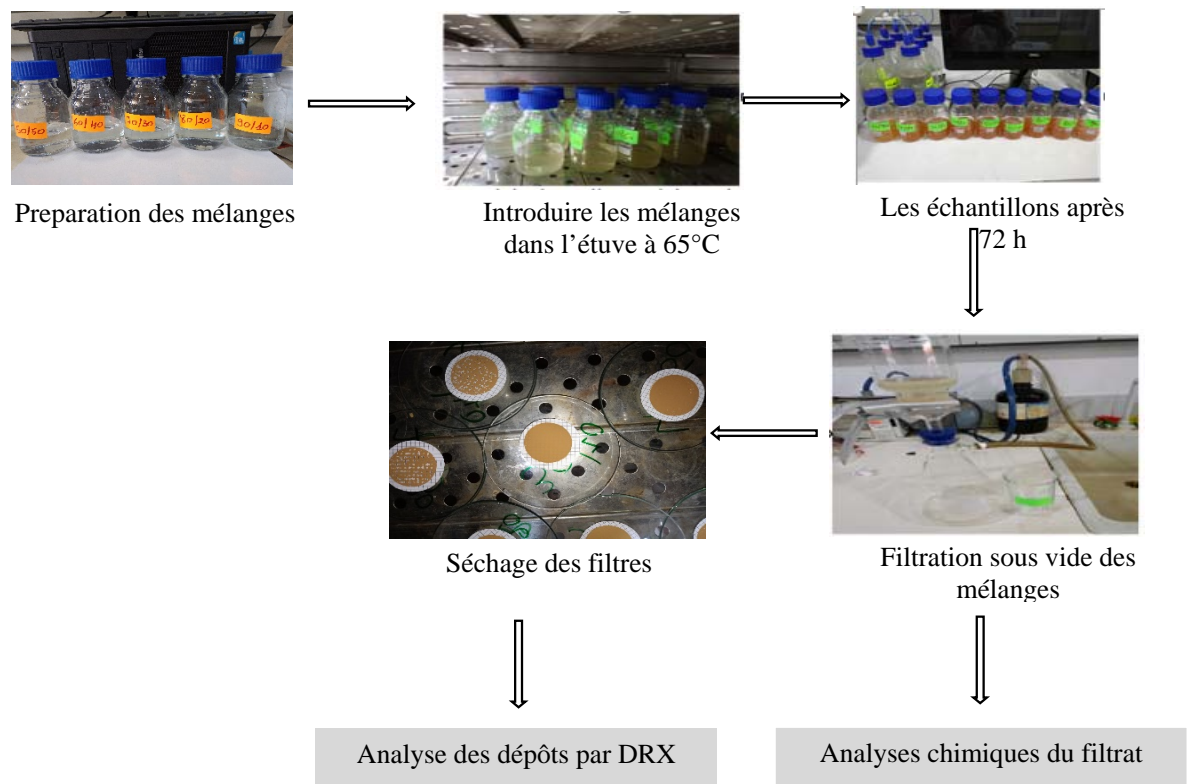


FIGURE 2.2: Schéma représentatif des étapes de l'étude de compatibilité entre l'eau d'injection et celle du gisement

les expérimentations. Chaque inhibiteur a été évalué selon son efficacité à prévenir la formation de dépôts.

Troisième partie

Résultats et Discussion

Chapitre 3

Résultats & Discussion

3.1 Résultats des analyses physico-chimiques

Les résultats des analyses chimiques effectuées sur les échantillons Eau d'injection sont représentés dans le tableau 3.1.

Les résultats des analyses physico-chimiques montrent des différences significatives entre l'eau d'injection et l'eau de formation prélevée. L'eau d'injection présente un pH légèrement acide de 6.07, tandis que l'eau de formation est nettement plus acide avec un pH de 4.71. Cette acidité plus élevée dans l'eau de formation peut influencer la solubilité des minéraux et augmenter le potentiel de corrosion des équipements métalliques du puits. En termes de cations, l'eau de formation exhibe des concentrations plus élevées en calcium (Ca^{++}) avec 30460.80 mg/l et en magnésium (Mg^{++}) avec 2796.80 mg/l.

Comparé à l'eau d'injection qui présente respectivement 10781.52 mg/l et 927.16 mg/l. Ces concentrations élevées peuvent favoriser la précipitation de sels comme le sulfate de calcium, entraînant la formation de dépôts dans les conduites et les équipements de production. Les niveaux élevés de chlorures (Cl^-) dans l'eau de formation (113458.85 mg/l) par rapport à l'eau d'injection (43431.28 mg/l) indiquent une forte salinité, ce qui peut compliquer le traitement de l'eau d'injection et augmenter le risque de dépôts de chlorures. De plus, l'extrait sec est significativement plus élevé dans l'eau de formation (232.58 g/l) par rapport à l'eau d'injection (83.04 g/l), ce qui suggère une concentration plus élevée en sels dissous et autres solutés non volatils.

TABLE 3.1: Résultats des analyses physico-chimiques

Paramètres	Eau d'injection	Eau de formation
pH à 20 °C	6.07	4.71
Cations		
Ca ⁺⁺ (mg/l)	10781.52	30460.80
Ca ⁺⁺ (méq/l)	539.08	1523.04
Mg ⁺⁺ (mg/l)	927.16	2796.80
Mg ⁺⁺ (méq/l)	76	230
Na ⁺ (mg/l)	11840	28250
Na ⁺ (méq/l)	514.78	1228.26
K ⁺ (mg/l)	660	1440
K ⁺ (méq/l)	16.92	36.92
Ba ⁺⁺ (mg/l)	0	1225
Ba ⁺⁺ (méq/l)	0	17.83
Fe ⁺⁺ (mg/l)	15.60	127
Fe ⁺⁺ (méq/l)	0.55	4.54
Total (méq/l)	1147.33	3040.59
Anions		
Cl ⁻ (mg/l)	43431.28	113458.85
Cl ⁻ (méq/l)	1224.90	3199.90
CO ₃ ⁻⁻ (mg/l)	0	0
CO ₃ ⁻⁻ (méq/l)	0	0
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	84.18	24.40
HCO ₃ ⁻ (méq/l)	1.38	0.40
SO ₃ ⁻⁻ (mg/l)	86	0
SO ₃ ⁻⁻ (méq/l)	1.79	0
Total (méq/l)	1228.07	3200.30
Extrait sec (g/l)	83.04	232.58

En conclusion, ces différences chimiques entre l'eau d'injection et l'eau de formation nécessitent une gestion attentive pour assurer la compatibilité des eaux et prévenir les problèmes potentiels tels que la corrosion et la formation de dépôts dans les installations de production.

3.2 Analyse minéralogique par diffractométrie rayons-X

L'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons-X des mélanges d'eau de gisement et d'eau d'injection de la région de TFT a révélé la présence des phases suivantes, comme indiqué dans les diffractogrammes de la figure 01 :

Échantillon sur filtre → dépôt TFT

- **Barite (BaSO₄)** : La barite est identifiée comme une des phases principales, ce qui est typique dans les environnements où le baryum est présent en concentration élevée.

- **Halite (NaCl)** : La présence de halite (sel gemme) indique une forte concentration de chlorures dans les échantillons, ce qui est cohérent avec les résultats des analyses chimiques montrant des niveaux élevés de chlorures dans l'eau de formation.

