

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université KASDI MERBAH Ouargla

**Faculté des Hydrocarbures, des Énergies Renouvelables et des Sciences de la Terre et de
l'Univers**

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



**Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de master professionnel en
Géologie**

Spécialité : Géologie des Hydrocarbures

Présenté par :

DJEBBAR Salsabil

Thème :

**Synthèse bibliographique sur les opérations d'injection
d'eaux dans les réservoirs pétroliers algériens ;
objectifs, problèmes et traitements**

Soutenu publiquement le 15/06/2026 devant le jury composé de :

BELKSIER Mohamed Salah
LAOUINI Hamza
HOUARI Idir Menad

Prof.
M.C.B
M.C.A

Président
Examineur
Rapporteur

UKM Ouargla
UKM Ouargla
UKM Ouargla

Année universitaire : 2025/2026

Dédicaces :

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents, qui ont toujours été une source inépuisable d'amour, un exemple de soutien et de sacrifices. Aucun mot ne pourra décrire toute ma gratitude envers eux pour leur confiance, leurs encouragements et leurs prières qui m'ont accompagné durant mon parcours.

À mes frères et sœurs, pour leur affection, leur à mes côtés dans les périodes difficiles comme dans les moments de joie, et pour toute la motivation qu'ils m'ont apportée.

À toute ma famille, qui a toujours cru en moi et m'a soutenu durant toutes ces années d'études.

À mes amis et à toutes les personnes qui m'ont encouragé de près ou de loin à poursuivre mes objectifs et à ne jamais abandonner.

Je dédie également ce travail à tous ceux qui ont contribué à ma réussite et qui occupent une place particulière dans ma vie.

Remerciements :

Avant tout, je remercie Allah le Tout-Puissant de m'avoir donné la santé, la patience, la force et la volonté nécessaires pour faire ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements à mon encadrant, **M. HOUARI Idir Menad**, pour son accompagnement, sa disponibilité, ses précieux conseils et son soutien tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Mes remerciements les plus respectueux vont également aux membres du jury :

- **Pr. BELKSIER Mohamed Salah**, Président du jury.
- **M.C.B. LAOUINI Hamza**, Examineur.

Je les remercie d'avoir accepté d'évaluer ce travail et pour l'intérêt qu'ils lui portent et l'actualité du sujet.

Je tiens également à remercier l'ensemble des enseignants du département de l'Université Kasdi Merbah Ouargla pour la qualité de leur enseignement et les connaissances qu'ils nous ont transmises durant notre formation.

Enfin, j'adresse une pensée particulière à mes parents, mes frères, mes sœurs, ainsi qu'à toute ma famille et mes amis pour leur soutien moral, leur confiance et leurs encouragements permanents qui ont grandement contribué à l'aboutissement de ce travail.

À toutes les personnes qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire, je présente mes sincères remerciements.

Sommaire :

Introduction générale	1
Chapitre 1 : Généralités sur les opérations d'injection d'eaux	4
I.1 Introduction	4
I.2 Définition et historique	4
I.2.1 : L'injection d'eau	4
I.2.2 : Historique	5
I.3 Les eaux dans l'industrie pétrolière	6
I.3.1 : Classification des eaux	6
I.3.2 : Composition chimique	6
I.3.3 : Propriétés et interactions	7
I.4 Types d'injections	8
I.4.1 : Injection périphérique (Peripheral ou Pattern Flooding)	8
I.4.2 : Injection en maille (Pattern Flooding)	9
I.4.3 : Injection par conversion de puits	10
I.4.4 : Injection sélective (par zones)	10
I.5 Objectifs de l'opération	10
I.5.1 : Maintien de la pression du réservoir (Pressure Maintenance)	10
I.5.2 : Déplacement des hydrocarbures (Oil Displacement)	11
I.5.3 : Augmentation du taux de récupération	11
I.5.4 : Contrôle de la saturation en eau	12
I.5.5 : Objectifs économiques	13
I.6 Sources d'eaux injectées	13
I.6.1 : Eau de mer (Seawater)	13
I.6.2 : Eaux d'aquifères souterrains	14
I.6.3 : Eaux produites réinjectées (Produced Water Reinjection - PWRI)	15

I.6.4 : Eaux de surface (rivières, lacs)	15
I.6.5 : Critères de sélection de la source	15
Conclusion du Chapitre 1	17
Chapitre 2 : Problèmes liés à l'injection des eaux	19
II.1 Introduction	19
II.2 Problèmes d'incompatibilité des eaux d'injection et de gisements	20
II.2.1 Définition d'incompatibilité	20
II.2.2 Mécanismes de l'indomptabilité	21
II.2.3 Facteurs aggravant l'indomptabilité	23
II.2.4 Cas spécifique des réservoirs algériens	24
II.3 Formation de dépôts solides	26
II.3.1 Définition et types de dépôts	26
II.3.2 Localisation des dépôts	27
II.3.3 Cinétique de formation des dépôts.....	29
II.3.4 Impact économique et opérationnel	30
II.4 Paramètres influençant la formation de dépôts solides	31
II.4.1 Paramètres chimiques	31
II.4.2 Paramètres thermodynamiques	33
II.4.3 : Paramètres hydrodynamiques	35
II.4.4 : Paramètres opérationnels	35
II.4.5 : Interactions entre paramètres	36
II.4.6 : Cas d'étude : Hassi Messaoud.....	37
Conclusion du Chapitre 2	38
Chapitre 3 : Traitements et solutions	40
III.1 Introduction	40
III.2 Méthodes de traitements des eaux d'injection	41
- Les procédés soustractifs	41

- Les procédés additifs (inhibiteurs)	48
III.3 Méthode de traitement de dépôt solides	59
- Traitement Chimique (Dissolution)	59
- Traitement Curatif (Mécanique)	66
Conclusion du Chapitre 3	74
Conclusion Générale	77
Bibliographie	79

Liste des figures :

Figure I.1 : Injection d'eau	5
Figure I.2 : Injection Périphérique	8
Figure I.3 : Bassin d'Illizi dynamique de l'aquifère	16
Figure II.1 : Système d'injection d'eau utilisé pour le maintien de pression et l'amélioration de la récupération des hydrocarbures	20
Figure II.2 : Représentation schématique du mélange entre l'eau d'injection et l'eau	21
Figure II.3 Installations pétrolières et gazières du bassin d'Illizi, où les opérations d'injection d'eau peuvent être confrontées à des phénomènes d'entartrage (scaling) et d'incompatibilité des eaux	26
Figure III.1 : Schéma du procédé soustractif	42
Figure III.2 : Principe d'injection continue et traitement squeeze des inhibiteurs de scaling autour du puits	49

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs d'Illizi	7
Tableau II.1 : Comparaison entre les eaux de gisement et d'injection	22
Tableau II.2 : Solubilité de CaCO_3	33
Tableau II.3 : Solubilité de BaSO_4	33
Tableau III.1 : Comparaison des procédés soustractifs	48
Tableau III.2 : Les propriétés physico-chimiques de l'inhibiteur	49
Tableau III.3 : Sélection des traitements chimiques en fonction de la nature des dépôts minéraux	66

Introduction Générale

Introduction générale :

L'industrie pétrolière algérienne occupe une position stratégique dans l'économie nationale, représentant plus de 95% des exportations du pays et environ 60% des recettes budgétaires de l'État (Source : Sonatrach, Rapport annuel 2023). Face au déclin naturel de la production des champs matures,

L'optimisation de la récupération des hydrocarbures constitue un enjeu majeur pour maintenir et accroître les réserves nationales.

Parmi les techniques de récupération assistée du pétrole (EOR - Enhanced Oil Recovery), l'injection d'eau représente la méthode la plus largement appliquée à l'échelle mondiale et particulièrement en Algérie. Cette technique permet d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures de 5 à 15% par rapport à la récupération primaire, selon les caractéristiques du réservoir (Ahmed, T., 2010, "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Professional Publishing, 4th ed.).

Les principaux champs pétroliers algériens tels que Illizi, Ourhoud, et Berkine ont mis en œuvre des programmes d'injection d'eau depuis plusieurs décennies. Cependant, ces opérations rencontrent des défis techniques complexes liés à la compatibilité des eaux injectées avec les fluides et minéraux du réservoir, entraînant notamment la formation de dépôts solides (scaling) qui peuvent obstruer les formations et réduire l'efficacité du processus.

La problématique centrale de ce travail réside dans l'identification, la compréhension et le traitement des problèmes d'incompatibilité chimique entre les eaux d'injection et les eaux de gisement dans le contexte spécifique des réservoirs algériens.

L'objectif de cette synthèse bibliographique est triple :

1. Présenter les fondamentaux théoriques et pratiques des opérations d'injection d'eau dans les réservoirs pétroliers
2. Analyser les principaux problèmes rencontrés, avec un focus sur la formation de dépôts solides
3. Examiner les méthodes de traitement et de prévention disponibles, en s'appuyant sur les pratiques internationales et l'expérience algérienne Cette étude s'inscrit dans une démarche de

valorisation des connaissances scientifiques et techniques permettant d'optimiser les opérations d'injection d'eau et de prolonger la durée de vie productive des champs pétroliers algériens.

Chapitre 1 : Généralités

Sur Les Opérations

D'injection D'eaux

I.1 Introduction :

L'injection d'eau constitue la technique de récupération assistée la plus répandue dans l'industrie pétrolière mondiale. Son principe repose sur le maintien de la pression du réservoir et le balayage des hydrocarbures vers les puits de production. Ce chapitre présente les concepts fondamentaux,

L'évolution historique et les différentes modalités de mise en œuvre de cette technologie.

À l'échelle mondiale, environ 50% de la production pétrolière actuelle provient de réservoirs exploités par injection d'eau (Sheng, J.J., 2011, "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery", Gulf Professional Publishing). En Algérie, cette proportion est encore plus élevée pour les champs matures du bassin saharien.

I.2 Définition et historique :

I.2.1 : L'injection d'eau

L'injection d'eau (waterflooding) est un procédé de récupération assistée qui consiste à injecter de l'eau dans le réservoir pétrolier par l'intermédiaire de puits injecteurs spécifiques, dans le but de :

- Maintenir ou rétablir la pression du réservoir
- Déplacer les hydrocarbures vers les puits de production
- Améliorer le taux de récupération final (Recovery Factor)

Le facteur de récupération typique par injection d'eau varie entre 30% et 50% de l'huile en place initiale (OOIP - Original Oil In Place), contre 10 à 25% pour la récupération primaire seule (Craig, F.F., 1971, "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", SPE Monograph Series).

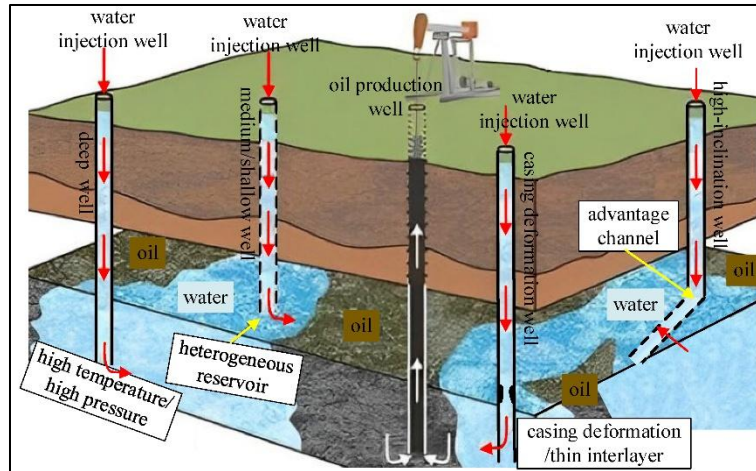


Figure I.1 Injection d'eau esearch Progress on Subdivision Water Injection Development Technology for Full-Scale Water Injection Wells

I.2.2 Historique

L'injection d'eau a été utilisée pour la première fois de manière empirique dès les années 1880 à Pithole City, Pennsylvanie (États-Unis), bien avant que ses mécanismes ne soient pleinement compris.

Chronologie des développements majeurs :

- 1880-1920 : Premières applications accidentelles et expérimentales
- 1928 : Première injection planifiée et contrôlée (Champ de Bradford, PA)
- 1940-1950 : Développement théorique des équations de déplacement
(Buckley-Leverett, 1942)
- 1950-1970 : Généralisation de la technique à l'échelle mondiale
- 1960 : Début de l'injection d'eau en Algérie (champ de Hassi Messaoud)
- 1970-présent : Optimisation et gestion avancée des projets d'injection

En Algérie, le champ de Hassi Messaoud a démarré son programme d'injection

D'eau en 1960 avec l'injection périphérique, puis a évolué vers des schémas

D'injection en ligne (line drive) et en quinconce (five-spot pattern) dans les

Années 1970-1980 (Source : Sonatrach Technical Reports, archives historiques).

I.3 LES EAUX DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

I.3.1 Classification des eaux

Dans le contexte pétrolier, on distingue plusieurs types d'eaux selon leur origine et leur utilisation

a) Eaux de formation (Formation Water / Connate Water)

Eau naturellement présente dans les pores du réservoir depuis sa formation géologique. Elle coexiste avec les hydrocarbures et possède une composition chimique résultant de millions d'années d'équilibre avec les minéraux de la roche réservoir.

Caractéristiques typiques des eaux de formation algériennes :

- Salinité totale (TDS) : 50 000 à 250 000 mg/L
- Température : 60 à 120°C (selon la profondeur)
- pH: 5,5 à 7,5
- Ions majeures : Na⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻

(Source : Guizani, A., et al., 2015, "Water Chemistry in Algerian Oil Fields", Journal of Petroleum Technology, SPE-175234-MS)

b) Eaux produites (Produced Water)

Mélange d'eau de formation et d'eau précédemment injectée, remontant avec les

Hydrocarbures lors de la production. Elles représentent le déchet liquide le plus important en volume dans l'industrie pétrolière.

c) Eaux d'injection (Injection Water)

Eaux traitées et conditionnées pour être injectées dans le réservoir. Leur qualité doit répondre à des critères stricts pour éviter l'endommagement de la formation.

