

N° Série: /2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers
Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BEN ALIA Hamza, BEN SABROU Ibrahim

-Thème-

**Étude et remédiation des endommagements par
les dépôts de sel.**

Soutenue le : 06 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	KADRI Ahmed Yacine	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur:	ABBAS Hadj Abbas	MCA	Univ. Ouargla
Examineur:	SID ROUHOU Hadj Mohamed	MCA	Univ. Ouargla

Remerciement :

*Tout d'abord, nous remercions Dieu qui nous a donné la force
Pour terminer ce modeste travail.*

*Je souhaiterais remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration
de ce mémoire :*

*Je tiens à remercier Mr ABBAS HADJ ABBAS qui n'a ménagé
aucun effort pour m'orienter et me conseiller tout au long de la
réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-
faire. Je tiens à remercier Mr. KADRI AHMED YACINE pour
l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette
mémoire. Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr
SID ROUHOU HADJ MOHAMED qui a accepté d'examiner mon
travail. Le présent travail a été effectué au service d'Exploration et
Production au sien de la société SONATRACH à BIR SEBA. Mon
plus grand respect va à toute la famille de service d'engineering de
production, Ma profonde gratitude va à Mr. SKANDER Karim
Simbel pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un
contexte agréable. Je tiens remercie également le chef département Mr
ABDELATIF BEN SASI. Merci encore à tous....*

Hamza et Ibrahim

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail

A ma très chère Mère et mon très cher Père

*Mes dédicaces s'adressent également à mes
chers frères.*

À toutes mes sœurs.

A toute ma grande famille.

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers
amis*

*A tous les enseignants et toutes les
enseignantes d'hydrocarbures*

*A tous mes amis qui ont toujours été
présents et*

*qui n'ont ménagé aucun effort pour me
bénéficier avec leur aide et leurs
suggestions*

A tous mes camarades du FHC.

Benalia hamza

Dédicace :

*Je dédie ce travail A ma famille, elle qui
m'a doté d'une éducation digne, son amour
a fait de moi ce que je suis aujourd'hui*

*Et à ma mère qui m'a encouragé et soutenu
à tout moment. Particulièrement à mon père
feu,*

... رحمه الله

(Prieres a son ame pure)

*A vous mes frères et sœurs qui m'avez
toujours soutenu et encouragé durant ces
années d'études*

Bensabrou ibrahim

ملخص:

استغلال الابار النفطية يواجه العديد من المشاكل التي تؤثر سلبا على كفاءة الانتاج ومردودية البئر. من ابرز هذه المعوقات نجد الرواسب الملحية التي تسبب اضرارا كبيرة خلال عملية الانتاج وذلك بسبب ترسبها داخل الاتابيب على طول خط الانتاج او في الممكن اساسا.

تهدف هذه الدراسة التي انجزت على مستوى حقل الانتاج بير السبع التابع لمؤسسة سوناطراك الى دراسة كيفية علاج هذه المشكلة والوقاية منها مستقبلا للتقليل من ضررها على الانتاج، وذلك من خلال اجراء تربص ميداني على مستوى الحقل ومتابعة كيفية الوقاية والعلاج لهذه الرواسب المتبعة من العاملين فيه وكذا اخذ عينات ملحية من الابار المدروسة واجراء تحليل الاشعة تحت الحمراء عليها لمعرفة تركيبها الكيميائية بهدف البحث عن حلول مقترحة لهذه الرواسب.

الكلمات المفتاحية: تلف البئر ، رواسب الملح، معامل الانتاج ، ماء معالج ، ملح متبلور ، ملح رملي .

Résumé :

L'exploitation du pétrole brut s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par les dépôts des sels. Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions aux quelles se forment ces dépôts.

Ce travail a été réalisé sur la zone BIR SEBA, une zone qui a connu beaucoup de problèmes de formation des sels lesquels ont provoqué beaucoup d'accidents.

L'objectif de ce travail est d'étudier les méthodes d'élimination des dépôts de sels, et d'établir les courbes de l'infrarouge qui déterminent les compositions chimiques de sel permettant aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions.

Aussi, il a été étudié l'influence des dépôts de sel sur la productivité. Ces courbes ont été obtenues numériquement à l'aide de technique FT-IR spectroscopie de la transformation de furie, en utilisant l'échantillon extrait à partir les puits étudié dans ce champ.