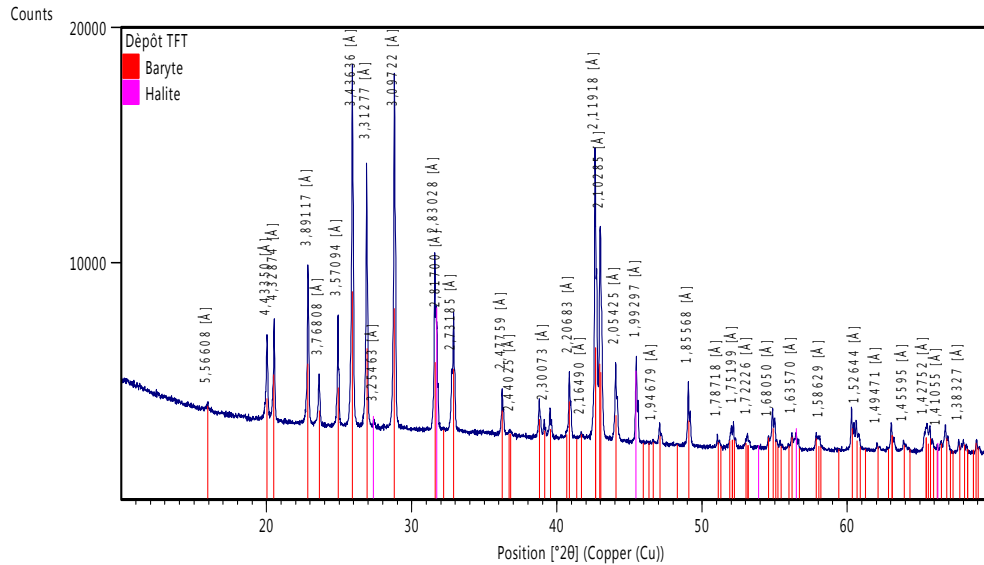


FIGURE 3.1: Diffractogramme de l'échantillon de dépôt à TFT z

3.3 Analyse des dépôts par diffraction des rayons X (DRX)

La diffraction des rayons X est une technique non destructive d'analyse spectrale qui permet de définir l'organisation des composants d'une structure cristalline. Les rayons X utilisés dans les analyses cristallographiques sont souvent appelés "rayons X". Ils ont une énergie légèrement plus faible, avec une longueur d'onde variant de 0,1 Å à 2,5 Å.

Lors de l'analyse, les atomes de l'échantillon diffractent les faisceaux de rayons X envoyés sur eux. L'interférence entre ces faisceaux diffractés génère un signal intense dans certaines zones spécifiques de l'espace. Ce signal est recueilli par un détecteur et représenté sous la forme d'un diffractogramme, montrant des pics à des angles de diffraction précis. La localisation de ces pics révèle la structure atomique à l'intérieur d'un cristal, notamment la distance entre les atomes et entre les plans intra-cristaux.

Pour analyser un diffractogramme de rayons X concernant les mélanges d'eau de gisement et d'eau d'injection de la région de TFT, nous devons identifier et analyser les pics présents dans le graphique, correspondant aux phases minérales détectées : dépôt TFT, barite (BaSO_4) et halite (NaCl).

1. Identification des Pics :

- Les pics sur le diffractogramme correspondent aux angles de diffraction spécifiques pour chaque phase minérale présente dans l'échantillon. Chaque minéral a une signature unique de pics basée sur ses plans cristallographiques. Par exemple, la barite et l'halite, deux minéraux couramment trouvés dans les environnements de gisement pétrolier, présentent des pics distincts à des angles spécifiques.

2. Correspondance avec les Bases de Données :

- Les positions et intensités des pics observés (Fig 3.1) ont été analysées avec le logiciel HighScore Plus 3.0 et comparées avec les bases de données de l'ICDD PDF-2 (International Centre for Diffraction Data) pour confirmer la présence des minéraux mentionnés. Cette comparaison permet d'identifier précisément les phases minérales présentes dans l'échantillon en fonction de leurs signatures cristallographiques uniques.

3.3.1 Minéraux identifiés

1. Barite (BaSO_4) :

- La barite est caractérisée par des pics de diffraction à des angles spécifiques correspondant à ses plans cristallins principaux. Ces pics apparaissent à des angles de diffraction autour de $2\theta = 26.9^\circ, 28.8^\circ, 32.8^\circ, 45.1^\circ, 52.3^\circ$ et 70.8° . La présence de pics aux angles mentionnés ci-dessus confirme la présence de la barite dans l'échantillon. La barite est souvent formée en milieu de gisement pétrolier où l'eau riche en sulfate réagit avec les ions baryum présents, formant ainsi des dépôts de sulfate de baryum insoluble.

2. Halite (NaCl) :

- L'halite est caractérisée par ses propres pics distincts, notamment à des angles de diffraction de $2\theta = 31.7^\circ, 45.5^\circ, 53.9^\circ, 66.4^\circ$ et 75.3° . Les pics correspondants à l'halite indiquent la présence de sel dans l'échantillon. L'halite se forme généralement par évaporation de l'eau salée et est couramment présente dans les dépôts sédimentaires et les environnements évaporitiques.

L'analyse minéralogique par diffraction des rayons X des mélanges d'eau de gisement et d'eau d'injection de la région de TFT révèle la présence de phases minérales typiques comme la barite et l'halite. Cela indique des interactions géochimiques complexes entre

l'eau d'injection et les formations géologiques de la région. La présence de ces minéraux suggère plusieurs processus :

- **Formation de la Barite** : La formation de la barite (BaSO_4) dans les gisements pétroliers est souvent le résultat de la réaction entre l'eau d'injection contenant des sulfates et l'eau de gisement contenant des ions baryum. La barite est un minéral très peu soluble, ce qui en fait un indicateur clé de l'interaction entre l'eau de gisement et l'eau d'injection.
- **Formation de l'Halite** : L'halite (NaCl), formée par la précipitation de sel, indique des conditions d'évaporation ou de concentration saline élevée. La présence d'halite dans les dépôts suggère que l'eau d'injection ou l'eau de gisement contient des concentrations élevées de chlorure de sodium.
- **Impact sur les Opérations** : La formation de dépôts minéraux comme la barite et l'halite peut avoir des impacts significatifs sur les opérations de production de pétrole, notamment en termes d'encrassement des équipements, de réduction de la perméabilité des réservoirs, et de complications lors des opérations de pompage et de traitement de l'eau.

L'analyse DRX des dépôts dans la région de TFT a permis d'identifier les minéraux barite et halite, soulignant l'importance des interactions géochimiques entre l'eau d'injection et l'eau de gisement. Ces résultats fournissent des informations cruciales pour la gestion des dépôts minéraux dans les opérations pétrolières, permettant de développer des stratégies efficaces pour minimiser les impacts négatifs sur la production et l'équipement.

3.4 Compatibilité des eaux étudiées

L'étude de compatibilité entre l'eau de formation et l'eau d'injection a été réalisée dans des conditions de surface. Les résultats de cette étude sont représentés dans le tableau [3.2](#).

Les résultats indiquent une variation significative des masses des dépôts obtenus et des concentrations des ions restants en solution en fonction des différents rapports de mélanges d'eau d'injection et d'eau de formation.