I.3.2 Composition chimique

La composition chimique des eaux pétrolières est caractérisée par :

Chapitre I : Généralités sur les opérations d'injection d'eaux

Paramètres physico-chimiques principaux :

- pH : indicateur de l'acidité ou basicité
- TDS (Total Dissolved Solids) : concentration totale en sels dissous
- TSS (Total Suspended Solids) : concentration en matières en suspension
- Conductivité électrique : mesure de la salinité
- Température

Ions majeurs (mg/L) :

- Cations: Na⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, K⁺, Fe²⁺/Fe³⁺
- Anions : Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻, CO₃²⁻, Br⁻

I.3.3 Propriétés et interactions

Les eaux interagissent avec :

- Les roches du réservoir (minéraux argileux, carbonates, sulfates)
- Les hydrocarbures (formation d'émulsions)
- Les équipements métalliques (corrosion)
- Entre elles (précipitation de sels lors du mélange)

Tableau I.1 CARACTÉRISTIQUES PÉTROPHYSIQUES DES RÉSERVOIRS D'ILLIZI

Formation	Profondeur (m)	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Saturation Eau (%)	Pression (bar)
Hamra (Ordovicien)	2500–3200	8–12	50–500	20–35	280–350
El Gassi (Cambrien)	2800–3500	6–10	20–300	25–40	300–380
Oued Saret	2400–3000	10–14	100–800	18–30	260–320
F6 (Dévonien)	1800–2500	12–18	200–1500	15–25	200–280

La compréhension de ces interactions est essentielle pour prévenir les problèmes opérationnels détaillés au chapitre 2.

I.4 TYPES D'INJECTIONS

Selon la géométrie et la stratégie de mise en œuvre, on distingue plusieurs configurations d'injection :

I.4.1 Injection périphérique (Peripheral ou Pattern Flooding)

L'eau est injectée à la périphérie du réservoir, sur le flanc externe de la structure. Le front d'eau avance radialement vers le centre où se situent les puits de production.

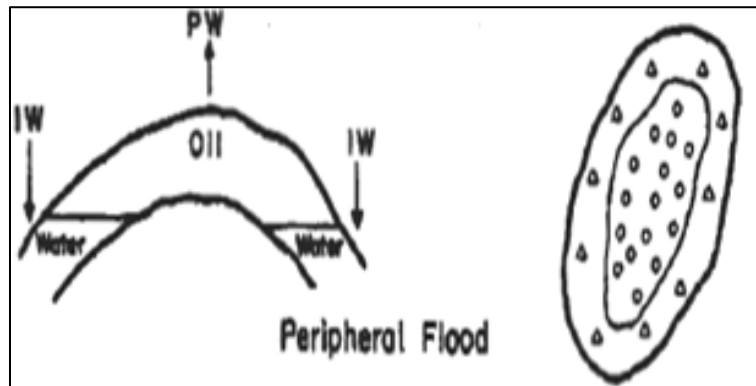


Figure I.2 Injection périphérique

Avantages :

- Maintien uniforme de la pression
- Contrôle du contact eau-huile (WOC)
- Adapté aux réservoirs à forte pente structurale

Inconvénients :

- Temps de réponse long (plusieurs années)
- Nécessite des distances importantes entre injecteurs et producteurs
- Efficacité réduite dans les réservoirs hétérogènes

Application algérienne : Utilisée initialement à Hassi Messaoud (zone Nord) dans les années 1960.

I.4.2 Injection en maille (Pattern Flooding)

Les puits injecteurs et producteurs sont disposés selon des géométries régulières créant des mailles de balayage. Principales configurations :

a) Five-spot (maille à 5 puits)

1 injecteur central entouré de 4 producteurs (ou inversement)

Ratio injecteur/producteur : 1:1

b) Seven-spot (maille à 7 puits)

1 injecteur central entouré de 6 producteurs

Ratio : 1:3

c) Nine-spot (maille à 9 puits)

1 injecteur central entouré de 8 producteurs

Ratio : 1:2

d) Line drive (injection en ligne)

Lignes alternées d'injecteurs et de producteurs

Ratio : 1:1

Avantages de l'injection en maille :

- Temps de réponse rapide (6 mois à 2 ans)
- Balayage plus efficace
- Meilleur contrôle du déplacement
- Flexibilité opérationnelle

Inconvénients :

- Investissement initial élevé (nombreux puits)
- Gestion complexe dans les réservoirs hétérogènes

- Risque de percée précoce (early breakthrough)

I.4.3 Injection par conversion de puits

Conversion de puits producteurs existants en puits injecteurs pour optimiser la géométrie de balayage. Pratique courante en Algérie pour adapter les schémas d'injection aux nouvelles données de réservoir.

I.4.4 Injection sélective (par zones)

Injection ciblée dans des zones spécifiques du réservoir, notamment dans les réservoirs multi-couches. Nécessite des complétions sélectives et des packers pour isoler les zones.

I.5 OBJECTIFS DE L'OPÉRATION

L'injection d'eau vise plusieurs objectifs techniques et économiques :

I.5.1 Maintien de la pression du réservoir (Pressure Maintenance)

Objectif principal : compenser la déplétion naturelle due à la production.

La pression du réservoir diminue naturellement selon l'équation du bilan matière :

$$p = p_i - \frac{N_p * B_o}{C_t * V_p}$$

Où :

- p : pression actuelle (psi)
- p_i : pression initiale (psi)
- N_p : production cumulée d'huile (STB)
- B_o : facteur volumétrique de l'huile (bbl/STB)
- C_t : compressibilité totale du système (psi⁻¹)
- V_p : volume poreux du réservoir (bbl)

L'injection d'eau compense cette déplétion en injectant un volume de fluide

Approximativement égal au volume d'hydrocarbures produits (principe du

voidage replacement ratio - VRR).

$VRR = \text{Volume injecté} / (\text{Volume d'huile produite} + \text{Volume d'eau produite})$

Valeur cible : $VRR \geq 1,0$ pour un maintien optimal de pression

(Source : Dake, L.P., 1978, "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier, Chapter 8)

I.5.2 Déplacement des hydrocarbures (Oil Displacement)

L'eau injectée repousse physiquement l'huile vers les puits de production par un mécanisme de drainage gravitaire et de déplacement miscible partiel.

Efficacité de balayage (Sweep Efficiency) :

$E_{\text{sweep}} = E_{\text{areal}} \times E_{\text{vertical}} \times E_{\text{displacement}}$

Où :

- E_{areal} : efficacité de balayage aréal (géométrique)
- E_{vertical} : efficacité de balayage vertical
- $E_{\text{displacement}}$: efficacité de déplacement microscopique

Valeurs typiques :

- E_{areal} : 60-80% (selon la géométrie d'injection)
- E_{vertical} : 50-70% (selon l'hétérogénéité verticale)
- $E_{\text{displacement}}$: 50-70% (selon le rapport de mobilité)

I.5.3 Augmentation du taux de récupération

Objectif économique principal : maximiser le volume d'huile récupérable.

Facteur de récupération (RF - Recovery Factor) :

$$RF = \frac{N_p}{N} * 100$$

Où :

Chapitre I : Généralités sur les opérations d'injection d'eaux

- N_p : production cumulée d'huile (STB)
- N : huile en place initiale - OOIP (STB)

Comparaison des taux de récupération :

- Récupération primaire : 10-25%
- Récupération primaire + injection d'eau : 30-50%
- Gain apporté par l'injection d'eau : 15-30%

Cas du champ de Hassi Messaoud :

- RF primaire estimé : ~18%
- RF avec injection d'eau : ~35-38%

1.5.4 Contrôle de la saturation en eau

Gestion optimale du rapport eau/huile produite (Water Cut - WC) :

$$WC = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} * 100$$

Où :

- Q_w : débit d'eau produite (bbl/j)
- Q_o : débit d'huile produite (bbl/j)

Évolution typique du water cut pendant l'injection :

- Phase initiale : $WC < 20\%$ (1-3 ans)
- Phase intermédiaire : $WC 20-70\%$ (3-10 ans)
- Phase mature : $WC > 70\%$ (>10 ans)

1.5.5 Objectifs économiques

Chapitre I : Généralités sur les opérations d'injection d'eaux

- Réduction du coût de revient du baril produit
- Prolongation de la durée de vie du champ
- Maximisation de la VAN (Valeur Actualisée Nette) du projet
- Optimisation du ratio investissement/production incrémentale

1.6 SOURCES D'EAUX INJECTÉES

Le choix de la source d'eau constitue une décision stratégique influençant la qualité de l'injection et les coûts opératoires.

1.6.1 Eau de mer (Seawater)

Utilisation : principalement dans les champs offshore et côtiers.

Avantages :

- Disponibilité illimitée
- Coût d'approvisionnement faible
- Température stable

Inconvénients :

- Forte teneur en sulfates (risque de précipitation de sulfates)
- Présence de matières organiques et micro-organismes
- Corrosivité élevée
- Nécessité de traitement intensif

Composition typique (mg/L) :

- Na⁺ : 10 500
- Mg²⁺ : 1 350
- Ca²⁺ : 400
- SO₄²⁻ : 2 700

Chapitre I : Généralités sur les opérations d'injection d'eaux

- Cl-: 19 000

- TDS: ~35 000

Cas d'utilisation en Algérie : Non applicable pour les champs sahariens (distance trop importante).

1.6.2 Eaux d'aquifères souterrains

Source privilégiée en Algérie pour les champs sahariens.

Types d'aquifères exploités :

a) Aquifères superficiels (Continental Intercalaire - CI)

Profondeur : 200-1 000 m

TDS : 1 000-5 000 mg/L

Température : 30-50°C

b) Aquifères profonds (Albien)

Profondeur : 1 000-2 500 m

TDS : 2 000-15 000 mg/L

Température : 50-80°C

Avantages :

- Qualité chimique relativement stable
- Faible teneur en oxygène dissous (réduction de la corrosion)
- Température compatible avec les réservoirs
- Disponibilité locale

Inconvénients :

- Ressource limitée (gestion durable nécessaire)
- Coûts de forage et de pompage importants
- Minéralisation variable selon les zones

1.6.3 Eaux produites réinjectées (Produced Water Reinjection - PWRI)

Réinjection des eaux produites après traitement et séparation des hydrocarbures.

Avantages :

- Compatibilité chimique optimale avec le réservoir
- Réduction de l'impact environnemental (élimination des rejets)
- Économie de ressource en eau douce
- Réduction des coûts de traitement des rejets

Inconvénients :

- Contamination possible par les hydrocarbures résiduels
- Présence de solides en suspension (particules, produits de corrosion)
- Nécessité de traitement intensif (déshydratation, filtration)
- Volume souvent insuffisant pour couvrir tous les besoins

Taux de réinjection typique : 30-60% des eaux produites

1.6.4 Eaux de surface (rivières, lacs)

Utilisation limitée dans le contexte algérien saharien en raison de :

- Rareté des ressources de surface
- Distance importante par rapport aux champs
- Qualité variable et contamination potentielle
- Coûts de transport prohibitifs

1.6.5 Critères de sélection de la source

Les critères techniques de sélection incluent :

a) Compatibilité chimique

- Indice de saturation des sels (SI - Saturation Index)

Chapitre I : Généralités sur les opérations d'injection d'eaux

- Potentiel d'entartrage (scaling tendency)
- Ratio de compatibilité (CR - Compatibility Ratio)

b) Qualité bactériologique

- Absence de bactéries sulfato-réductrices (SRB)
- Absence de bactéries ferroxydantes
- Contrôle de la biomasse totale

c) Disponibilité et pérennité

- Volume disponible vs besoin d'injection
- Évolution temporelle de la ressource
- Aspects réglementaires et environnementaux

d) Critères économiques

- CAPEX (investissement initial)
- OPEX (coût opératoire : pompage, traitement)
- Coût par baril d'eau injectée

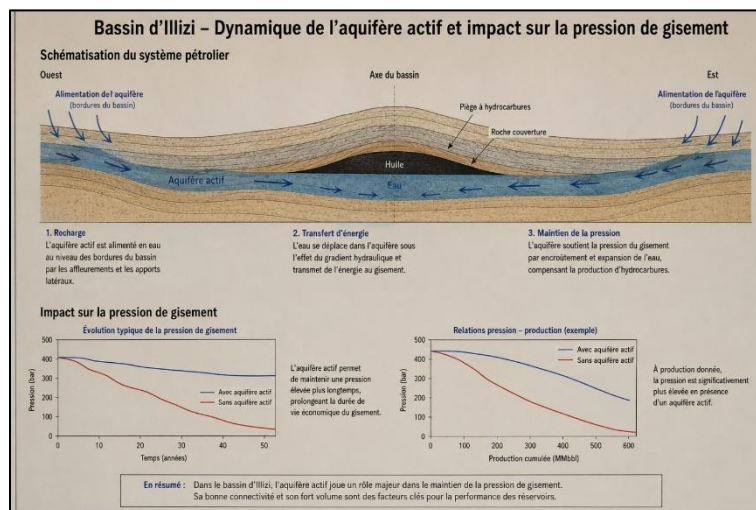


Figure I.3 Bassin d'illizi dynamique de l'aquifère

1.7 CONCLUSION DU CHAPITRE 1

Les opérations d'injection d'eau constituent une technologie mature et éprouvée, largement déployée dans les champs pétroliers algériens depuis plus de six décennies. Cette technique, basée sur des principes physiques et hydrodynamiques bien établis, permet d'accroître significativement le taux de récupération des hydrocarbures, passant typiquement de 10-25% en récupération primaire à 30-50% avec l'injection d'eau.

Le succès d'un projet d'injection dépend de plusieurs facteurs clés :

- Le choix judicieux de la source d'eau en fonction des contraintes locales
- La sélection de la géométrie d'injection adaptée au réservoir
- La qualité du traitement de l'eau avant injection
- Le contrôle et l'optimisation continue des paramètres d'injection

Dans le contexte algérien, l'utilisation des aquifères souterrains du

Continental Intercalaire s'est imposée comme la solution privilégiée pour les champs sahariens, notamment à Hassi Messaoud. Cependant, cette pratique soulève des enjeux importants de compatibilité chimique entre les eaux injectées et les fluides de formation, problématiques qui seront analysées en détail dans le chapitre suivant.