Mots-clés : endommagement, dépôts de sel, skin, débit, taux de récupération, salinité

Abstract:

The exploitation of crude oil has encountered difficulties related to the clogging of channeled by salt deposits. To avoid this problem, operators seek to determine the conditions under which these deposits are formed.

This work was carried out on the BIR SEBA area, an area that has experienced many salt formation problems which have caused many accidents.

The objective of this work is to study the methods of elimination of the deposits of salts, and to establish the curves of the infrared which determine the chemical compositions of salt allowing operators to work outside these conditions. Also, the influence of salt deposits on productivity has been studied. These curves were obtained digitally using FT-IR spectroscopy technique of fury transformation, using the sample extracted from the wells studied in this field.

Key word: formation damage, salt deposit, remediation, dilution water, flew, salinity.

Table des matières

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des Abréviations

Introduction générale

Chapitre I : généralités sur l'endommagement :

1.1	Introduction.....	4
1.2	Définition de l'endommagement.....	4
1.3	Localisation des endommagements.....	5
1.3.1	Au fond du puits.....	5
1.3.2	A la paroi du puits.....	5
1.3.3	Aux abords du puits.....	6
1.3.4	Accumulation de particules.....	7
1.4	Indicateurs et effets de l'endommagement.....	7
1.5	Détection de l'endommagement	7
1.6	Mécanismes d'endommagement	8
1.6.1	Endommagement mécanique.....	8
1.6.2	Endommagement chimique.....	9
1.7	Sources d'endommagement au cours de l'historique du puits.....	10
1.7.1	Au cours forage.....	10
1.7.2	Perforation et workover.....	11
1.7.3	Durant la phase d'exploitation.....	11
1.7.4	Endommagement dû à la stimulation.....	12
1.8	Importance de minimiser l'endommagement.....	15
1.9	Evaluations d'endommagement.....	16
1.9.1	Skin ou effet pariétal.....	16
1.9.2	Différents type de skin.....	16
1.9.3	Notion de facteur de skin.....	17
1.9.4	L'effet de skin.....	17

Table des matières

Chapitre II : les dépotés de sels :

2.1	Introduction	21
2.2	Définition de dépôts.....	21
2.3	Type de dépôts	21
2.3.1	Dépôts inorganiques	21
2.3.1.1	Dépôts de sel	22
2.3.1.1.1	Mécanisme de formation de dépôt de sel	23
2.3.1.1.2	Problèmes de sel	23
2.3.1.1.3	Salinité	23
2.3.1.1.4	Mesure la salinité dans laboratoire	24
2.3.1.1.5	Le traitement de dépôts de sel	25
2.3.1.1.6	Prévention de dépôts de sel	26
2.3.1.1.6.1	Injection en fond de par lignes d'injection.....	26
2.3.1.2	Dépôts minéraux	27
2.3.2	Dépôts organiques	28
2.3.2.1	Définition des asphaltènes	28
2.3.2.2	Dépôts asphaltènes	28
2.3.2.3	Les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes	29
2.3.2.4	Les paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile	29
2.3.2.4.1	La pression	29
2.3.2.4.2	La température	30
2.3.2.5.1	L'injection de CO ₂	30
2.3.2.5.2	L'eau de formation	31
2.3.2.6	Le traitement des asphaltènes	31
2.3.2.6.1	Méthodes mécanique	31
2.3.2.6.2	Traitement chimique	31
2.3.2.7	Prévention de dépôts d'asphaltènes.....	32
2.3.2.8	Dépôts de paraffine	32
2.3.2.8.1	La cause de dépôt de paraffine	33
2.3.2.8.2	Elimination des dépôts de paraffine	33

Chapitre III : résultats et discussion

3.1.	Introduction.....	35
3.2	Présentation de champ Bir Seba (BRS).....	35
3.3	Capacité de production du GBRS.....	36

Table des matières

3.2 Matériaux et méthodes	37
3.2.1 Prélèvement des échantillons de sel	37
3.3 Résultats et discussions.....	39
3.3.1 Caractérisation des échantillons de sel par la technique FT-IR	39
3.3.2 L'effet de déposition de sel sur la récupération des hydrocarbures.....	44
3.3.2.1 Sel avec trace de sable.....	45
3.3.2.2 Sel cristallisé	46
3.4 exemple puit brs-13.....	46
3.5 L'effet de salinité.....	47
Conclusion et Recommandations	48
Bibliographiques.....	50
Annexe.....	58

Liste des figures

Liste des figures :