TABLE 3.2: Résultats de l'étude de compatibilité de l'eau de formation avec l'eau d'injection du champ TFT dans les conditions de surface

Rapport des mélanges	Masse des dépôts (mg/l)	Ca ²⁺ (mg/l)	Ba ²⁺ (mg/l)	SO ₄ ²⁻ (mg/l)
10/90	57.80	28056	1000	00
20/80	60.80	22444.80	770	00
30/70	66.10	23406.72	630	00
40/60	66.90	21402.72	550	00
50/50	69.60	18917.76	210	00
60/40	67.90	16673.28	135	00
70/30	68.90	16272.48	124	00
80/20	63.40	14669.28	25	11
90/10	55.10	11623.20	12	57

Ces données sont également représentées graphiquement dans la figure 3.2 et la figure 3.3 pour une meilleure visualisation.

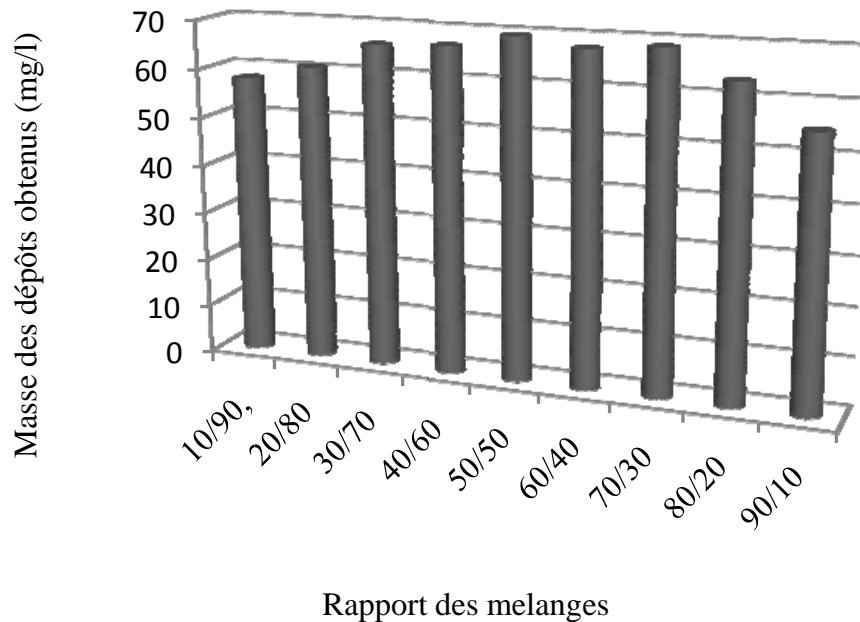


FIGURE 3.2: Etude de compatibilité de l'eau de formation avec l'eau d'injection : Masse des dépôts obtenus en fonction de rapport des mélange

Les observations suivantes peuvent être faites à partir des résultats obtenus :

- **Masse des dépôts** : La masse des dépôts augmente avec l'augmentation de la proportion d'eau d'injection jusqu'à un rapport de 50/50, après quoi elle commence à diminuer légèrement. Cela pourrait être dû à une saturation des ions en solution, entraînant une précipitation accrue des minéraux formant les dépôts.
- **Ca⁺⁺** : La concentration en ions calcium diminue de manière significative avec l'augmentation de la proportion d'eau d'injection, indiquant une possible précipitation de minéraux contenant du calcium.

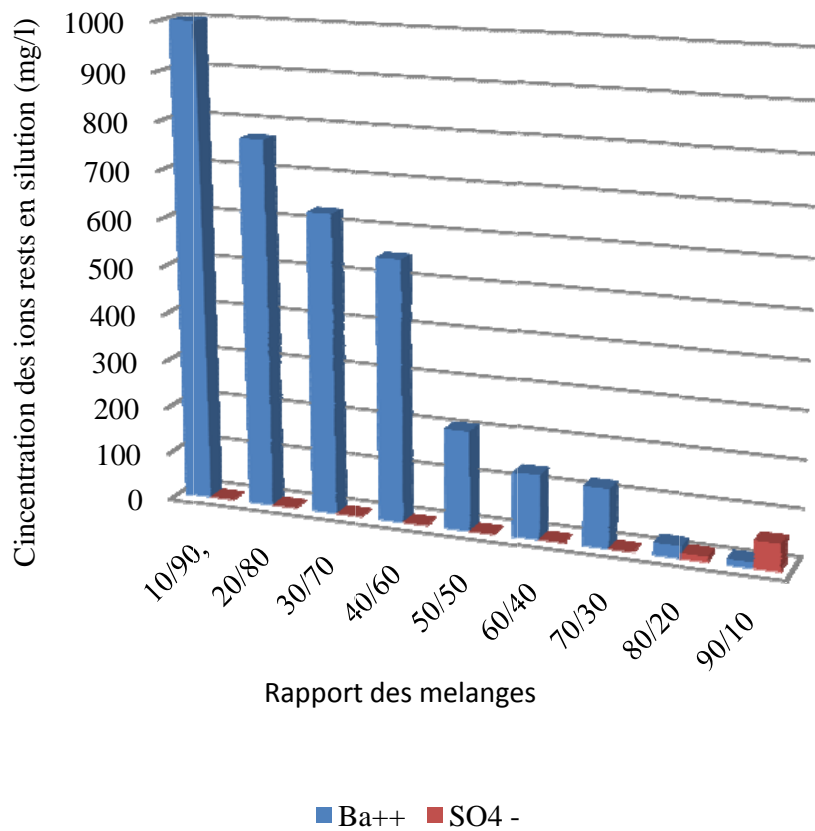


FIGURE 3.3: Etude de compatibilité de l'eau de formation avec l'eau d'injection : Ions restants en solution (mg/l)

- **Ba⁺⁺** : Les ions baryum montrent également une diminution de la concentration avec l'augmentation de l'eau d'injection, ce qui est cohérent avec la formation de barite (BaSO_4).
- **SO₄⁻** : La concentration en ions sulfate reste nulle jusqu'à un rapport de 80/20, après quoi elle commence à apparaître en petites quantités, suggérant une précipitation initiale complète des sulfates.

Les résultats de l'étude de compatibilité entre l'eau de formation et l'eau d'injection du champ TFT, présentés dans le tableau 3.2, mettent en évidence des variations significatives dans la masse des dépôts et les concentrations résiduelles des ions calcium (Ca^{2+}), baryum (Ba^{2+}) et sulfate (SO_4^{2-}) en fonction du rapport de mélange.

– Masse des dépôts

La masse des dépôts obtenus augmente de manière générale avec l'augmentation de la proportion d'eau d'injection. Cela suggère que l'eau d'injection contribue à la formation de dépôts minéraux lorsqu'elle est mélangée à l'eau de formation. Par exemple,

la masse des dépôts passe de 57.80 mg/l pour un rapport de 10/90 à 69.60 mg/l pour un rapport de 50/50. Toutefois, au-delà de ce point, une légère diminution est observée, avec une masse de dépôt de 55.10 mg/l pour un rapport de 90/10, indiquant une possible saturation ou une modification des conditions de précipitation à des ratios plus élevés.

– **Concentration en ions Ca^{2+}**

Les concentrations résiduelles de Ca^{2+} montrent une tendance décroissante avec l'augmentation de la proportion d'eau d'injection. Initialement, la concentration est élevée à 28056 mg/l pour un rapport de 10/90, puis elle diminue progressivement jusqu'à 11623.20 mg/l pour un rapport de 90/10. Cette réduction pourrait être attribuée à la précipitation de composés contenant du calcium, tels que la barite (BaSO_4) ou d'autres carbonates de calcium, en réponse aux conditions de mélange.