La maîtrise des mécanismes de déplacement, le dimensionnement optimal des mailles d'injection et le maintien de la qualité de l'eau injectée restent des défis permanents nécessitant une expertise pointue en ingénierie de réservoir et en chimie des eaux pétrolières.

CHAPITRE II :

PROBLÈMES LIÉS À

L'INJECTION DES

EAUX

II.1 INTRODUCTION

Malgré les bénéfices indéniables de l'injection d'eau pour l'amélioration de la récupération des hydrocarbures, cette technique engendre des problématiques opérationnelles majeures qui peuvent compromettre son efficacité et générer des coûts d'intervention élevés.

Les principaux problèmes rencontrés sont :

- L'incompatibilité chimique entre eaux d'injection et eaux de formation
- La formation de dépôts solides (scaling) obstruant les équipements et la formation
- La corrosion des installations
- Les problèmes bactériologiques (biofilm, production de H₂S)
- L'endommagement de la formation (perméabilité réduite)
- Les percées précoces d'eau aux puits producteurs

Ce chapitre se concentre sur les deux problématiques les plus critiques dans

Le contexte algérien : l'incompatibilité des eaux et la formation de dépôts solides, qui sont étroitement liées.

Les coûts associés à ces problèmes représentent une part significative des dépenses opératoires : estimations de 5 à 15% du budget d'exploitation pour les traitements préventifs et curatifs dans les champs algériens matures

(Source : études internes Sonatrach, 2020-2023).

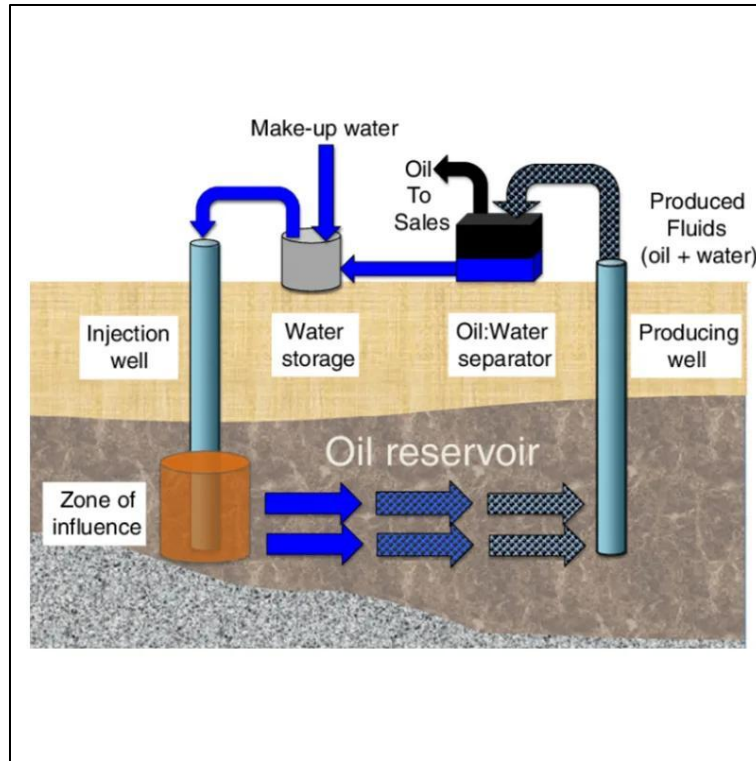


Figure II.1 Système d'injection d'eau utilisé pour le maintien de pression et l'amélioration de la récupération des hydrocarbures.

II.2 PROBLÈMES D'INCOMPATIBILITÉ DES EAUX D'INJECTION ET DE GISEMENTS

II.2.1 Définition de l'incompatibilité

L'incompatibilité des eaux désigne l'ensemble des réactions chimiques

Indésirables qui se produisent lorsque deux eaux de compositions différentes sont mélangées. Dans le contexte de l'injection, il s'agit du mélange entre :

- L'eau d'injection (généralement d'aquifère)
- L'eau de formation (eau connate du réservoir)

Lorsque ces deux eaux se rencontrent dans le réservoir, près du puits injecteur ou dans les installations de surface, leur mélange peut provoquer des déséquilibres chimiques conduisant à la précipitation de sels minéraux insolubles.

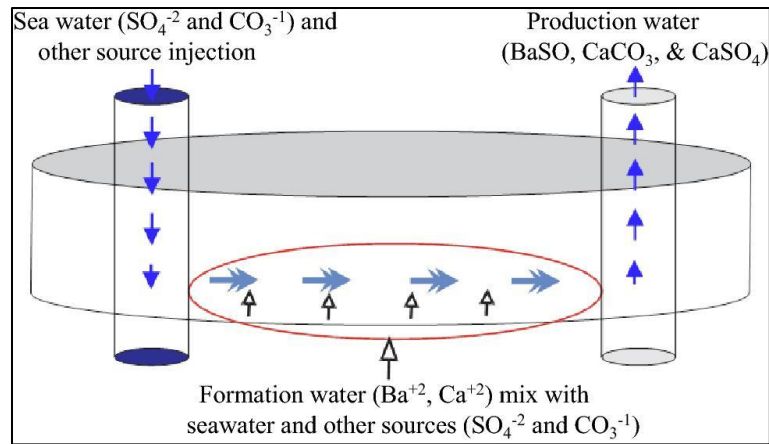


Figure II.2 : Représentation schématique du mélange entre l'eau d'injection et l'eau de formation conduisant à la précipitation de sels minéraux.

II.2.2 Mécanismes de l'incompatibilité

L'incompatibilité résulte de la perturbation des équilibres chimiques établis depuis des millions d'années dans le réservoir.

a) Principe de l'équilibre de solubilité

Chaque sel minéral possède un produit de solubilité (Ksp) dépendant de la température et de la pression :

Pour un sel MA de type $M^+ + A^- \rightarrow MA(s)$, le produit de solubilité s'écrit :

$$K_{sp} = [M^+] \times [A^-]$$

Si le produit ionique (PI) dépasse le Ksp, il y a sursaturation et précipitation :

- $PI < K_{sp}$: solution sous-saturée (pas de précipitation)
- $PI = K_{sp}$: solution saturée (équilibre)
- $PI > K_{sp}$: solution sursaturée (précipitation)

b) Indice de saturation (SI - Saturation Index)

L'indice de saturation quantifie le degré de sursaturation :

$$SI = \log(PI / K_{sp})$$

Interprétation :

Chapitre III : Traitements et solutions

- $SI < 0$: solution sous-saturée (pas de risque de précipitation)
- $SI = 0$: solution saturée (équilibre limite)
- $SI > 0$: solution sursaturée (précipitation probable)
- $SI > 1$: fort risque de précipitation immédiate

Exemple : Cas du sulfate de barium ($BaSO_4$) - Barytine

$K_{sp}(BaSO_4)$ à $25^\circ C = 1,08 \times 10^{-10}$

Si $[Ba^{2+}] = 10 \text{ mg/L} = 7,28 \times 10^{-5} \text{ M}$

Et $[SO_4^{2-}] = 2000 \text{ mg/L} = 2,08 \times 10^{-2} \text{ M}$

$PI = 7,28 \times 10^{-5} \times 2,08 \times 10^{-2} = 1,51 \times 10^{-6}$

$SI = \log(1,51 \times 10^{-6} / 1,08 \times 10^{-10}) = \log(1,4 \times 10^4) = 4,15$

$SI > 1$: Précipitation inévitable de $BaSO_4$

Tableau II.1 Comparaison entre les eaux de gisement et d'injection

Paramètres	Eau d'injection	Eau de gisement	Unité
Salinité total	1.5-3	180-220	g/L
pH	7.5-8.2	6.5-7.5	
Chlorures	800-1500	120 000 -150 000	mg/L
Sodium	600-1200	70 000 – 90 000	mg/L
Calcium	50-150	5000-15000	mg/L
Magnésium	30-80	1000-3000	mg/L
Sulfates	100-200	8000-2000	mg/L
Baryum	<0.5	50-500	mg/L
Strontium	5-15	200-800	mg/L
Bicarbonates	200-400	100-300	mg/L
Fer	<1	10-50	mg/L
Température	40-50	80-120	C°

II.2.3 Facteurs aggravant l'incompatibilité

Plusieurs facteurs physico-chimiques influencent le degré d'incompatibilité :

a) Variations de température

La solubilité des sels évolue avec la température :

- Carbonates (CaCO_3) : solubilité inverse ($\downarrow T \rightarrow \uparrow$ solubilité)
- Sulfates (CaSO_4) : solubilité inverse ($\downarrow T \rightarrow \uparrow$ solubilité)
- Chlorures (NaCl) : solubilité directe ($\uparrow T \rightarrow \uparrow$ solubilité)

Dans le réservoir algérien ($T = 80\text{-}100^\circ\text{C}$), puis en surface ($T = 30\text{-}50^\circ\text{C}$), les changements thermiques favorisent la précipitation des carbonates et sulfates.

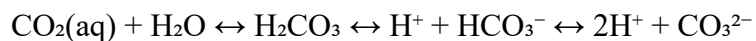
b) Variations de pression

La dépressurisation entraîne :

- Dégazage du CO_2 dissous $\rightarrow$ augmentation du pH $\rightarrow$ précipitation des carbonates
- Modification des équilibres ioniques

c) Changement de pH

Le pH influence directement la spéciation des ions carbonates :



pH < 4,5 : dominance de H_2CO_3 (acide carbonique)

pH 4,5-8,3 : dominance de HCO_3^- (bicarbonate)

pH > 8,3 : dominance de CO_3^{2-} (carbonate)

Augmentation du pH $\rightarrow$ augmentation de $[\text{CO}_3^{2-}] \rightarrow$ précipitation de CaCO_3

d) Force ionique

La force ionique (I) de la solution affecte les coefficients d'activité et

Chapitre III : Traitements et solutions

donc la solubilité réelle des sels :

$$I = 1/2 \sum c_i z_i^2$$

Où

- c_i : concentration molaire de l'ion i
- z_i : charge de l'ion i

Eaux hypersalines (TDS > 100 000 mg/L) : effet de sel commun → modification des K_{sp} apparents.

II.2.4 Cas spécifique des réservoirs algériens

Les études de compatibilité menées sur le champ de Illizi révèlent des incompatibilités significatives :

Eau de formation (zone Cambrien) :

- Ca^{2+} : 15 000-25 000 mg/L
- Ba^{2+} : 5-20 mg/L
- Sr^{2+} : 200-500 mg/L
- SO_4^{2-} : < 50 mg/L (très faible)
- pH : 6,2-6,8

Eau d'injection (aquifère CI) :

- Ca^{2+} : 200-400 mg/L
- Ba^{2+} : < 0,5 mg/L
- Sr^{2+} : 10-30 mg/L
- SO_4^{2-} : 800-1500 mg/L (élevée)
- pH : 7,0-7,5

Résultat du mélange 50/50 :

Chapitre III : Traitements et solutions

- Formation de BaSO_4 (barytine) : $\text{SI} = +3$ à $+4$
- Formation de SrSO_4 (célestine) : $\text{SI} = +2$ à $+3$
- Formation potentielle de CaSO_4 (anhydrite) : $\text{SI} = +0,5$ à $+1,5$

(Source : Benaissa, S., et al., 2017, "Scale Prediction and Management in Hassi Messaoud Field", Technical Report, Sonatrach R&D Division)

Le sulfate de barium (BaSO_4) représente le problème le plus critique en raison de :

- Sa très faible solubilité ($K_{sp} = 10^{-10}$)
- Sa précipitation quasi-instantanée
- Sa résistance aux traitements acides classiques
- Son obstruction irréversible des pores de la formation

du BaSO_4 , SrSO_4 et CaSO_4 en fonction du pourcentage de mélange entre eau d'injection et eau de formation (0-100%)

Axe X : % d'eau d'injection dans le mélange Axe Y : Indice de saturation (SI)

Source : Calculs théoriques basés sur les données de composition, logiciel ScaleSoftPitzer (Schlumberger)

II.3 FORMATION DE DÉPÔTS SOLIDES (SCALING)



Figure II.3 Installations pétrolières et gazières du bassin d'Illizi, où les opérations d'injection d'eau peuvent être confrontées à des phénomènes d'entartrage (scaling) et d'incompatibilité des eaux.

II.3.1 Définition et types de dépôts

Le scaling (entartrage) désigne la formation et l'accumulation de dépôts minéraux solides sur les surfaces métalliques des équipements ou dans la matrice poreuse du réservoir.

Classification des dépôts selon leur nature chimique :

a) Dépôts de carbonates

- Calcite (CaCO_3) : le plus fréquent
- Dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)
- Sidérite (FeCO_3)

Caractéristiques :

- Solubilité inverse avec la température
- Formation liée aux variations de pH et de pression
- Solubilité dans les acides (HCl)

b) Dépôts de sulfates

- Sulfate de calcium (CaSO_4) : gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), anhydrite (CaSO_4)

Chapitre III : Traitements et solutions

- Sulfate de barium (BaSO_4) : barytine
- Sulfate de strontium (SrSO_4) : célestine

Caractéristiques :

- Solubilité inverse avec la température (sauf gypse)
- Très faible solubilité pour BaSO_4 et SrSO_4
- Résistance aux acides minéraux (HCl inefficace)
- Nécessité d'agents chélatants (EDTA, DTPA) pour dissolution

c) Dépôts de chlorures

- Chlorure de sodium (NaCl) : halite
- Formation rare, uniquement dans conditions extrêmes d'évaporation

d) Dépôts mixtes et complexes

- Combinaisons carbonates + sulfates
- Incorporation de produits de corrosion (oxydes de fer)
- Adsorption d'hydrocarbures sur les dépôts

Problématique algérienne dominante : Dépôts de sulfates, en particulier BaSO_4 et SrSO_4 , en raison de l'incompatibilité entre l'eau du CI (riche en SO_4^{2-}) et l'eau de formation (riche en Ba^{2+} , Sr^{2+}).