Figure 1.1 : Localisation de colmatage	6
Figure 1.2 : les effets de l'interaction entre les différents mécanismes sur l'endommagement des formations.....	10
Figure 1.3: Profil de pression dans la région proche du puits avec zone endommagé.....	17
Figure 1.4 : Représentation des effets de skin positifs et négatifs.....	18
Figure 1.5: illustre la zone endommagée autour de la fracture dans un puits vertical.....	19
Figure 2.1: scale de chlorure de sodium (NaCl)	22
Figure 2.2 : appareil de salinimètre.....	25
Figure 2.3 : gauge cutter.....	26
Figure 2.4 : Exemple d'injection chimique en fond de puits.....	27
Figure 2.5 : Scale de dépôt asphaltènes.	29
Figure 3.1: Parts des partenaires dans le groupement	35
Figure 3.2 : Implantation du champ Bir Seba.....	36
Figure 3.3 les échantillons prélevés.....	37
Figure 3.4 : spectromètre Infrarouge à Transformée de Fourier (IRTF).....	39
Figure 3.5 : spectres infrarouge pour les 08 échantillons de sels.....	43
Figure 3.6 : Évaluation des performances de certains puits en présence de dépôts de sel salins et après traitement.....	46
Figure 3.7 : historique de la mesure de débit de puit brs-13.....	47
Figure 3.8 : historique de mesure salinité de puit brs-13 qui contient de sel cristallisé et puit brs-14 qui contient sel fine.....	47

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Les mécanismes d'endommagement au cours des différentes phases du pétrole et du gaz récupération et leurs mesures correctives.....	13
Table 2.1: exemples de chimie de la configuration de l'eau	24
Tableau 3.1: Capacité de design du CPF.....	36
Tableau 3.2: détaille de l'extraction des échantillons.....	38
Tableau 3.3: Affectations spectrales infrarouges pour les 08 échantillons de sels obtenus.	44

Liste des abréviations

Liste des abréviations :

BRS: Bir Seba.

CPF : center production facilité

GBRS: Groupement Bir Seba.

SH: Sonatrach.

PVEP: Pétro Vietnam d'Exploration et Production.

PTTEP: autorité pétrolière de Thaïlande d'Exploration et Production.

PPM: Partie Par Million.

HMD: Hassi Messaoud.

TVR: Tension de Vapeur Raid.

BSW: Eau et Sédiment.

Ph : potentiel hydrogène

SSCV: subsurface safety valve

ESP: electric submersible pumps

IR: infrarouge

GC: gage cutter

SB: sand bailer

SLK: SlickLine

CT: coiled tubing

BOPD: barrels of oil per day

MMscfd: million standard cubic feet per day

Z-CINA : zone du complexe industriel naili-Abdelhalim

RIH: run in hole

POOH: pull out of hole

Notions et symboles

Notions et symboles

symbole	Définition	unité
s_t	Skin total	-
s_d	Facteur d'endommagement pendant le forage	-
s_{c+o}	composant de peau en raison de complétion partiel et de l'angle de déviation.	-
s_p	Skin perforations	-
s_{ps}	Pseudo-skin	-
k	la perméabilité initiale de la formation,	Md
h	hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit	Ft
Δp_s	Différence de pression de skin	Psi
q	le débit entre le puits et la formation	stb/d
β_0	Le facteur volumique	bbl/stb
μ_0	la viscosité	Cp
k_{skin}	La perméabilité	Md
r_{skin}	Rayon	Ft
r_w	Rayon de puits	Ft
m^k	la molalité du composant	mol/l
z^k	la charge du composant	C
n	le nombre de composants	-
I	La force ionique	mol/l
Rs	gaz/huile dissolution	m ³ /m ³

Introduction Générale

Introduction Générale :

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques et aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène et nickel), le pétrole brut n'est devenu un grand produit industriel seulement qu'au milieu du XIXe siècle. C'est aussi une matière première irremplaçable pour l'industrie de la pétrochimie pour un grand nombre de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc. Le pétrole satisfait plus de 30 % des besoins énergétiques de la planète.

L'exploitation des gisements de pétrole nécessite des investissements très coûteux qui, en plus des dépenses liées à l'exploitation, consistent essentiellement en forages, équipements de puits et installations de surface.

Les ingénieurs doivent, par conséquent, veiller à conserver en bon état d'exploitation aussi bien le réservoir proprement dit que les équipements de puits et les installations de surface, dans le but de celui assurer une durée de vie la plus longue possible avec une productivité économiquement acceptable et de bonnes perspectives de récupérations secondaire et tertiaire.