– **Concentration en ions Ba^{2+}**

Les concentrations en Ba^{2+} suivent une tendance similaire à celle des ions calcium. Initialement élevée à 1000 mg/l pour un rapport de 10/90, elle diminue progressivement pour atteindre 12 mg/l pour un rapport de 90/10. Cette diminution indique que le baryum est fortement impliqué dans les réactions de précipitation, probablement sous forme de barite, en présence de sulfates disponibles.

– **Concentration en ions SO_4^{2-}**

Les ions sulfate (SO_4^{2-}) présentent des concentrations nulles ou très faibles pour la plupart des ratios de mélange, sauf à partir du rapport 80/20 où une légère concentration de 11 mg/l est observée, augmentant légèrement à 57 mg/l pour un rapport de 90/10. Cette observation suggère que les sulfates sont rapidement consommés lors de la formation des dépôts, notamment dans la précipitation de barite, jusqu'à ce que les conditions de mélange favorisent un excès d'ions sulfate résiduels à des rapports plus élevés.

L'analyse globale des résultats révèle que l'interaction entre l'eau de formation et l'eau d'injection entraîne des réactions de précipitation significatives, principalement impliquant le calcium et le baryum. Ces réactions conduisent à la formation de dépôts minéraux, réduisant ainsi les concentrations résiduelles des ions correspondants en solution. La variation de la masse des dépôts et des concentrations ioniques en fonction des rapports de mélange met en évidence la complexité des interactions chimiques en jeu et la

nécessité de gérer attentivement les proportions de mélange pour minimiser la formation de dépôts et optimiser la compatibilité des eaux dans les opérations du champ TFT.

3.5 Efficacités des différents inhibiteurs de dépôts

3.5.1 Efficacité des inhibiteurs de dépôts : ENDEXUR GISS D 2500 et ENDEXUR GISS D 2060

Les résultats de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts ENDEXUR GISS D 2500 et ENDEXUR GISS D 2060 (TRANSMARE) sont représentés dans les tableaux suivants. Ces tests ont été réalisés en mesurant la turbidité après 1 heure d'ajout d'inhibiteur, exprimée en unités de turbidité néphélogométrique (NTU), et en calculant l'efficacité en pourcentage.

TABLE 3.3: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts(ENDEXUR GISS D 2500)

Doses d'inhibiteur (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	218	-
10	5.14	97.64
20	5.14	97.64
30	5.14	97.64
40	5.14	97.64
50	5.14	97.64
100	5.14	97.64
150	5.14	97.64
200	5.14	97.64

TABLE 3.4: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts (ENDEXUR GISS D 2060)

Doses d'inhibiteur (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	218	-
10	34	84.40
20	26	88.07
30	26	88.07
40	26	88.07
50	26	88.07
100	26	88.07
150	26	88.07
200	26	88.07

Ces données sont également représentées graphiquement dans la figure 3.4 et la figure 3.5 pour une meilleure visualisation.

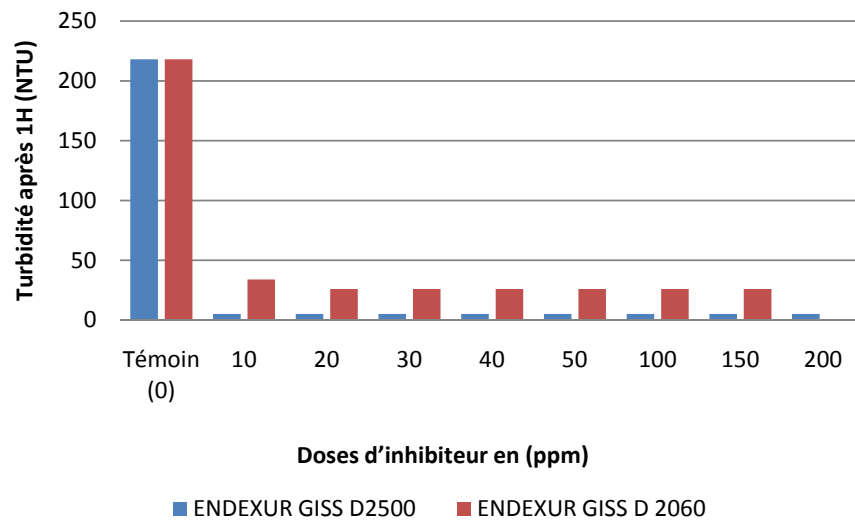


FIGURE 3.4: Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : ENDEXUR GISS D 2060 et ENDEXUR GISS D 2500

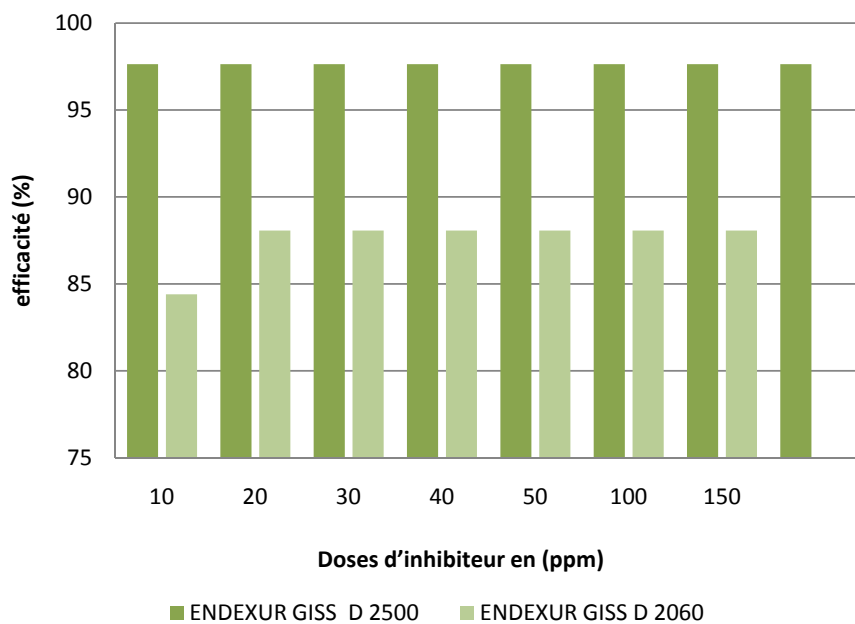


FIGURE 3.5: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : ENDEXUR GISS D 2060 et ENDEXUR GISS D 2500

Les résultats des tests d'efficacité des inhibiteurs de dépôts (ENDEXUR GISS D 2500 et ENDEXUR GISS D 2060) de la firme TRANSMARE, présentés dans les tableaux ci-dessus, montrent des différences significatives en termes de performances entre les deux produits.

– **ENDEXUR GISS D 2500**

Pour l'inhibiteur ENDEXUR GISS D 2500, les résultats montrent une efficacité extrêmement élevée à toutes les doses testées. La turbidité mesurée après 1 heure d'application reste constante à 5.14 NTU pour toutes les doses de 10 ppm à 200 ppm, ce qui indique une efficacité de 97.64%. Cette constance suggère que même à la dose minimale de 10 ppm, cet inhibiteur est capable de maintenir une très faible turbidité, ce qui signifie une excellente performance dans la prévention des dépôts.