II.3.2 Localisation des dépôts

Les dépôts solides se forment préférentiellement dans plusieurs zones :

a) Au niveau du réservoir

- Zone proche du puits injecteur (near-wellbore region)
- Interface entre eau d'injection et eau de formation
- Réduction de perméabilité et d'injectivité

Chapitre III : Traitements et solutions

Impact sur l'injectivité :

Injectivity Index (II) = $Q_{inj} / \Delta p$

Où :

- Q_{inj} : débit d'injection (bbl/j)
- Δp : différence de pression injection-réservoir (psi)

Évolution typique avec scaling :

- II initial : 2-5 bbl/j/psi
- II après 2-3 ans avec scaling : 0,5-1,5 bbl/j/psi
- Perte d'injectivité : 60-80%

b) Dans les tubings et complétions

- Dépôts progressifs sur les parois internes
- Réduction du diamètre effectif
- Augmentation des pertes de charge

c) Dans les équipements de surface

- Lignes de production et d'injection
- Vannes et manifolds
- Échangeurs de chaleur
- Séparateurs et tanks

d) Aux puits producteurs

- Formation lors de la remontée des fluides
- Zone critique : passage du fond vers la tête de puits
- Mixing avec les eaux de formation différentes

II.3.3 Cinétique de formation des dépôts

Chapitre III : Traitements et solutions

La formation des dépôts suit plusieurs étapes :

Étape 1 : Nucléation

Formation de germes cristallins microscopiques (nuclei) lorsque $SI > 0$

Types de nucléation :

- Homogène : en solution, sans support
- Hétérogène : sur surfaces (parois, particules)

La nucléation hétérogène est favorisée (énergie d'activation plus faible).

Étape 2 : Croissance cristalline

Dépôt de nouvelles couches ioniques sur les nuclei existants

Vitesse de croissance proportionnelle au degré de sursaturation

Étape 3 : Agglomération

Association de cristaux individuels en agglomérats

Formation de structures tridimensionnelles

Étape 4 : Adhésion

Fixation des cristaux et agglomérats sur les surfaces

Résistance mécanique au flux

Temps caractéristique de formation :

- $BaSO_4$: quelques minutes à quelques heures (très rapide)
- $CaSO_4$: quelques heures à quelques jours
- $CaCO_3$: quelques jours à quelques semaines

Vitesse de dépôt ($kg/m^2/jour$) :

Dépend de : concentration ionique, température, turbulence, rugosité de surface

Modèle simplifié de vitesse de précipitation :

$$r = k \times (SI)^n$$

Où :

- r : vitesse de précipitation (mol/m²/s)
- k : constante de vitesse (dépend de T)
- n : ordre de réaction (généralement 2-3)
- SI : indice de saturation

(Source : Kan, A.T., et al., 2005, "Scale Prediction for Oil and Gas Production", SPE Journal, SPE-81825-PA)

II.3.4 Impact économique et opérationnel

Les conséquences du scaling sont multiples :

a) Réduction de production

- Obstruction partielle ou totale des puits
- Diminution du débit de production : 20-60% selon la sévérité
- Augmentation du water cut par percées préférentielles

Cas documenté à Hassi Messaoud :

Puits HMD-XXX : réduction de production de 800 bbl/j à 300 bbl/j en 18 mois en raison du scaling BaSO₄ dans la complétion.

(Source : archives techniques Sonatrach, 2018)

b) Perte d'injectivité

- Pression d'injection accrue pour maintenir le débit
- Consommation énergétique supplémentaire (pompes HP)
- Risque de fracturation de la formation

c) Coûts d'intervention (workover)

Chapitre III : Traitements et solutions

- Opérations de nettoyage chimique : 200 000 - 500 000 USD/puits
- Opérations mécaniques (milling) : 300 000 - 800 000 USD/puits
- Temps d'immobilisation : 5-15 jours/puits
- Fréquence : 1-3 interventions/puits/an dans les cas sévères

d) Endommagement des équipements

- Corrosion sous dépôt (underdeposit corrosion)
- Érosion par particules solides
- Réduction de la durée de vie des équipements

Estimation des coûts annuels liés au scaling pour un champ de taille moyenne

(50 000 bbl/j) :

- Traitements préventifs (inhibiteurs) : 2-3 M USD/an
- Interventions curatives : 3-5 M USD/an
- Perte de production : 5-10 M USD/an
- Total : 10-18 M USD/an

II.4 PARAMÈTRES INFLUENÇANT LA FORMATION DE DÉPÔTS SOLIDES

La formation de dépôts solides est un phénomène complexe influencé par de nombreux paramètres physico-chimiques, hydrodynamiques et opérationnels.

II.4.1 Paramètres chimiques

a) Composition ionique des eaux

Concentrations des ions précurseurs :

- Cations : Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+}
- Anions : SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^-

Plus les concentrations sont élevées, plus le risque de précipitation est important.

Chapitre III : Traitements et solutions

Ratio critique pour BaSO_4 :

Si $[\text{Ba}^{2+}] \times [\text{SO}_4^{2-}] > K_{\text{sp}} = 1,08 \times 10^{-10} \text{ M}^2 \rightarrow \text{précipitation}$

b) Force ionique totale (TDS)

Effet de la salinité sur l'activité des ions :

Coefficient d'activité γ (Davies equation) :

$$\log \gamma = -A \times z^2 \times (\sqrt{I} / (1 + \sqrt{I}) - 0,3 \times I)$$

Où :

- A : constante (0,51 à 25°C)

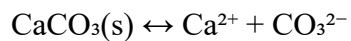
- z : charge de l'ion

- I : force ionique

Impact : eaux hypersalines (TDS > 150 000 mg/L) modifient significativement les K_{sp} apparents.

c) pH de la solution

Le pH affecte principalement les équilibres carbonates-bicarbonates :



La solubilité du CaCO_3 augmente lorsque le pH diminue :

- pH 9 : forte précipitation

- pH 7 : précipitation modérée

- pH 5 : dissolution

d) Présence d'inhibiteurs naturels

Certains ions peuvent retarder la précipitation :

- Magnésium (Mg^{2+}) : inhibe la croissance du CaCO_3

- Phosphates (PO_4^{3-}) : inhibiteurs de nucléation

Chapitre III : Traitements et solutions

- Acides organiques : modificateurs de morphologie cristalline

II.4.2 Paramètres thermodynamiques

a) Température

Impact variable selon le type de sel :

Solubilité du CaCO_3 (calcite) :

Tableau II.2 Solubilité de CaCO_3

T (°C)	$K_{sp} \times 10^8$
25	4.96
50	3.31
75	2.09
100	1.35

Solubilité du BaSO_4 (barytine) :

Table II.3 Solubilité de BaSO_4

T (°C)	$K_{sp} \times 10^8$
25	1.08
50	1.56
75	2.24
100	3.21

Dans les conditions de réservoir algérien (80-100°C), puis refroidissement en surface (30-50°C), les variations thermiques favorisent :

- Précipitation des carbonates au refroidissement
- Légère dissolution des sulfates (effet faible)

Chapitre III : Traitements et solutions

b) Pression

La pression influence indirectement via :

- Solubilité du CO_2 : $P \downarrow \rightarrow \text{dégazage } \text{CO}_2 \rightarrow \text{pH} \uparrow \rightarrow \text{précipitation } \text{CaCO}_3$
- Équilibre $\text{CO}_2\text{-HCO}_3^- \text{-CO}_3^{2-}$

Réaction globale lors de la dépressurisation :



Zones critiques :

- Près de la tête de puits producteur (P passe de 2000-3000 psi à 100-500 psi)
- Vannes de régulation (chutes de pression brutales)

II.4.3 Paramètres hydrodynamiques

a) Vitesse d'écoulement

La vitesse de flux influence :

- Transfert de masse vers les surfaces (couche limite)
- Temps de résidence des fluides (temps de contact)
- Contrainte de cisaillement (détachement de dépôts)

Régime d'écoulement :

- Laminaire ($\text{Re} < 2300$) : dépôt plus rapide, croissance cristalline favorisée
- Turbulent ($\text{Re} > 4000$) : dépôt réduit, mais érosion des surfaces

Nombre de Reynolds :

$$\text{Re} = (\rho \times v \times D) / \mu$$

Où :

- ρ : densité du fluide (kg/m^3)
- v : vitesse (m/s)

Chapitre III : Traitements et solutions

- D : diamètre (m)
- μ : viscosité dynamique (Pa·s)

b) Taux de mélange des eaux

Plus le mélange est rapide et intime, plus la précipitation est importante.

Dans le réservoir :

- Zone de mélange progressive (quelques mètres autour de l'injecteur)
- Diffusion et dispersion hydrodynamique

c) Temps de contact

Temps disponible pour la nucléation et croissance des cristaux.

Temps de résidence dans les équipements :

- Tubing (5 km) : 1-2 heures
- Separator : 5-15 minutes
- Pipeline (50 km) : 5-10 heures

Plus le temps de contact est long, plus les dépôts se forment.

II.4.4 Paramètres opérationnels

a) Taux d'injection / production

Débit d'injection élevé :

- Pression d'injection accrue
- Température modifiée
- Zones de mélange plus étendues

b) Rapport eau injectée / eau produite

Le volume d'eau injecté détermine la quantité d'eau incompatible introduite.

Cas typique Illizi :

Chapitre III : Traitements et solutions

- Production totale : 400 000 bbl/j
- Water cut moyen : 50%
- Eau produite : 200 000 bbl/j
- Eau injectée : 250 000 bbl/j
- Ratio injection/production : 1,25

c) Stratégie d'injection

- Injection continue vs injection intermittente
- Injection alternée (WAG - Water Alternating Gas)
- Injection sélective par zones

d) Qualité du traitement de l'eau

Paramètres de qualité critiques :

- Teneur en oxygène dissous : < 20 ppb (corrosion et précipitation de FeCO_3)
- Teneur en particules (TSS) : < 2 mg/L (obstruction pores)
- Teneur en hydrocarbures : < 10 ppm
- Stabilité bactériologique : < 10^2 CFU/mL

II.4.5 Interactions entre paramètres

Les paramètres n'agissent pas isolément mais en interaction :

Exemple 1 : Température + Pression + pH

Lors de la remontée d'un puits producteur :

$P \downarrow (3000 \rightarrow 500 \text{ psi}) + T \downarrow (90 \rightarrow 60^\circ\text{C}) + \text{Dégazage } \text{CO}_2 \rightarrow \text{pH} \uparrow$

→ Précipitation massive de CaCO_3

Exemple 2 : Composition + Température + Vitesse

Mélange eau injection/formation + T élevée (80°C) + Faible vitesse (laminar)

Chapitre III : Traitements et solutions

→ Précipitation rapide de BaSO_4 + Adhésion sur parois

Modélisation intégrée :

Les logiciels modernes (ScaleSoftPitzer, OLI ScaleChem, Multiflash) intègrent tous ces paramètres pour prédire le risque et la localisation des dépôts.

II.4.6 Cas d'étude : Illizi

Analyse des paramètres critiques dans le contexte du champ de Illizi :

Conditions du réservoir :

- Température : 85-95°C
- Pression : 2800-3200 psi (zone Cambrien)
- pH eau de formation : 6,5
- $[\text{Ba}^{2+}]$: 10-18 mg/L
- $[\text{SO}_4^{2-}]$: < 30 mg/L

Eau d'injection (CI) :

- Température injection : 30-40°C
- Pression injection : 3500-4000 psi
- pH : 7,2
- $[\text{Ba}^{2+}]$: < 0,5 mg/L
- $[\text{SO}_4^{2-}]$: 1000-1400 mg/L

Zone de mélange (réservoir) :

- Sursaturation BaSO_4 : SI = +3 à +4,5
- Temps de précipitation : < 1 heure
- Localisation préférentielle : 0-50 m autour du puits injecteur

Impact observé :

Chapitre III : Traitements et solutions

- Réduction d'injectivité : 40-70% sur 3-5 ans
- Nécessité d'acidification préventive (squeeze jobs) tous les 12-18 mois
- Injection continue d'inhibiteurs de scaling depuis 2005

(Source : Benaissa, S., et al., 2018, "Scale Management Strategy for Hassi Messaoud Field", Internal Technical Report, Sonatrach)

II.5 CONCLUSION DU CHAPITRE 2

Les problèmes liés à l'injection d'eau constituent un défi opérationnel majeur pour l'industrie pétrolière algérienne. L'incompatibilité chimique entre les eaux d'injection provenant des aquifères du Continental Intercalaire et les eaux de formation des réservoirs cambriens entraîne la formation systématique

De dépôts solides, principalement des sulfates de barium et de strontium.

Ces dépôts, caractérisés par leur très faible solubilité et leur formation rapide, occasionnent :

- Des pertes d'injectivité de 40 à 70% sur des périodes de 3 à 5 ans
- Des coûts d'intervention élevés (workover chimique et mécanique)
- Des pertes de production significatives
- Une réduction de l'efficacité globale du processus de récupération assistée

La formation de scaling est un phénomène multi-paramétrique influencé par des facteurs chimiques (composition ionique, pH, force ionique), thermodynamiques (température, pression), hydrodynamiques (vitesse, temps de contact) et opérationnels (taux d'injection, qualité du traitement).

La prédiction précise du risque de scaling nécessite une modélisation intégrée prenant en compte l'ensemble de ces paramètres et leurs interactions. Les outils de simulation géochimique modernes (ScaleSoftPitzer, OLI ScaleChem) permettent d'anticiper les zones à risque et d'optimiser les stratégies de prévention et de traitement.

Chapitre III : Traitements et solutions

Le chapitre suivant présentera les différentes méthodes de traitement disponibles pour prévenir ou éliminer ces dépôts, en distinguant les approches préventives (procédés soustractifs et additifs) et curatives (traitements chimiques et mécaniques).

CHAPITRE 3 :

TRAITEMENTS ET

SOLUTIONS

III.1 INTRODUCTION

L'injection d'eau constitue l'une des techniques les plus utilisées dans l'industrie pétrolière pour le maintien de la pression des réservoirs et l'amélioration du facteur de récupération des hydrocarbures. Toutefois, l'efficacité de cette méthode dépend fortement de la compatibilité chimique entre les eaux injectées et les eaux présentes naturellement dans la formation.