Les paramètres pétro physiques, tels que la porosité et la perméabilité, la composition chimique du pétrole brut, ainsi que les conditions thermodynamique diffèrent d'un gisement à l'autre, certains bruts manifestent des phénomènes d'instabilité, se traduisant par des dépôts organiques ou non organiques qui peuvent apparaître dans les installations de surface, dans le tubing de production, dans la formation elle-même, c'est-à-dire dans la zone de drainage d'un puits de production. L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement pendant la récupération secondaire, provoque des dépôts de sels et donc des baisses de productivité.

Nous nous intéressons ici en particulière au problème de dépôt de sel Dans le tubing et les installations de surface au champ de BIR-SEBA, ces dépôts sont la cause de pertes de charge qui diminuent le taux de récupération et engendrent des dépenses supplémentaires d'entretien. Aussi la recherche de solutions plus efficaces pour éliminer ces dépôts afin d'augmenter le taux de récupération.

Ce mémoire est composé en trois chapitres, organisés de la manière suivante:

Introduction Générale

- Chapitre I: généralités sur l'endommagement.
- Chapitre II : les dépôts de sel.
- Chapitre III : résultats et discussion.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui comporte nos recommandations adaptées aux méthodes de la remédiation de dépôts de sel.

Chapitre I: généralités sur l'endommagement

1.1 Introduction

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le coefficient d'endommagement (le skin) lorsque celui-ci est positif.

Dans ce chapitre, Nous passerons en revue la nature d'endommagement, sa localisation, son origine ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production. Nous discutons des méthodes pour mesurer et quantifier l'ampleur d'endommagement et fournir des critères qui peuvent être utilisés pour identifier divers types d'endommagement de la formation. L'objectif est de mieux définir les mécanismes mis en jeu afin qu'un opérateur puisse recommander et concevoir la bonne action corrective et/ou apporter des modifications aux opérations forage, complétion et à la production pour minimiser l'endommagement à l'avenir. Il est généralement vrai que dans la mesure du possible la prévention d'endommagement aux formations est plus efficace que les traitements correctifs tels que l'acidification et la fracturation. Cela fait longtemps reconnu comme une source de sérieuses réductions de productivité dans de nombreux réservoirs de pétrole et de gaz et comme cause de problèmes d'injectivité de l'eau dans de nombreux projets d'inondation. [01]

1.2 Définition de l'endommagement

Les endommagements de formation peuvent être définis comme la réduction de la perméabilité d'origine ou naturelle de la roche réservoir près du puits. Il peut également être défini comme tout type de processus ce qui conduit à une réduction de la productivité d'une formation pétrolière, aqueuse ou gazeuse. Les endommagements de la formation sont un problème opérationnel et économique indésirable qui peut survenir pendant les différentes phases de récupération du pétrole et du gaz à partir des réservoirs souterrains, y compris production, forage, fracturation hydraulique et opération de workover.

Les endommagements peuvent être causés par des effets mécaniques, des effets chimiques et l'action de bactéries ou de températures extrêmes associées aux processus de récupération thermique .L'évaluation, le contrôle et la réparation des

endommagements à la formation sont parmi les plus importants problèmes à résoudre pour une exploitation efficace des réservoirs d'hydrocarbures. Les indicateurs de L'endommagement comprennent :

- Alteration de la perméabilité.
- Skin d'endommagement.
- Diminution des performances du puits.

Les endommagements à la formation peuvent survenir à tout moment au cours de l'histoire d'un puits depuis le forage initial et la complétion d'un puits par l'épuisement d'un réservoir par la production. Opérations tels que le forage, la complétion, les workover et les stimulations, qui exposent la formation à un fluide étranger, peut entraîner des endommagements à la formation en raison d'un fluide de forage/fluide de formation défavorable ou réactions fluide/formation du puits. L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques (ex: les asphaltènes ; sels) pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. (Formation, perfos, tubing, installation de surface). [04]

1.3 Localisation des endommagements :

1.3.1 Au fond du puits :

On trouve des dépôts constitués soit par des précipités (sels, paraffines, asphaltènes) soit par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements).

1.3.2 A la paroi du puits

- **Cake externe :** Durant le forage, les particules solides minérales ou organiques sont précipités sur la paroi du trou, consolide les paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait

mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides. [10]

1.3.3 Aux abords du puits :

- **Le cake interne :** Constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.
- **La zone envahie:** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux.