– **ENDEXUR GISS D 2060**

En revanche, l'inhibiteur ENDEXUR GISS D 2060 montre une efficacité qui varie en fonction de la dose. À la dose minimale de 10 ppm, la turbidité est de 34 NTU, ce qui correspond à une efficacité de 84.40%. Cette efficacité augmente légèrement à mesure que la dose augmente jusqu'à 20 ppm, atteignant une turbidité de 26 NTU et une efficacité de 88.07%. Il est intéressant de noter que l'efficacité reste constante à 88.07% pour toutes les doses supérieures à 20 ppm. Cela indique que, bien que cet inhibiteur soit moins efficace à des doses plus faibles par rapport à l'ENDEXUR GISS D 2500, il atteint une efficacité maximale à partir de 20 ppm et au-delà.

La comparaison des deux inhibiteurs révèle que l'ENDEXUR GISS D 2500 est nettement plus efficace que l'ENDEXUR GISS D 2060, en particulier à des doses plus faibles. Le fait que l'ENDEXUR GISS D 2500 maintienne une turbidité très basse de manière constante à toutes les doses testées démontre sa supériorité en termes de prévention des dépôts. Pour des applications pratiques, l'ENDEXUR GISS D 2500 pourrait être préféré en raison de son efficacité constante et élevée, même à de faibles concentrations. Cela peut se traduire par des coûts d'utilisation potentiellement plus faibles, car des doses moindres peuvent être utilisées pour obtenir des résultats optimaux. En revanche, bien que l'ENDEXUR GISS D 2060 soit également efficace, il nécessite des doses plus élevées pour atteindre une efficacité maximale, ce qui peut avoir des implications sur le coût et la quantité de produit nécessaire pour prévenir efficacement les dépôts.

3.5.2 Efficacité des inhibiteurs de dépôts : FORSA SCW 85372

Les résultats de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts FORSA SCW 85372 de la firme BAKER HUGHES sont représentés dans le tableau suivant.

TABLE 3.5: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme BAKER HUGHES (FORSA SCW 85372)

Doses d'inhibiteur (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	186	-
10	37.40	79.89
20	45.70	75.43
30	40.00	78.49
50	36.60	80.32
100	34.90	81.23
150	32.40	82.58
200	38.00	79.56

Ces données sont également représentées graphiquement dans la figure 3.6 et la figure 3.7 pour une meilleure visualisation.

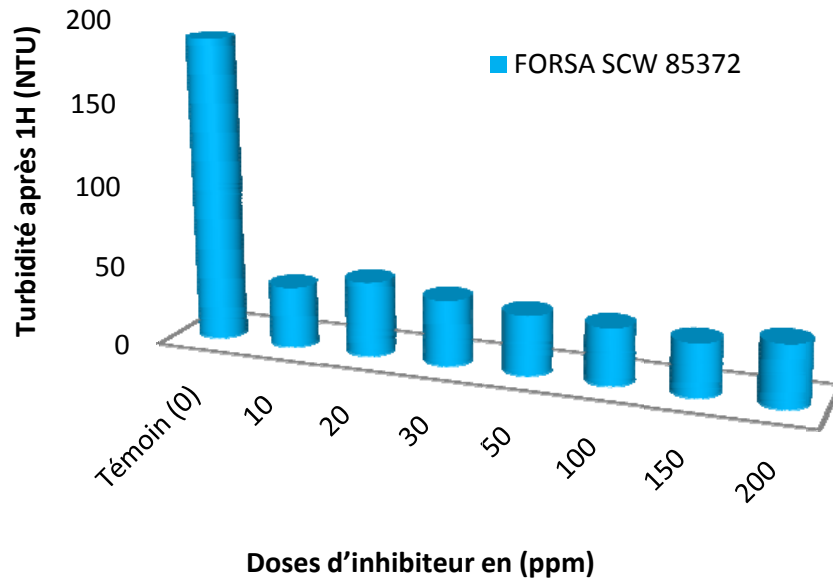


FIGURE 3.6: Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : FORSA SCW 85372

Les résultats montrent que l'inhibiteur FORSA SCW 85372 de BAKER HUGHES est efficace pour réduire les dépôts, avec une efficacité maximale atteinte à une dose de 150 ppm. Au-delà de cette concentration, l'efficacité semble diminuer, indiquant un point de saturation. Les doses inférieures montrent également une bonne réduction des dépôts, mais avec une efficacité légèrement moindre.

Ces résultats sont essentiels pour optimiser les dosages d'inhibiteur dans les applications pratiques. En choisissant une dose appropriée, les opérateurs peuvent maximiser l'efficacité de l'inhibiteur tout en minimisant les coûts et les potentiels effets indésirables liés à

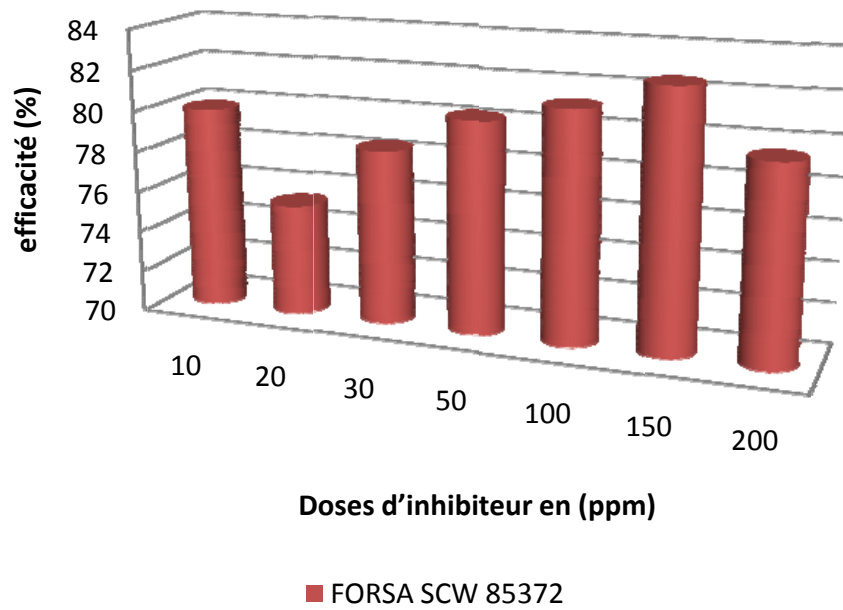


FIGURE 3.7: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : FORSA SCW 85372

l'utilisation excessive de l'inhibiteur.

3.5.3 Efficacité des inhibiteurs de dépôts : INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604

Les résultats de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604 de la firme ARKEMA HUGHES sont représentés dans les tableaux suivants.

TABLE 3.6: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme ARKEMA (INIPOL AD 615 QAT)

Doses d'inhibiteur (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	207	-
10	19.8	90.43
20	23.20	88.79
30	25.80	87.53
50	21.50	89.61
100	24.80	88.01
150	21.80	89.46
200	22.60	89.08

Ces données sont également représentées graphiquement dans la figure 3.8 et la figure 3.9 pour une meilleure visualisation.