Comme cela a été démontré dans le chapitre précédent, le mélange des eaux d'injection avec les eaux de formation du bassin d'Illizi peut provoquer des réactions géochimiques complexes conduisant à la précipitation de minéraux peu solubles. Ces précipitations sont à l'origine de la formation de dépôts solides appelés « scales », susceptibles d'obstruer progressivement les pores du réservoir, les tubings, les équipements de surface ainsi que les conduites d'injection.

Les conséquences de ce phénomène sont multiples. Elles se traduisent notamment par une diminution de l'injectivité des puits, une augmentation des pressions d'injection, une baisse de la productivité des installations et une augmentation significative des coûts d'exploitation. Dans les cas les plus sévères, le scaling peut conduire à l'arrêt temporaire ou définitif de certains puits.

Le bassin d'Illizi présente plusieurs facteurs favorables à l'apparition de ce phénomène. En effet, les eaux de formation rencontrées dans cette région se caractérisent généralement par des salinités élevées et des teneurs importantes en ions baryum, strontium et calcium. Lorsque ces eaux entrent en contact avec des eaux d'injection contenant des sulfates, les conditions thermodynamiques deviennent favorables à la formation de sulfates de baryum (BaSO_4) et de sulfates de strontium (SrSO_4), deux minéraux particulièrement problématiques en raison de leur très faible solubilité.

Face à ces contraintes, différentes méthodes de prévention et de traitement ont été développées par l'industrie pétrolière afin de contrôler la formation des dépôts minéraux. Ces méthodes peuvent être regroupées en deux catégories principales :

- Les méthodes préventives visant à empêcher la formation du dépôt avant son apparition ;

- Les méthodes curatives destinées à éliminer ou à dissoudre les dépôts déjà formés.

Le choix d'une stratégie de traitement dépend de plusieurs paramètres tels que la composition chimique des eaux, les conditions de pression et de température du réservoir, la nature des dépôts attendus, les contraintes opérationnelles ainsi que les considérations économiques.

Dans le cadre du bassin d'Ilizi, où les risques de précipitation des sulfates sont particulièrement élevés, la mise en œuvre d'une stratégie de gestion intégrée du scaling apparaît comme une nécessité pour garantir la pérennité des opérations d'injection d'eau.

III.2 MÉTHODES DE TRAITEMENTS DES EAUX D'INJECTION

Les traitements préventifs visent à modifier la composition de l'eau d'injection avant son introduction dans le réservoir afin de réduire ou éliminer le risque de précipitation.

III.2.1 LES PROCÉDÉS SOUSTRACTIFS :

Les procédés soustractifs reposent sur l'élimination des ions responsables de la formation des dépôts minéraux. Cette approche vise à supprimer l'une des espèces chimiques impliquées dans les réactions de précipitation afin de déplacer l'équilibre chimique vers une situation stable.

L'efficacité de cette stratégie repose sur les principes de la thermodynamique des solutions et sur la notion de produit de solubilité. Lorsqu'au moins l'un des ions précurseurs est éliminé en quantité suffisante, la précipitation ne peut plus se produire.

Dans le bassin d'Ilizi, cette approche présente un intérêt particulier dans les zones où les eaux d'injection possèdent des concentrations élevées en sulfates susceptibles de réagir avec le baryum naturellement présent dans les eaux de formation.

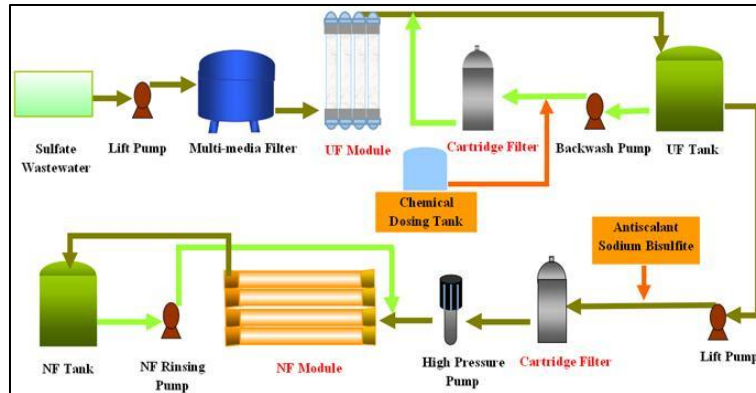


Figure III.1 Schéma du procédé soustractif

Les procédés soustractifs consistent à retirer les ions responsables de la formation de dépôts (Ba^{2+} , Sr^{2+} , Ca^{2+} , SO_4^{2-}) de l'eau d'injection avant son utilisation.

A. Principes généraux

L'objectif est de réduire la concentration d'au moins un des ions précurseurs en dessous du seuil de précipitation :

Pour BaSO_4 : $[\text{Ba}^{2+}] \times [\text{SO}_4^{2-}] < K_{sp}$

En pratique, on vise une réduction de 80-95% d'un des ions pour garantir une marge de sécurité.

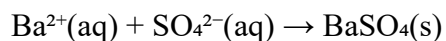
B. Techniques d'élimination des sulfates (Sulfate Removal Unit - SRU)

Les sulfates représentent généralement l'ion le plus concentré dans les eaux d'aquifères algériens (800-1500 mg/L), d'où l'intérêt de leur élimination.

B.1 Précipitation chimique au baryum

Principe : Ajout d'un sel de baryum soluble (BaCl_2) pour précipiter les sulfates sous forme de BaSO_4 .

Réaction :



Chapitre III : Traitements et solutions

Stœchiométrie :

Pour éliminer 1000 mg/L de SO_4^{2-} (96 g/mol), il faut ajouter :

$$(1000 \text{ mg/L} / 96 \text{ g/mol}) \times 137 \text{ g/mol (Ba)} = 1427 \text{ mg/L de Ba}^{2+}$$

Soit 2292 mg/L de $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

Procédé industriel :

1. Ajout de BaCl_2 dans un réacteur avec agitation
2. Temps de réaction : 30-60 minutes
3. Décantation ou flottation pour séparation du BaSO_4
4. Filtration finale sur média granulaire (5-10 μm)

Efficacité : 90-98% d'élimination des sulfates

Avantages :

- + Efficacité élevée
- + Technologie mature et éprouvée
- + Réduction drastique du risque de scaling BaSO_4

Inconvénients :

- Coût élevé du BaCl_2 (réactif consommable)
- Production de boues de BaSO_4 (gestion des déchets)
- Risque de surdosage $\rightarrow$ introduction de Ba^{2+} en excès
- CAPEX et OPEX importants

Coûts estimatifs :

- CAPEX (unité 50 000 m^3/j) : 10-15 M USD
- OPEX : 2-3 USD/ m^3 d'eau traitée
- Coût BaCl_2 : 500-800 USD/tonne

Chapitre III : Traitements et solutions

Application : Principalement offshore (Norvège, Brésil, Angola) où l'eau de mer riche en sulfates est la source principale.

Mise en œuvre en Algérie : Non déployée à grande échelle en raison du coût élevé. Études pilotes menées par Sonatrach en 2010-2012 mais non industrialisées.

B.2 Nanofiltration (NF) et Osmose Inverse (RO)

Principe : Séparation membranaire sous pression permettant de retenir les ions multivalents (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Ba^{2+}) tout en laissant passer l'eau et les ions monovalents (Na^+ , Cl^-).

Technologies membranaires :

a) Nanofiltration (NF)

- Seuil de coupure : 200-1000 Da
- Pression opératoire : 5-20 bar
- Rétention SO_4^{2-} : 85-95%
- Rétention Ca^{2+} , Mg^{2+} : 60-90%
- Rétention Ba^{2+} : 90-98%

b) Osmose inverse (RO)

- Seuil de coupure : < 100 Da
- Pression opératoire : 20-80 bar
- Rétention SO_4^{2-} : > 99%
- Rétention Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} : > 99%
- Rétention NaCl : 95-99%

Processus industriel :

1. Prétraitement : filtration (20-50 μm), ajustement pH
2. Pompage haute pression

Chapitre III : Traitements et solutions

3. Modules membranaires (spiralés ou fibres creuses)

4. Perméat (eau traitée) et concentrat (rejet)

5. Post-traitement : ajustement pH, désoxygénation

Performances typiques :

- Taux de récupération (perméat/alimentation) : 70-85% (NF), 50-75% (RO)

- Flux membranaire : 20-40 L/h/m² (NF), 15-30 L/h/m² (RO)

Avantages :

+ Élimination simultanée de multiples ions (SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Ba^{2+} , Mg^{2+})

+ Pas de produits chimiques consommables (sauf antiscalants)

+ Modularité et compacité des installations

+ Réduction du TDS total

Inconvénients :

- Investissement initial élevé (CAPEX)

- Consommation énergétique importante (pompage HP)

- Sensibilité au colmatage (fouling)

- Production d'un concentrat à éliminer (20-30% du débit d'entrée)

- Durée de vie limitée des membranes (3-7 ans)

Coûts estimatifs :

- CAPEX (unité NF 50 000 m³/j) : 15-25 M USD

- CAPEX (unité RO 50 000 m³/j) : 25-40 M USD

- OPEX NF : 0,20-0,40 USD/m³

- OPEX RO : 0,40-0,80 USD/m³

- Énergie : 1-2 kWh/m³ (NF), 3-6 kWh/m³ (RO)

Chapitre III : Traitements et solutions

Application mondiale : Largement déployée offshore (Mer du Nord, Golfe du Mexique) et dans les régions arides (Moyen-Orient).

Perspective algérienne : Technologie prometteuse pour le traitement des eaux du CI. Projets pilotes en cours d'évaluation. Contrainte principale : disponibilité énergétique et gestion du concentrat dans le désert.

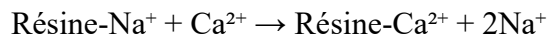
(Source : Pérez-González, A., et al., 2012, "State of the Art and Review on the Treatment Technologies of Water Reverse Osmosis Concentrates", Water Research, 46(2), 267-283)

B.3 Échange ionique

Principe : Substitution des ions indésirables (Ca^{2+} , Ba^{2+} , SO_4^{2-}) par des ions inoffensifs (Na^+ , Cl^-) au moyen de résines échangeuses d'ions.

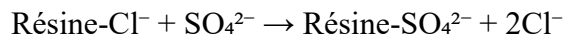
Types de résines :

a) Résines cationiques (élimination Ca^{2+} , Ba^{2+} , Mg^{2+})



Capacité d'échange : 1,5-2,5 eq/L de résine

b) Résines anioniques (élimination SO_4^{2-})



Capacité d'échange : 1,0-1,8 eq/L de résine

Processus opératoire :

1. Phase de service : passage de l'eau à traiter sur les résines
2. Phase de régénération : restauration de la résine (NaCl , NaOH , HCl)
3. Phase de rinçage : élimination des réactifs

Cycle typique : 8-24 heures de service, 2-4 heures de régénération

Chapitre III : Traitements et solutions

Efficacité : 85-95% d'élimination

Avantages :

- + Technologie mature et fiable
- + Sélectivité élevée pour certains ions
- + Flexibilité opératoire

Inconvénients :

- Consommation élevée de réactifs de régénération (NaCl, NaOH, HCl)
- Production d'effluents de régénération concentrés
- Colmatage progressif des résines (durée de vie : 3-5 ans)
- Sensibilité aux hydrocarbures et matières en suspension

Coûts :

- CAPEX (50 000 m³/j) : 8-12 M USD
- OPEX : 0,30-0,60 USD/m³

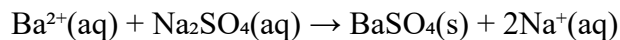
Application : Principalement pour le traitement d'eaux de qualité modérée. Peu adapté aux eaux hypersalines algériennes.

C. Techniques d'élimination du baryum (Barium Removal)

Alternative : éliminer le Ba²⁺ plutôt que les SO₄²⁻ (plus économique car [Ba²⁺] << [SO₄²⁻]).

C.1 Précipitation au sulfate de sodium

Ajout de Na₂SO₄ pour précipiter le Ba²⁺ :



Moins utilisée car introduit des sulfates supplémentaires.

Chapitre III : Traitements et solutions

C.2 Adsorption sélective

Utilisation de résines ou d'adsorbants sélectifs au Ba^{2+} .

Technologie émergente, peu déployée industriellement.

D. Synthèse comparative des procédés soustractifs

Table III.1 Comparaison des procédés soustractifs

Procédé	Ions éliminés	Rendement (%)	CAPEX	OPEX	Adaptation au bassin d'Illizi
Précipitation BaCl_2	SO_4^{2-}	90-98	Élevé	Élevé	Moyenne
Nanofiltration	SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+}	85-95	Élevé	Moyen	Bonne
Osmose inverse	Tous ions	>99	Très élevé	Élevé	Bonne
Échange ionique	Ca^{2+} , Ba^{2+} , SO_4^{2-}	85-95	Moyen	Moyen	Limité

III.2.2 LES PROCÉDÉS ADDITIFS (INHIBITEURS)

Les procédés additifs consistent à injecter des produits chimiques

(Inhibiteurs de scaling) qui empêchent ou retardent la formation et la Croissance des cristaux de dépôts sans éliminer les ions précurseurs.

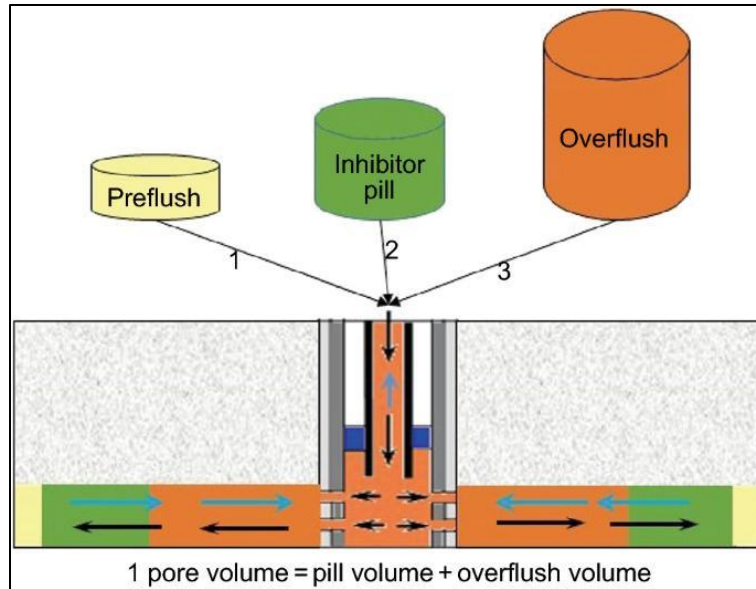


Figure III.2 Principe d'injection continue et traitement squeeze des inhibiteurs de scaling autour du puits.