TABLE 3.7: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme ARKEMA (INIPOL AD 1604)

Doses d'inhibiteur (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	176	-
10	43.7	75.17
20	45.1	74.37
30	44.7	74.6
50	45.4	74.2
100	41.6	76.36
150	38.4	78.18
200	36.2	79.43

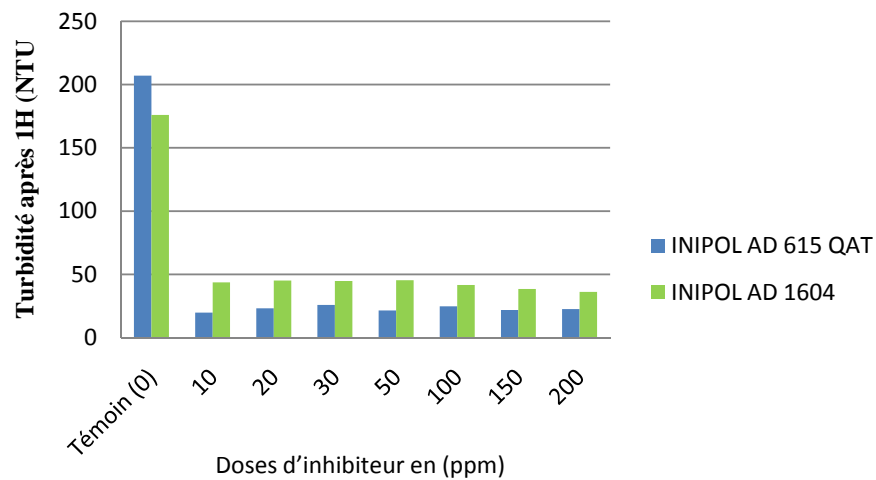


FIGURE 3.8: Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604

Les deux produits anti-dépôts de ARKEMA montrent des performances satisfaisantes pour réduire la turbidité des solutions testées. INIPOL AD 615 QAT semble particulièrement efficace à des doses faibles, tandis que INIPOL AD 1604 montre une amélioration notable à des doses plus élevées. Le choix entre les deux dépendra des besoins spécifiques d'application, notamment en termes de dosage et d'efficacité désirés.

3.5.4 Efficacité des inhibiteurs de dépôts : CHIMEC (CHIMEC 3670 et CHIMEC 3769)

Les résultats de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts CHIMEC (CHIMEC 3670 et CHIMEC 3769) sont représentés dans les tableaux suivants.

Ces données sont également représentées graphiquement dans la figure 3.12 et la figure 3.13 pour une meilleure visualisation.

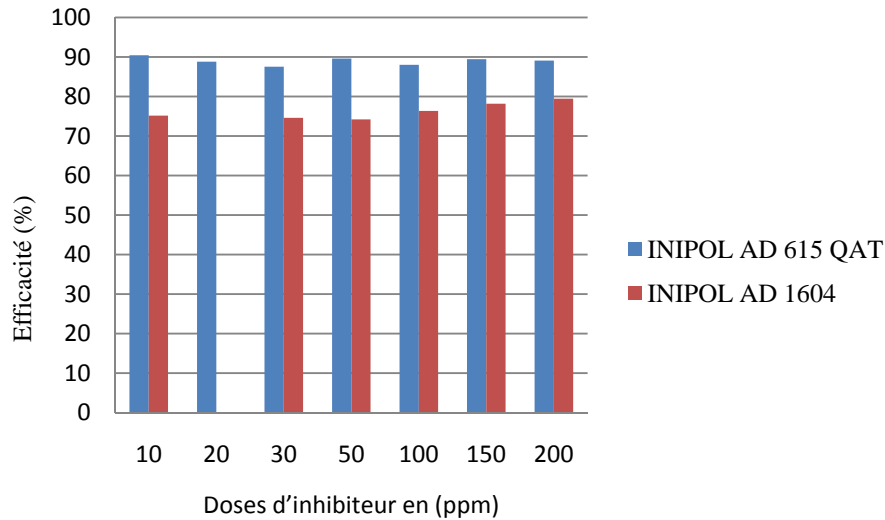


FIGURE 3.9: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604

TABLE 3.8: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme CHIMEC (CHIMEC 3670 et CHIMEC 3769)

CHIMEC 3670			CHIMEC 3769	
Doses (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)	Doses (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)
Témoin (0)	212	-	Témoin (0)	215
10	32.5	84.66	10	7.71
20	14.7	93.06	20	31.2
30	16.2	92.35	30	8.41
50	12.3	94.19	50	8.36
100	14.2	93.3	100	11.6
150	14.1	93.34	150	12

Ces résultats montrent que les produits CHIMEC présentent des efficacités variables selon les formulations et les doses utilisées. CHIMEC 3769 montre une efficacité élevée dès 10 ppm, tandis que CHIMEC 3067 L nécessite des doses plus élevées pour obtenir des performances comparables. Les données fournies permettent d'évaluer l'efficacité de chaque produit dans la réduction de la turbidité, essentielle pour le traitement des eaux de formation et d'injection.

3.5.5 Efficacité des inhibiteurs de dépôts : Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)

Les résultats de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A) sont représentés dans le tableau suivant.

TABLE 3.9: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme CHIMEC (CHIMEC 3067 L)

Doses d'inhibiteur (ppm)	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)
Témoin (0)	194	-
10	134	30.92
20	112	42.26
30	122	37.11
50	131	32.47
100	138	28.86
150	115	40.72

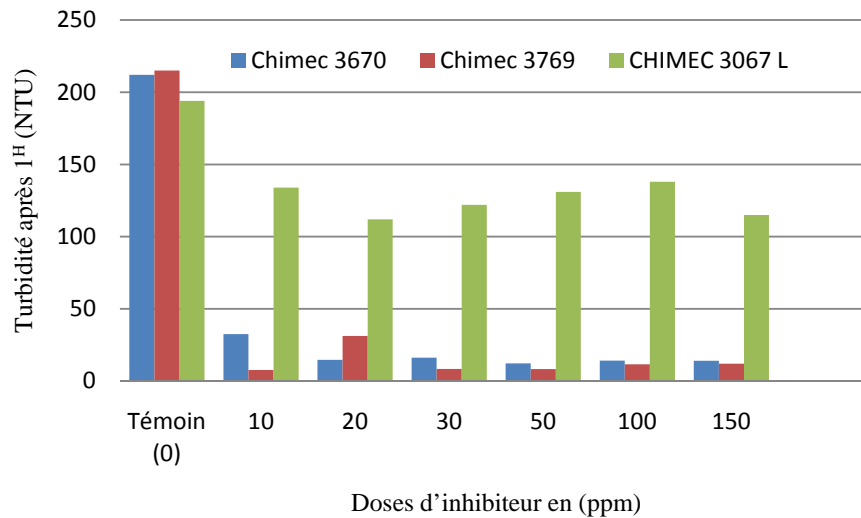


FIGURE 3.10: Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : CHIMEC

Ces données sont également représentées graphiquement dans la figure ?? et la figure ?? pour une meilleure visualisation.

Ces résultats montrent que les produits EC 16165A et SCAL 16157A de Champion X ont une efficacité élevée dès les plus faibles doses testées, réduisant significativement la turbidité de l'eau après 1 heure d'exposition. Ces données sont cruciales pour évaluer l'efficacité des inhibiteurs de dépôts dans les applications de traitement des eaux d'injection et de formation.