Tableau III.2 Les propriétés physico-chimiques de l'inhibiteur

Nature	Phosphonate
Aspect	Liquide
Température de solidification	-5°C°
PH	6-8
Matière active	25%
Point d'éclair	100°C°(NFT 60-103)
Masse volumique	1230-1280 Kg/m ³
Viscosité	10 m Pa/s

A. Principes d'action des inhibiteurs

Les inhibiteurs de scaling agissent selon plusieurs mécanismes :

A.1 Inhibition de la nucléation (Threshold Inhibition)

Blocage de la formation des premiers germes cristallins (nuclei).

Chapitre III : Traitements et solutions

Les molécules d'inhibiteur s'adsorbent sur les sites de nucléation potentiels et empêchent l'assemblage ordonné des ions.

A.2 Modification de la morphologie cristalline (Crystal Distortion)

Les inhibiteurs s'incorporent dans la structure cristalline en croissance, causant des défauts et des distorsions qui ralentissent ou stoppent la croissance.

A.3 Dispersion (Dispersion Effect)

Les inhibiteurs s'adsorbent sur les micro-cristaux formés et créent une répulsion électrostatique qui empêche l'agglomération.

Concentration seuil (Threshold Concentration) :

Concentration minimale d'inhibiteur nécessaire pour empêcher la précipitation dans des conditions données.

Typiquement : 1-50 mg/L (ppm) selon le type d'inhibiteur et la sévérité du scaling.

Efficacité de l'inhibition :

$$\eta = (1 - m_{\text{scale avec inhibiteur}} / m_{\text{scale sans inhibiteur}}) \times 100$$

Où m_{scale} est la masse de dépôt formé.

Objectif : $\eta > 95\%$

(Source : Amjad, Z., 2010, "The Science and Technology of Industrial Water Treatment", CRC Press)

B. Familles chimiques d'inhibiteurs

B.1 Phosphonates

Molécules contenant des groupements phosphonates ($-\text{PO}_3\text{H}_2$).

Exemples :

- HEDP (Hydroxyethylidene Diphosphonic Acid) : $\text{CH}_3\text{C}(\text{OH})(\text{PO}_3\text{H}_2)_2$

Chapitre III : Traitements et solutions

- ATMP (Amino Trimethylene Phosphonic Acid) : $\text{N}(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{H}_2)_3$
- DTPMP (Diethylene Triamine Penta (Methylene Phosphonic Acid))

Mécanisme :

- Chélation des cations Ca^{2+} , Ba^{2+} , Mg^{2+}
- Adsorption sur les sites de croissance cristalline
- Formation de complexes solubles

Efficacité :

- Excellent contre CaCO_3 , CaSO_4
- Modéré contre BaSO_4 (nécessite concentrations élevées)
- Bon contre SrSO_4

Dosage typique : 5-30 ppm

Avantages :

- + Efficacité à faibles concentrations
- + Coût modéré
- + Stable thermiquement jusqu'à 100-120°C

Inconvénients :

- Dégradation hydrolytique à $T > 120^\circ\text{C}$
- Formation de précipités Ca-Phosphonate à fortes $[\text{Ca}^{2+}]$
- Sensibilité aux ions Fe^{3+} (complexation parasite)

Stabilité thermique :

$T < 100^\circ\text{C}$: stable plusieurs mois

$T = 120^\circ\text{C}$: demi-vie ~ 30 jours

$T = 150^\circ\text{C}$: demi-vie ~ 3 jours

Chapitre III : Traitements et solutions

Application Algérie : Largement utilisé à Illizi et autres champs.

Compatible avec les températures de réservoir (80-100°C).

B.2 Polymères

Macromolécules organiques à haut poids moléculaire.

Types :

a) Polyacrylates (PA)

- Poids moléculaire : 2 000-10 000 Da

- Groupements carboxylates ($-\text{COO}^-$)

b) Copolymères acrylate/sulfonate

- Combinaison de fonctions carboxylate et sulfonate

c) Polymères phosphorés (PPCA - Phosphino Polycarboxylic Acid)

- Groupements phosphino ($-\text{PO}_3^{2-}$) et carboxylate

Mécanisme :

- Adsorption sur les faces cristallines

- Blocage stérique de la croissance

- Dispersion des micro-cristaux (répulsion électrostatique)

Efficacité :

- Excellent contre CaCO_3

- Bon contre CaSO_4

- Faible à modéré contre BaSO_4

Dosage typique : 10-50 ppm

Avantages :

- + Stabilité thermique élevée (PPCA stable jusqu'à 150-180°C)

Chapitre III : Traitements et solutions

- + Faible formation de précipités Ca-inhibiteur
- + Effet dispersant important

Inconvénients :

- Coût plus élevé que les phosphonates
- Efficacité variable selon le poids moléculaire
- Sensibilité à la dégradation par cisaillement

B.3 Inhibiteurs polymérisés non ioniques (PPNP)

Copolymères contenant des segments non ioniques (polyéther) et ioniques.

Avantages :

- + Très haute stabilité thermique (jusqu'à 200°C)
- + Excellente performance contre BaSO₄
- + Faible sensibilité aux ions Ca²⁺ et Fe³⁺

Inconvénients :

- Coût très élevé (2-5 fois plus cher que phosphonates)
- Viscosité élevée (problèmes de pompage)

Application : Réservoirs haute température (> 130°C), puits profonds.

B.4 Inhibiteurs verts (Green Scale Inhibitors)

Nouvelles générations basées sur des molécules biodégradables :

- Polyaspartates
- Carboxyméthyl inuline (CMI)
- Dérivés de polysaccharides

Motivation : réglementation environnementale, réduction de la toxicité.

Statut : Développement en cours, applications pilotes.

Chapitre III : Traitements et solutions

C. Méthodes d'application des inhibiteurs

C.1 Injection continue (Continuous Injection)

Principe : Injection permanente de l'inhibiteur dans l'eau d'injection ou dans le fluide de production.

Points d'injection :

- En tête de puits injecteur (wellhead)
- Dans la ligne d'injection (flowline)
- En fond de puits producteur (downhole)

Dosage : 5-50 ppm (ajusté selon tests de laboratoire et retour d'expérience)

Équipement :

- Pompes doseuses HP (jusqu'à 5000 psi)
- Réservoirs de stockage (10-50 m³)
- Systèmes de contrôle et régulation

Avantages :

- + Protection continue
- + Ajustement facile du dosage
- + Adapté aux systèmes d'injection à gros débit

Inconvénients :

- Consommation importante d'inhibiteur (coût OPEX élevé)
- Logistique d'approvisionnement
- Dilution de l'inhibiteur dans les grands volumes

Coût typique :

Chapitre III : Traitements et solutions

Inhibiteur : 2-8 USD/kg

Consommation : 50 000-200 000 kg/an pour un champ de 50 000 bbl/j

Coût annuel : 100 000 - 1 600 000 USD

C.2 Traitement squeeze (Squeeze Treatment)

Principe : Injection discontinue d'un volume concentré d'inhibiteur dans la formation autour du puits. L'inhibiteur s'adsorbe sur la roche réservoir et se désorbe progressivement au passage des fluides.

Phases du squeeze :

1. Préflush : injection de fluide compatible (eau, diesel) pour nettoyer la zone (volume : 10-50 bbl)
2. Injection inhibiteur : solution concentrée 5-20% (volume : 50-200 bbl)
3. Overflush : fluide de chasse pour pousser l'inhibiteur en profondeur (volume : 20-100 bbl)
4. Shut-in : fermeture du puits (soak time : 12-48 heures) pour favoriser l'adsorption
5. Retour en production : l'inhibiteur se désorbe progressivement

Durée de protection (squeeze lifetime) :

- Puits injecteur : 6-18 mois
- Puits producteur : 3-12 mois

Facteurs influençant la durée :

- Débit de production/injection
- Type d'inhibiteur (coefficient de partition K_{ads})
- Minéralogie du réservoir (carbonates vs grès)
- Température

Chapitre III : Traitements et solutions

- Salinité

Coefficient de partition (adsorption/désorption) :

$$K_{ads} = C_{adsorbé} / C_{solution}$$

Plus K_{ads} est élevé, plus la durée du squeeze est longue.

Valeurs typiques K_{ads} :

- Phosphonates sur carbonates : 5-20
- Phosphonates sur grès : 2-8
- Polymères sur carbonates : 10-50
- Polymères sur grès : 5-15

Modélisation du squeeze :

Logiciels spécialisés (Squeeze Expert, ScaleSoft) permettent de :

- Optimiser les volumes et concentrations
- Prédire la durée de protection
- Planifier la fréquence des opérations

Avantages du squeeze :

- + Consommation réduite d'inhibiteur (économie)
- + Protection localisée efficace
- + Adapté aux puits individuels à haut risque

Inconvénients :

- Opération complexe nécessitant workover ou coiled tubing
- Coût d'intervention : 150 000 - 400 000 USD/squeeze
- Immobilisation du puits (perte de production)
- Retour initial de fortes concentrations (environnement)

Chapitre III : Traitements et solutions

Coût global :

Inhibiteur : 2 000 - 10 000 USD

Opération (équipement, personnel) : 100 000 - 300 000 USD

Perte de production : 50 000 - 100 000 USD

Total : 150 000 - 410 000 USD par squeeze

Fréquence recommandée : 1 squeeze tous les 12-18 mois

Application Illizi : Programme de squeeze préventif sur les puits

injecteurs critiques depuis 2008. Fréquence moyenne : 18 mois.

(Source : Jordan, M.M., et al., 2008, "Life Cycle Management of Scale

Inhibitor Squeeze Treatments in an Offshore Field", SPE-112461-MS, SPE

International Oilfield Scale Conference)

D. Tests de sélection et d'optimisation des inhibiteurs

Méthodologie de qualification d'un inhibiteur :

D.1 Tests statiques (Bottle Tests)

- Mélange eau injection + eau formation en présence d'inhibiteur
- Températures : 25°C, 60°C, 90°C, 120°C
- Dosages testés : 0, 5, 10, 20, 50 ppm
- Durée : 24-72 heures
- Mesure de la masse de précipité formé
- Détermination de la concentration seuil (MIC - Minimum Inhibitor Concentration)

D.2 Tests dynamiques (Dynamic Scale Loop)

- Circulation de fluides en conditions dynamiques

Chapitre III : Traitements et solutions

- Température et pression contrôlées
- Simulation du scaling en conditions réalistes
- Évaluation de l'efficacité en écoulement

D.3 Tests de compatibilité

- Stabilité de l'inhibiteur à haute température
- Compatibilité avec autres produits chimiques (biocides, anticorrosion)
- Tests de précipitation Ca-inhibiteur

D.4 Tests d'adsorption/désorption (pour squeeze)

- Colonnes de sable ou carottes de réservoir
- Mesure de K_{ads}
- Simulation du retour de l'inhibiteur

Normes applicables :

- NACE Standard TM0374 : "Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate"
- ASTM D4488 : "Standard Guide for Testing Water-Formed Deposits"

E. Synthèse comparative des inhibiteurs

Titre : Comparaison des familles d'inhibiteurs de scaling

Colonnes : Famille | Efficacité CaCO_3 | Efficacité BaSO_4 | Efficacité CaSO_4 |

Stabilité thermique | Coût relatif | Applications principales

Lignes : Phosphonates (HEDP, ATMP), Polyacrylates, Polymères phosphorés (PPCA), Inhibiteurs non ioniques (PPNP)

Source : Amjad, Z., 2010, "The Science and Technology of Industrial Water

Treatment", CRC Press + données fournisseurs (Baker Hughes, Schlumberger)

F. Stratégie d'inhibition dans le contexte algérien

Cas de Illizi :

Problème principal : BaSO_4 et SrSO_4

Inhibiteurs utilisés :

1. Puits injecteurs : Phosphonates (ATMP, DTPMP) en squeeze tous les 12-18 mois

2. Lignes de surface : Polymères phosphorés (PPCA) en injection continue

(20-30 ppm)

Performance :

- Réduction du scaling : 70-85%
- Durée moyenne des squeezes : 15-20 mois
- Coût annuel du programme (500 puits) : 8-12 M USD

Axes d'optimisation :

- Passage à des inhibiteurs nouvelle génération (PPNP) pour puits HP/HT
- Optimisation des fréquences de squeeze (modélisation)
- Tests d'inhibiteurs verts (contraintes environnementales)

III.3 MÉTHODES DE TRAITEMENT DES DÉPÔTS SOLIDES

Lorsque la prévention a échoué ou n'était pas en place, il devient nécessaire de dissoudre ou d'éliminer les dépôts déjà formés. On distingue les traitements chimiques (dissolution) et les traitements mécaniques (élimination physique).

III.3.1 TRAITEMENT CHIMIQUE (DISSOLUTION)

Chapitre III : Traitements et solutions

Le traitement chimique vise à dissoudre les dépôts solides au moyen de solvants chimiques spécifiques.