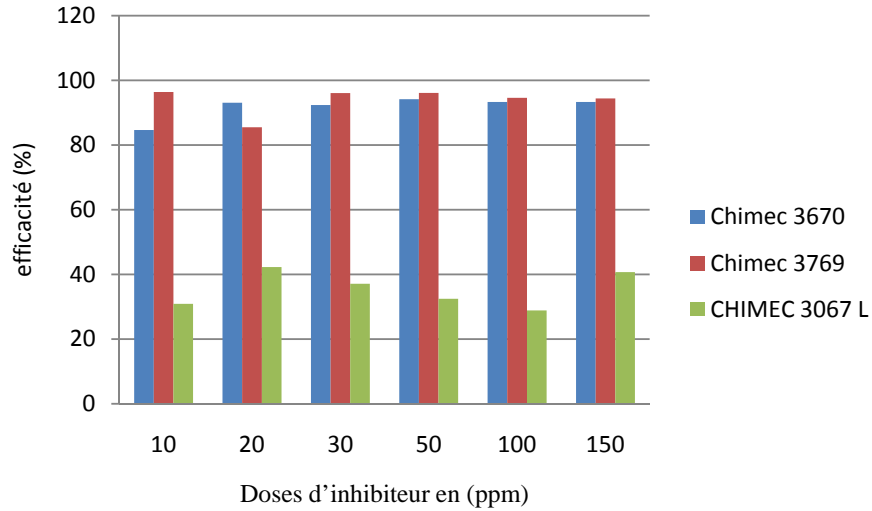


FIGURE 3.11: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : CHIMEC

TABLE 3.10: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts de la firme Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)

Doses (ppm)	EC 16165A		Doses (ppm)	SCAL 16157A	
	Turbidité après 1H (NTU)	Efficacité (%)		Turbidité après 1H (NTU)	
Témoin (0)	218	-	Témoin (0)	218	
10	21.78	90	10	42.92	
20	4.2	98.07	20	4.2	
30	4.2	98.07	30	4.2	
40	4.2	98.07	40	4.2	
50	4.2	98.07	50	4.2	
100	4.2	98.07	100	4.2	
150	4.2	98.07	150	4.2	
200	4.2	98.07	200	4.2	

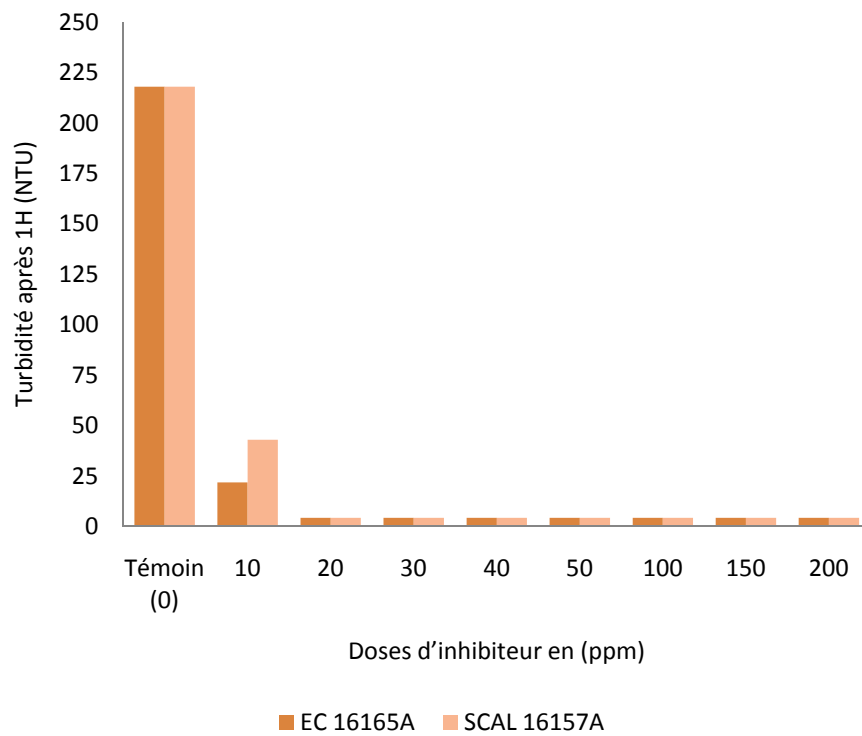


FIGURE 3.12: Résultats de la turbidité des produits anti-dépôts : Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)

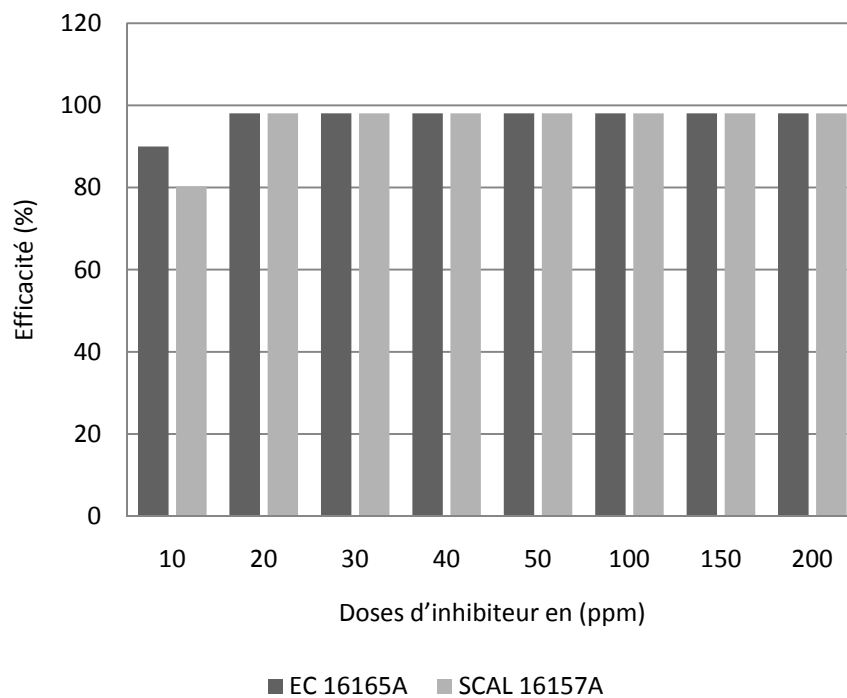


FIGURE 3.13: Résultats des tests d'efficacité des produits anti-dépôts : Champion X (EC 16165A et SCAL 16157A)

Conclusion

Les tests d'inhibiteurs de dépôts menés dans votre étude montrent des performances variées selon les produits testés. L'inhibiteur ENDEXUR GISS D 2500 de TRANSMARE se distingue par une efficacité constante et élevée, maintenant une turbidité minimale à toutes les doses testées, ce qui le positionne comme un choix optimal pour prévenir la formation de dépôts avec des coûts d'utilisation potentiels réduits. En revanche, des produits comme l'ENDEXUR GISS D 2060, bien qu'efficaces à des doses plus élevées, nécessitent une concentration plus importante pour atteindre une efficacité maximale.

Les inhibiteurs de FORSA SCW 85372 de BAKER HUGHES montrent également une bonne efficacité, atteignant leur efficacité maximale à une dose de 150 ppm, au-delà de laquelle leur performance semble diminuer, indiquant une possible saturation. Les produits INIPOL AD 615 QAT et INIPOL AD 1604 d'ARKEMA présentent des profils différents : le premier est particulièrement efficace à faible dose, tandis que le second montre une amélioration significative à des doses plus élevées. Enfin, les inhibiteurs CHIMEC (CHIMEC 3670 et CHIMEC 3769) montrent des performances variables selon la formulation, nécessitant parfois des doses plus élevées pour des résultats optimaux.

En conclusion, le choix d'un inhibiteur de dépôts dépendra des conditions spécifiques d'application, notamment des doses requises pour atteindre une efficacité maximale et des coûts associés. L'utilisation judicieuse de ces inhibiteurs peut non seulement minimiser la formation de dépôts, mais aussi optimiser les opérations de traitement des eaux

de formation et d'injection dans le champ TFT, contribuant ainsi à une gestion efficace et économique des ressources.

Bibliographie

- [1] R. T. Elworthy. A field method and apparatus for the determination by means of electrical conductivity measurements the character of waters leaking into oil and gas wells, 1922.
- [2] F. N. Kemmer. *Nalco "manuel de l'eau"*. Paris, Édition technique et valorisation edition, 1984.
- [3] N. Messaoudène. Étude de la formation et l'inhibition de dépôts de sulfate de baryum dans les champs pétroliers, 1990.
- [4] J.-F. Granier. *Propriété des fluides de gisement*, volume 2. 1998.
- [5] C. J. Lord, C. L. Johlman, and D. W. Rhett. Is capillary suction a viable cohesive mechanism in chalk? In *SPE/ISRM 47310 - Proc. Eurock'98*, volume 2, pages 479–485, Trondheim, 1998.
- [6] K. Bouayad and A. Mameche. Projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en pétrochimie : Étude de la formation d'un dépôt au niveau des filtres de l'unité de traitement des gaz associées (utga-tft), tin fouye tabankourt, 2013.
- [7] Institut Français du Pétrole. Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire. *Revue de l'IFP*, (7), 1965.
- [8] SONATRACH. *Manuel de données de projet de maintien de pression champ d'AMASSAK*, 1994/1995.
- [9] M. Peinado. Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire. *Revue de l'IFP*, 20(2) :280–290, 1965.

- [10] A. Tezkratt. Projet de maintien de pression par injection d'eau gisement tft ordo, 1992.
- [11] Ministère des Pêches et des Océans (MPO). Évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation pour réduire les effets potentiels de l'exploration et de la production pétrolières et gazières sur les zones visées par des objectifs de conservation benthique définis, 2019.
- [12] L. Nabzar. Panorama 2011 : Water in fuel production oil production and refining ; panorama 2011 : L'eau dans la production de carburants. production pétrolière et raffinage. 2011.
- [13] E&P Forum/UNEP. *Environmental management in oil and gas exploration and production : An overview of issues and management approaches*. UNEP, 1997.
- [14] R. Steiner. *Oil spills : Causes, consequences, prevention, and countermeasures*. Global Marine Oil Pollution Information Gateway, 2003.
- [15] J. Wills. A survey of offshore oilfield drilling wastes and disposal techniques to reduce the ecological impact of sea dumping. *Ross Environmental Research*, 2002.
- [16] S. Patin. Environmental impact of the offshore oil and gas industry. 1999.
- [17] P. G. C. Odeigah. Genotoxic effects of two industrial effluents and ethyl methane sulphonate in clarias lazera. *Food and Chemical Toxicology*, 35(6) :489–494, 1997.
- [18] H. Souad. Impact of petroleum effluents on the environment and health. *Environmental Monitoring and Assessment*, 135(1-3) :263–274, 2007.
- [19] A. Alhassane. Environmental impact assessment of oil and gas production in the niger delta. *International Journal of Environmental Studies*, 70(3) :311–325, 2013.
- [20] Offshore Norge. Recommended guidelines for sampling and analysis of produced water, 2022. No : 085 Established : 11.06.2003 Revision no : 2 Rev date : 16.12.2022.
- [21] Department for Business, Energy and Industrial Strategy. *Methodology For The Sampling And Analysis Of Produced Water And Other Hydrocarbon Discharges*. 1 Victoria Street, Westminster, London SW1H 0ET, 2018.

- [22] V. Sunita et al. Treatment of wastewater from petroleum industry : current practices and perspectives. *Environmental Science and Pollution Research*, 27(22) :27172–27180, 2019.
- [23] B. Meriem. Analyse de la performance du traitement de l'unité de déshuilage de hassir'mel et application du traitement par photocatalyse hétérogène solaire aux eaux huileuses, 2016.
- [24] B. Ikram and K.M. Hayet. Optimisation des paramètres physico-chimique dans le processus du traitement des eaux huileuses, 2016.
- [25] D. Juliette, S. Marianne, and Y. Catherine. Qualité physico-chimique et chimique des eaux de surface : cadre général. *Journal of Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement*, 16 :1, 2005.
- [26] A. Abdulrzak. *Industrial Wastewater Characteristics*. 2014.
- [27] K. Rafika. Etude des performances épuratoires d'une step de l'ouest algérien cas de la nouvelle step d'ain témouchent, 2016.
- [28] A. Zemoul. Utilisation de la spectroscopie infrarouge pour l'analyse qualitative et quantitative des matières organiques. *Journal of Spectroscopic Techniques*, 12 :45–56, 2009.
- [29] J. Coca, G. Gutiérrez, and J. Benito. *Treatment of Oily Wastewater*. Springer, 2011.
- [30] F. Rejsek. *Analyse des Eaux : Aspects Réglementaires et Techniques*. Centre régional de documentation pédagogique Aquitaine, France, 2002.
- [31] G. Grosclaude. *L'eau : Usages et Polluants*, volume II. INRA, Paris, 1999.
- [32] Vinod K. Gupta et al. Chemical treatment technologies for wastewater recycling: An overview. *Royal Society of Chemistry Advances*, 2(16) :6380–6388, 2012.
- [33] F. Bernie and J. Cordonnier. *Traitement des Eaux*. TCHNIP, France, November 1991.
- [34] Prochinor. *Le service et les spécialités dans l'industrie pétrolière*. 1998 edition, 1998.

- [35] Atik Bengana, Saif Eddine TATI, and Nabil BRAHMIA. *Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile ṹChamp Hassi Messaoud*. PhD thesis, Thèse de doctorat, 2019.
- [36] Nancy. *Adsorption et croissance cristalline*. Number 1. Centre National de Recherche Scientifique (CNRS), Paris, 2001.
- [37] M. Iordachesco. Dépôts cristallins dans la production du pétrole. *Revue de l'IFP*, 25(5) :600–612, 1970.
- [38] Isaac A. Løge, Benaiah U. Anabaraonye, and Philip L. Fosbøl. Characterizing the effect of scale inhibitors on surfaces. In *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, June 2023.
- [39] Kenny Tsui, Ali Habibi, and Shu Jun Yuan. A multifaceted laboratory approach to screen paraffin inhibitors for canadian unconventional resources. In *SPE Canadian Energy Technology Conference and Exhibition*, March 2023.
- [40] H. Wang, H. Dong, X. Liu, and P. Zhang. Preparation and laboratory testing of polymeric scale inhibitor colloidal materials for oilfield mineral scale control. *Polymers*, 14(19) :4240, 2022.
- [41] Jinsuo Zhang. Chapter 10 - corrosion inhibition. In Jinsuo Zhang, editor, *Liquid Metal Corrosion*, Woodhead Publishing Series in Energy, pages 197–211. Woodhead Publishing, 2023.