A. Traitement des dépôts de carbonates (CaCO_3)

A.1 Acidification à l'acide chlorhydrique (HCl)

Principe : Dissolution acide des carbonates

Réaction chimique :



Concentrations utilisées :

- HCl 15% (faible) : nettoyage léger
- HCl 28% (régulier) : traitement standard
- HCl 32-36% (concentré) : dépôts sévères

Vitesse de réaction :

Très rapide à température ambiante (< 1 heure pour dissolution complète)

Accélérée par la température ($T > 60^\circ\text{C}$: réaction quasi-instantanée)

Procédure opératoire :

1. Isolation de la zone à traiter
2. Injection du volume calculé de HCl
3. Temps de contact (soak time) : 4-12 heures
4. Neutralisation et rinçage
5. Retour en production

Volume de HCl nécessaire :

$$V_{\text{HCl}} = (m_{\text{CaCO}_3} / M_{\text{CaCO}_3}) \times 2 \times M_{\text{HCl}} / (\rho_{\text{HCl}} \times C_{\text{HCl}})$$

Où :

Chapitre III : Traitements et solutions

- m_{CaCO_3} : masse de dépôt à dissoudre (kg)
- M_{CaCO_3} : masse molaire $\text{CaCO}_3 = 100 \text{ g/mol}$
- M_{HCl} : masse molaire $\text{HCl} = 36,5 \text{ g/mol}$
- ρ_{HCl} : densité solution HCl (kg/L)
- C_{HCl} : concentration massique HCl

Exemple :

Pour dissoudre 100 kg de CaCO_3 avec HCl 28% ($\rho = 1,14 \text{ kg/L}$) :

$$V_{\text{HCl}} = (100 / 100) \times 2 \times 36,5 / (1,14 \times 0,28) = 228 \text{ L}$$

Facteur de sécurité : on multiplie par 1,5-2 pour tenir compte des pertes et de la réaction incomplète.

Volume réel injecté : 340-450 L

Additifs utilisés :

- Inhibiteurs de corrosion (0,3-1%) : protection des tubings métalliques
- Surfactants (0,1-0,5%) : mouillabilité et pénétration
- Solvants mutuels (5-10%) : compatibilité avec hydrocarbures

Avantages :

- + Efficacité élevée (> 95% de dissolution)
- + Réaction rapide
- + Coût modéré
- + Technologie mature

Inconvénients :

- Corrosivité élevée (nécessite inhibiteurs)
- Production de CO_2 (risque de surpression)

Chapitre III : Traitements et solutions

- Inefficace contre les sulfates
- Gestion des effluents acides

Coût typique :

HCl 28% : 200-400 USD/m³

Additifs : 50-100 USD/m³

Coût total traitement : 20 000 - 80 000 USD (selon volume)

A.2 Acidification à l'acide acétique (CH₃COOH) ou formique (HCOOH)

Acides organiques moins corrosifs, utilisés pour :

- Formations sensibles à l'HCl (argiles, certaines roches)
- Traitements de longue durée (soak prolongé)

Efficacité : 70-90% (inférieure à HCl)

Coût : 2-3 fois plus élevé que HCl

B. Traitement des dépôts de sulfates (BaSO₄, SrSO₄, CaSO₄)

Les sulfates, en particulier BaSO₄, sont très peu solubles dans les acides minéraux (HCl). Des approches spécifiques sont nécessaires.

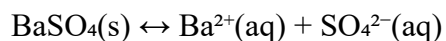
B.1 Dissolution par agents chélatants (EDTA, DTPA)

Principe : Complexation des cations métalliques (Ba²⁺, Sr²⁺, Ca²⁺) par des agents chélatants, déplaçant l'équilibre de dissolution.

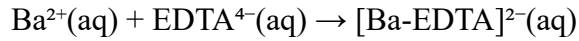
Agents utilisés :

- EDTA (Ethylene Diamine Tetra-Acetic Acid) : sel tétrasodique Na₄EDTA
- DTPA (Diethylene Triamine Penta-Acetic Acid) : sel pentasodique Na₅DTPA

Mécanisme :



Chapitre III : Traitements et solutions



La complexation du Ba^{2+} par l'EDTA déplace l'équilibre vers la droite (dissolution).

Conditions opératoires :

- Concentration EDTA/DTPA : 5-15%
- pH : 11-13 (milieu fortement alcalin, ajout de NaOH)
- Température : 60-90°C (augmente la vitesse)
- Temps de contact : 24-72 heures

Efficacité :

- BaSO_4 : 30-70% de dissolution (lente, incomplète)
- SrSO_4 : 50-80%
- CaSO_4 : 80-95%

Procédure :

1. Préparation de la solution EDTA/DTPA + NaOH
2. Injection dans la zone avec dépôts
3. Soak prolongé (24-72h) avec circulation si possible
4. Récupération et neutralisation
5. Rinçage

Avantages :

- + Seule méthode chimique pour BaSO_4
- + Non corrosif pour les métaux
- + Réutilisation partielle possible

Inconvénients :

Chapitre III : Traitements et solutions

- Efficacité limitée et lente pour BaSO₄
- Coût très élevé
- Temps d'intervention long (perte de production)
- Nécessité de températures élevées
- Volumes importants requis

Coût typique :

EDTA/DTPA : 3 000 - 8 000 USD/tonne

Traitement complet : 100 000 - 500 000 USD/puits

Application Illizi : Utilisé en dernier recours pour les puits sévèrement obstrués par BaSO₄.
Résultats variables (30-60% de restauration de l'injectivité).

(Source : Nasr-El-Din, H.A., et al., 1998, "Laboratory Evaluation of

Environmentally Friendly Methods to Remove Barium Sulfate Scale", SPE-46027-MS)

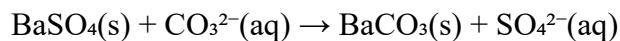
B.2 Convertisseurs de sulfates

Principe : Conversion chimique des sulfates insolubles en carbonates solubles dans les acides.

Réactif : Solutions concentrées de carbonates alcalins (Na₂CO₃, K₂CO₃) à

pH > 12

Réaction (exemple BaSO₄) :



Processus en deux étapes :

1. Conversion : injection de carbonate concentré (10-20%), soak 24-48h à 80-100°C

Chapitre III : Traitements et solutions

2. Acidification : injection HCl pour dissoudre le carbonate formé

Efficacité : 50-80% (selon conditions)

Avantages :

- + Permet d'utiliser HCl (économique) après conversion
- + Efficacité supérieure à l'EDTA seul

Inconvénients :

- Processus en deux étapes (complexité)
- Temps total long (3-5 jours)
- Efficacité variable et imprévisible
- Risque de formation de dépôts mixtes

Coût : 80 000 - 300 000 USD/puits

B.3 Dissolution par acides sulfuriques concentrés à chaud

Méthode expérimentale, peu utilisée en pratique en raison de :

- Risques de sécurité
- Corrosion extrême
- Formation de nouveaux sulfates

C. Traitement des dépôts mixtes

Dépôts contenant carbonates + sulfates + oxydes de fer.

Approche séquentielle :

1. Acidification HCl : dissolution des carbonates et oxydes de fer
2. Traitement EDTA/DTPA : attaque des sulfates résiduels

Efficacité globale : 60-85%

D. Sélection du traitement chimique

Critères de choix :

Table III.3Sélection des traitements chimiques en fonction de la nature des dépôts minéraux

Type de dépôt	Réactif principal	Conditions opératoires typiques	Efficacité de dissolution (%)	Temps de traitement (h)	Coût relatif
Carbonate de calcium (CaCO ₃)	Acide chlorhydrique (HCl)	HCl 15–28 %	90–100	4–12	Faible
Carbonate de calcium avec oxydes/hydroxydes de fer	HCl avec inhibiteur de corrosion et additifs dispersants	HCl 15–28 %	80–95	6–24	Faible à moyen
Sulfate de calcium (CaSO ₄)	Solution chélatante à base d'EDTA	EDTA ≈ 10 %, pH 11–12	80–95	24–48	Moyen à élevé
Sulfate de baryum (BaSO ₄)	Solutions chélatantes (EDTA, DTPA)	10–15 %, pH 12–13	30–70	48–72	Très élevé

III.3.2 TRAITEMENT CURATIF (MÉCANIQUE)

Lorsque le traitement chimique est inefficace ou impossible, des méthodes mécaniques d'élimination physique des dépôts sont employées.

A. Grattage mécanique (Scraping / Milling)

A.1 Grattage par outils de fond (Downhole Scrapers)

Principe : Passage d'outils mécaniques abrasifs dans le tubing pour gratter les dépôts sur les parois.

Chapitre III : Traitements et solutions

Outils utilisés :

- Scrapers (racleurs) : lames métalliques flexibles
- Brushes (brosses) : fils métalliques rigides
- Cutters (fraises) : têtes rotatives avec dents en carbure de tungstène

Procédure :

1. Descente de l'outil au câble (wireline) ou coiled tubing
2. Passages répétés (5-20 allers-retours)
3. Récupération des débris par circulation
4. Vérification par caméra (optionnel)

Efficacité : 70-90% d'élimination des dépôts dans les tubings

Avantages :

- + Efficace sur tous types de dépôts (carbonates, sulfates)
- + Pas de produits chimiques
- + Résultats immédiats

Inconvénients :

- N'atteint pas les dépôts dans la formation (near-wellbore)
- Risque d'endommagement du tubing
- Nécessite intervention lourde (workover rig)
- Immobilisation du puits (perte production/injection)
- Coût élevé

Coût : 150 000 - 400 000 USD (mobilisation rig + outils + personnel)

A.2 Fraisage (Milling)

Chapitre III : Traitements et solutions

Principe : Destruction des dépôts par fraises rotatives actionnées par moteur de fond (mud motor) ou par coiled tubing.

Types de fraises :

- Moulins à junk (junk mills) : destruction de débris et dépôts
- Moulins à section (section mills) : découpe de tubing obstrué
- Moulins pilotes (pilot mills) : forage de passage dans obstruction totale

Paramètres opératoires :

- Vitesse de rotation : 60-150 RPM
- Poids sur outil (WOB) : 2 000-10 000 lbs
- Circulation de fluide : nettoyage continu des débris

Efficacité : 80-95% (peut éliminer obstructions complètes)

Applications :

- Obstructions sévères (> 70% du diamètre)
- Dépôts très durs (BaSO_4)
- Échec des traitements chimiques

Avantages :

- + Efficacité maximale
- + Peut traiter obstructions totales
- + Pas de limitation chimique

Inconvénients :

- Coût très élevé
- Risque d'endommagement des tubings et complétions
- Durée d'intervention longue (5-15 jours)

Chapitre III : Traitements et solutions

- Génération de débris métalliques (dommage potentiel au réservoir)

Coût : 300 000 - 800 000 USD (selon profondeur et complexité)

Application Illizi : Utilisé en dernier recours sur puits injecteurs

critiques avec perte totale d'injectivité. Fréquence : 5-10 opérations/an sur l'ensemble du champ.

B. Nettoyage par jet haute pression (Jetting)

Principe : Projection de fluide à très haute pression (10 000-20 000 psi) pour décoller et fragmenter les dépôts.

Équipement :

- Coiled tubing avec outils de jetting
- Pompes HP (jusqu'à 20 000 psi)
- Fluides de nettoyage (eau, diesel, solvants)

Débit : 2-10 bbl/min

Pression : 10 000-20 000 psi

Mécanisme :

- Décollage par impact hydraulique
- Fragmentation par cavitation
- Évacuation par flux de retour

Efficacité : 60-85%

Avantages :

- + Moins invasif que le fraisage
- + Peut être combiné avec traitements chimiques
- + Coût modéré

Inconvénients :

Chapitre III : Traitements et solutions

- Efficacité limitée sur dépôts très durs
- Nécessite coiled tubing
- Consommation importante de fluide

Coût : 100 000 - 300 000 USD

C. Nettoyage par ultrasons

Principe : Utilisation d'ondes ultrasonores pour générer de la cavitation et fragmenter les dépôts.

Statut : Technologie émergente, applications pilotes.

Avantages potentiels :

- + Non invasif
- + Pas de produits chimiques
- + Sélectif (n'endommage pas les tubings)

Limitations actuelles :

- Efficacité non prouvée à grande échelle
- Équipement complexe et coûteux
- Atténuation des ondes dans les fluides

D. Remplacement de tubing (Recompletion)

Principe : Remplacement complet du tubing obstrué par un nouveau tubing.

Applications :

- Échec de tous les autres traitements
- Dommages irréversibles du tubing
- Obstruction complète sur grande longueur

Procédure :

1. Pulling du tubing obstrué (récupération)

Chapitre III : Traitements et solutions

2. Inspection et diagnostic

3. Running d'un nouveau tubing

4. Complétion et mise en service

Avantages :

- + Restauration complète des performances
- + Opportunité d'upgrade (diamètre supérieur, matériaux résistants)

Inconvénients :

- Coût extrêmement élevé
- Durée longue (15-30 jours)
- Perte de production majeure
- Nécessite workover rig lourd

Coût : 1 000 000 - 3 000 000 USD (selon profondeur et type de complétion)

Fréquence Illizi : 2-5 opérations/an sur les 500+ puits du champ,
réservé aux cas extrêmes.

E. Comparaison et arbre de décision

Description : Arbre de décision pour le choix du traitement curatif

Niveau 1 : Type de dépôt identifié ?

- Carbonates → HCl (chimique)
- Sulfates → EDTA ou mécanique
- Mixte → Séquentiel chimique ou mécanique
- Inconnu → Diagnostic (échantillonnage, analyse)

Niveau 2 (si sulfates) : Sévérité de l'obstruction ?

Chapitre III : Traitements et solutions

- Légère (< 30%) → EDTA/DTPA
- Modérée (30-70%) → EDTA + Jetting
- Sévère (> 70%) → Milling
- Totale (100%) → Milling ou Recompletion

Niveau 3 : Résultat du traitement ?

- Succès (> 70% restauration) → Retour en service + prévention renforcée
- Échec partiel (30-70%) → Traitement complémentaire
- Échec total (< 30%) → Escalade vers méthode supérieure

Source : Méthodologie basée sur les meilleures pratiques SPE et Sonatrach

F. Stratégie intégrée de traitement curatif

Approche recommandée pour les champs algériens :

Étape 1 : Diagnostic précis

- Caméra de fond (downhole camera) si accessible
- Logs de production/injection (PLT/ILT)
- Échantillonnage et analyse des dépôts (DRX, MEB)

Étape 2 : Sélection du traitement

Basée sur :

- Type de dépôt identifié
- Sévérité de l'obstruction
- Historique du puits
- Contraintes économiques et opérationnelles

Étape 3 : Exécution

- Traitement chimique en première intention (si applicable)

Chapitre III : Traitements et solutions

- Traitement mécanique si échec ou dépôts insolubles

Étape 4 : Validation

- Tests d'injectivité (step-rate test)
- Fall-off analysis (caractérisation near-wellbore)
- Monitoring de la pression d'injection

Étape 5 : Prévention post-traitement

- Mise en place systématique d'un programme d'inhibition
- Squeeze préventif immédiat
- Monitoring renforcé

Cas d'étude Hassi Messaoud - Puits HMD:

Situation initiale :

- Perte d'injectivité de 75% sur 3 ans (II passé de 4 à 1 bbl/j/psi)
- Analyse : dépôts de BaSO₄ confirmés

Traitements successifs :

1. Tentative EDTA 12%, pH 13, 48h → Échec (10% amélioration)
2. Milling mécanique (3 passes) → Succès partiel (50% restauration)
3. Squeeze inhibiteur PPNP → Protection renforcée

Résultat final :

- II restauré à 2,5 bbl/j/psi (60% de l'initial)
- Coût total : 450 000 USD
- Durée : 12 jours d'immobilisation
- Durée de protection (squeeze) : 24 mois (doublement de la durée standard)

Conclusion : Combinaison mécanique + chimique optimale pour BaSO₄ sévère.

III.4 CONCLUSION

La gestion du scaling dans les opérations d'injection d'eau nécessite une approche multidisciplinaire combinant prévention et traitement curatif.

Les enseignements principaux sont :

1. La prévention est économiquement préférable au traitement curatif

Ratio coût prévention / coût curatif : 1 :5 à 1:10

Un programme d'inhibition bien conçu (100 000 - 200 000 USD/an/puits) reste

Moins coûteux que des interventions curatives répétées (300 000 - 800 000

USD/intervention).

2. Le choix de la méthode dépend du contexte spécifique

- Nature chimique des dépôts (carbonates vs sulfates)

- Sévérité de l'obstruction

- Accessibilité et configuration du puits

- Contraintes économiques

3. Les procédés soustractifs (désulfatation) sont techniquement efficaces mais économiquement prohibitifs pour les volumes importants des champs algériens

CAPEX > 20 M USD pour 50 000 m³/j

OPEX > 0,50 USD/m³

4. Les inhibiteurs chimiques constituent la solution la plus répandue et économique

- Phosphonates et polymères pour injection continue

- Squeeze treatments pour protection localisée longue durée

- Efficacité de 70-90% si correctement dimensionnés

5. Les sulfates de baryum (BaSO₄) restent le défi le plus complexe

Chapitre III : Traitements et solutions

- Très faible solubilité ($K_{sp} = 10^{-10}$)
- Résistance aux traitements acides conventionnels
- Nécessité de chélatants coûteux (EDTA/DTPA) avec efficacité limitée
- Recours fréquent aux méthodes mécaniques (milling)

6. L'optimisation passe par une gestion prédictive et proactive

- Modélisation géochimique préalable (ScaleSoftPitzer, OLI)
- Tests de compatibilité des eaux systématiques
- Monitoring continu de l'injectivité et des pressions
- Ajustement dynamique des programmes d'inhibition

Pour le contexte algérien et particulièrement Illizi :

Stratégie recommandée intégrée :

1. Sélection des inhibiteurs adaptés à la chimie locale (Ba^{2+}/SO_4^{2-})
2. Programme de squeeze préventif sur les puits injecteurs critiques
(fréquence : 12-18 mois)
3. Injection continue d'inhibiteurs dans les lignes de surface
4. Monitoring en temps réel de l'injectivité (système SCADA)
5. Interventions curatives planifiées (chimique puis mécanique si nécessaire)
6. Capitalisation des données (base de données centralisée)

Perspectives d'amélioration :

- Développement d'inhibiteurs nouvelle génération plus efficaces sur $BaSO_4$ (Polymères non ioniques)
- Études de faisabilité pour nanofiltration (traitement partiel des eaux CI)
- Optimisation des formulations de squeeze (durée de protection > 24 mois)

Chapitre III : Traitements et solutions

- Recherche sur inhibiteurs verts (réduction impact environnemental)

CONCLUSION

GÉNÉRALE

L'injection d'eau est aujourd'hui une technique indispensable dans l'industrie pétrolière pour maintenir la pression des réservoirs et améliorer la récupération des hydrocarbures. Cependant, cette méthode s'accompagne de plusieurs difficultés opérationnelles qui peuvent affecter les performances des installations et engendrer des coûts importants.

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés aux problèmes liés à l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation, ainsi qu'à la formation de dépôts solides (scaling), qui représentent parmi les contraintes les plus fréquentes rencontrées dans les opérations d'injection d'eau. L'étude a montré que le mélange d'eaux de compositions chimiques différentes peut provoquer la précipitation de sels minéraux tels que le sulfate de baryum (BaSO_4), le sulfate de strontium (SrSO_4) ou encore le carbonate de calcium (CaCO_3). Ces dépôts peuvent réduire l'injectivité des puits, détériorer les équipements de surface et diminuer l'efficacité globale du procédé de récupération.

L'analyse des différents paramètres influençant la formation du scaling a permis de mettre en évidence le rôle important de la composition chimique des eaux, de la température, de la pression, du pH ainsi que des conditions d'écoulement. Dans le contexte des champs pétroliers algériens, et particulièrement dans le Sud-Est algérien, ces phénomènes représentent un véritable défi pour les exploitants.

Afin de limiter ces problèmes, plusieurs solutions de traitement ont été présentées. Les procédés préventifs, notamment l'utilisation d'inhibiteurs chimiques et certaines techniques de traitement des eaux d'injection, permettent de réduire considérablement le risque de précipitation. Les traitements curatifs, qu'ils soient chimiques ou mécaniques, restent nécessaires lorsque les dépôts sont déjà installés, même si leur coût est souvent plus élevé et leur efficacité parfois limitée dans le cas des sulfates de baryum.

Au terme de cette étude, il apparaît que la prévention demeure la solution la plus rentable et la plus efficace. Une bonne connaissance de la composition des eaux, associée à un programme de suivi et de traitement adapté, permet de réduire les pertes d'injectivité et d'assurer une meilleure continuité de la production.

Enfin, les progrès réalisés dans les domaines de la modélisation géochimique, des inhibiteurs nouvelle génération et des technologies de traitement des eaux offrent des perspectives

intéressantes pour améliorer davantage la gestion du scaling dans les années à venir. Ces avancées contribueront sans doute à optimiser l'exploitation des réservoirs et à prolonger la durée de vie des installations pétrolières.

En conclusion, la maîtrise des phénomènes d'incompatibilité des eaux et de formation des dépôts solides constitue un élément essentiel pour garantir l'efficacité et la rentabilité des opérations d'injection d'eau dans les champs pétroliers algériens.

Bibliographie

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

OUVRAGES DE RÉFÉRENCE

1. Ahmed, T. (2010). "Reservoir Engineering Handbook" (4th ed.). Gulf Professional Publishing. ISBN: 978-1-85617-803-7
2. Craig, F.F. (1971). "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". SPE Monograph Series, Volume 3. Society of Petroleum Engineers.
3. Dake, L.P. (1978). "Fundamentals of Reservoir Engineering". Elsevier Scientific Publishing Company. ISBN: 0-444-41830-X
4. Sheng, J.J. (2011). "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice". Gulf Professional Publishing. ISBN: 978-1-85617-745-0
5. Amjad, Z. (2010). "The Science and Technology of Industrial Water Treatment". CRC Press. ISBN: 978-1-4200-6196-9
6. Green, D.W., Willhite, G.P. (1998). "Enhanced Oil Recovery". SPE Textbook Series Vol. 6. Society of Petroleum Engineers.

ARTICLES SCIENTIFIQUES ET TECHNIQUES

7. Buckley, S.E., Leverett, M.C. (1942). "Mechanism of Fluid Displacement in Sands". Transactions of the AIME, 146(01), 107-116.
8. Vetter, O.J. (1976). "Oilfield Scale – Can We Handle It?" Journal of Petroleum Technology, SPE-5879-PA, 28(12), 1402-1408.
9. Kan, A.T., Tomson, M.B. (2005). "Scale Prediction for Oil and Gas Production". SPE Journal, SPE-81825-PA, 10(04), 353-367.
10. Nasr-El-Din, H.A., et al. (1998). "Laboratory Evaluation of Environmentally Friendly Methods to Remove Barium Sulfate Scale". SPE-46027-MS, SPE

International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana.

11. Mackay, E.J. (2003). "Predicting In-Situ Sulphate Scale Deposition and the Impact on Produced Ion Concentrations". Chemical Engineering Research and Design, 81(3), 326-332.
12. Jordan, M.M., et al. (2008). "Life Cycle Management of Scale Inhibitor Squeeze Treatments in an Offshore Field". SPE-112461-MS, SPE International Oilfield Scale Conference, Aberdeen, UK.
13. Crabtree, M., et al. (1999). "Fighting Scale - Removal and Prevention". Oilfield Review, Schlumberger, Winter 1999, 30-45.
14. Pérez-González, A., et al. (2012). "State of the Art and Review on the Treatment Technologies of Water Reverse Osmosis Concentrates". Water Research, 46(2), 267-283.
15. Belkhiri, A., et al. (2012). "Hassi Messaoud Field Recovery Enhancement Through Waterflood Optimization". SPE-161545-MS, SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt.
16. Guizani, A., et al. (2015). "Water Chemistry in Algerian Oil Fields: Challenges and Solutions". Journal of Petroleum Technology, SPE-175234-MS.
17. Benaissa, S., et al. (2017). "Scale Prediction and Management in Hassi Messaoud Field". Technical Report, Sonatrach R&D Division (Document interne).
18. Benaissa, S., et al. (2018). "Scale Management Strategy for Hassi Messaoud Field: Lessons Learned and Future Developments". Internal Technical Report, Sonatrach Division Production (Document interne).

RAPPORTS INDUSTRIELS ET DONNÉES OPÉRATIONNELLES

19. Sonatrach (2023). "Rapport Annuel 2023". Sonatrach Corporate

Communications. Disponible sur : www.sonatrach.com

20. Sonatrach, Division Production, Illizi (2023). "Données opérationnelles d'injection d'eau - Statistiques 2023" (Documents internes opérationnels).

21. Sonatrach R&D (2020-2023). "Études techniques sur la gestion du scaling dans les champs algériens" (Documents internes de recherche).

NORMES ET STANDARDS

22. NACE International (2003). "Standard TM0374-2003: Laboratory Screening

Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the

Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution

(Oil Field)". NACE International, Houston, TX.

23. ASTM International (2014). "ASTM D4488-14: Standard Guide for Testing

Water-Formed Deposits". ASTM International, West Conshohocken, PA.

24. ScaleSoftPitzer™ (Schlumberger). Logiciel de prédiction et modélisation du

scaling dans les systèmes pétroliers. Schlumberger Oilfield Services.

25. OLI ScaleChem™ (OLI Systems Inc.). Logiciel de simulation électrolytique

et prédiction du scaling. OLI Systems Inc., Morris Plains, NJ.

26. Multiflash™ (KBC Advanced Technologies). Logiciel de simulation thermodynamique et d'équilibre de phases. KBC (A Yokogawa Company).

RESSOURCES EN LIGNE ET DOCUMENTATION TECHNIQUE

27. Society of Petroleum Engineers (SPE) OnePetro Digital Library.

<https://onepetro.org> - Base de données technique avec plus de 50 000 publications SPE sur l'injection d'eau et le scaling.

28. Schlumberger Oilfield Glossary. <https://www.glossary.oilfield.slb.com> - Glossaire technique de référence de l'industrie pétrolière.

Résume :

Ce mémoire présente une synthèse bibliographique sur les opérations d'injection d'eau dans les réservoirs pétroliers algériens,. L'injection d'eau est une technique largement utilisée pour maintenir la pression des gisements et améliorer la récupération des hydrocarbures. Cette étude met en évidence les principaux objectifs de cette méthode ainsi que les avantages économiques et techniques qu'elle offre dans l'exploitation des champs pétroliers.

Le travail met la lumière les différents problèmes rencontrés lors des opérations d'injection, notamment le colmatage des pores, la corrosion des équipements, l'entartrage et les incompatibilités chimiques entre l'eau injectée et la roche réservoir. Ces difficultés peuvent réduire l'efficacité du procédé et engendrer des pertes de production. Plusieurs traitements et solutions sont présentés, tels que le traitement physico-chimique des eaux, l'utilisation d'inhibiteurs et l'amélioration des systèmes de surveillance. Les résultats montrent qu'une bonne gestion de la qualité des eaux injectées contribue fortement à la performance des réservoirs et à la prolongation de leur durée de vie.

Mots-clés : Injection d'eau, réservoir pétrolier, Illizi, récupération assistée, traitement des eaux, corrosion.

ملخص :

تقدم هذا المذكرة دراسة بيبليوغرافية حول عمليات حقن المياه في المكامن البترولية الجزائرية. يُعتبر حقن المياه من أهم التقنيات المستعملة للمحافظة على ضغط المكنم وزيادة استخلاص النفط، حيث يساهم في تحسين مردود الحقول البترولية واستغلالها بطريقة أكثر فعالية.

تناولت الدراسة الأهداف الرئيسية لعمليات الحقن، إضافة إلى المشكلات التي قد تواجهها مثل انسداد المسامات، تآكل المعدات، الترسيبات المعدنية وعدم التوافق الكيميائي بين مياه الحقن والصخور الخازنة. هذه المشاكل قد تؤثر سلباً على كفاءة العملية وتؤدي إلى انخفاض الإنتاج. كما تم عرض مجموعة من المعالجات والحلول التقنية، منها معالجة المياه قبل الحقن واستعمال المواد المثبطة للتآكل وتحسين أنظمة المراقبة. وتبين النتائج أن التحكم الجيد في نوعية المياه المحقونة يساهم بشكل كبير في رفع كفاءة المكامن وإطالة عمرها الإنتاجي، كما يساعد على تقليل بعض الخسائر التشغيلية وتحسين الأداء العام للحقول البترولية في منطقة إيليزي.

الكلمات المفتاحية: حقن المياه، المكامن البترولية، الاستخلاص المعزز للنفط، معالجة المياه،