On peut ainsi observer :

- **Formation emulsions :**
 1. Gonflement et /ou délitage des argiles.
 2. Changement de mouillabilité.
 3. Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place. [07]

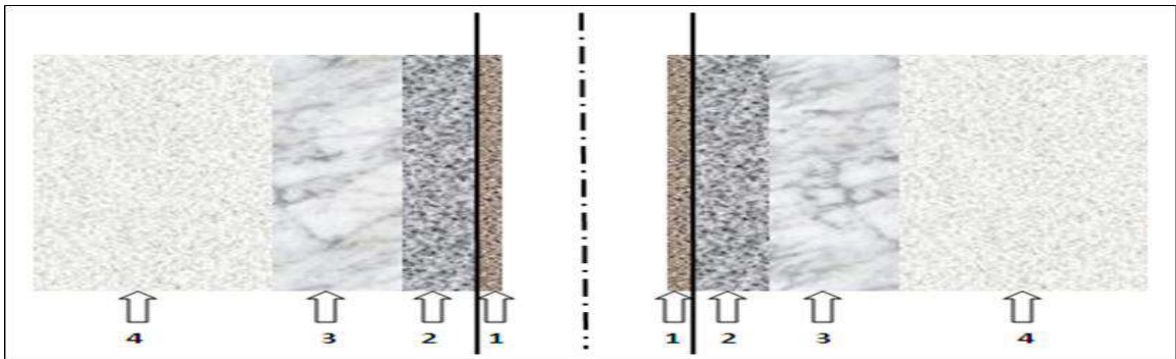


Figure 1.1 : Localisation de colmatage [14]

- ❖ Zone 1 : cake « externe » tapissant les parois du puits.
- ❖ Zone 2 : cake « interne » : solides ayant pénétré dans le milieu poreux.
- ❖ Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue.
- ❖ Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

1.3.4 Accumulation de particules :

Différents types de particules organiques ou inorganiques (asphaltènes, sel) qui résulte des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être le motif de colmatage du réservoir. [09]

1.4 Indicateurs et effets de l'endommagement

Si un puits produit avec taux inférieurs aux attentes, la source de la réduction doit être déterminée avant que des mesures correctives puissent être tentées. Si les ingénieurs de production déterminent que l'endommagement à la formation est responsable de productivité réduite, plusieurs techniques peuvent être utilisées pour vérifier la cause du problème.

Altération de la perméabilité, skin d'endommagement et diminution de la performance de puits sont tous des indicateurs d'endommagement de la formation, skin d'endommagement réduction mesurable de la perméabilité à proximité du puits produire pour diverses raisons, par exemple, l'incompatibilité du fluide de workover avec les fluides de formation natifs, L'incompatibilité conduit à des produits chimiques les réactions et les dépôts de scale se précipitent en fonction de la composition des fluides et la pression du puits. Précipitations de scale ou skin réduit la perméabilité près du puits et crée ce qu'on appelle l'effet de skin. [05]

1.5 Détection de l'endommagement

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

- Echantillonnage et analyses de laboratoire.
- Essais de puits.
- Historique complet des puits.
- Analyse du système de production.
- Diagraphie de production.

Si le skin est non éliminé par des mesures correctives telles que la stimulation acide et le carbonate stimulation, cela réduira la productivité du puits. Les réductions ou les modifications de la productivité des puits peuvent être identifiées par tests de puits tels que l'analyse des transitoires de pression et les mesures de l'indice de productivité

pendant l'écoulement. Les tests de laboratoire peuvent identifier les mécanismes de dommages et aider à déterminer les options pour éviter ou éliminer l'endommagement. Les données de forage, de complétion et de workover aident les ingénieurs à concevoir un laboratoire tests pour évaluer le potentiel d'endommagement résultant de fluide à fluide incompatibilités de formation. Pour les situations dans lesquelles des dommages de la formation ont détectées et définies des tests de laboratoire sont utilisés pour modéliser l'efficacité des traitements curatifs. Étant donné que certains types d'endommagement aux formations peuvent être difficiles ou impossible à inverser, l'évitement peut être la meilleure approche. Des analyses spécialisées d'endommagement de la formation peuvent être effectuées sur le réservoir des échantillons de roche après que les carottes ont été extraites de la formation. Les spécialistes d'endommagement aux formations mesurent les changements de perméabilité en testant les carottes avant et après qu'elles aient été exposées au forage et fluides de complétion. Les carottes sont testées dans des conditions de température et de pression représentatives en fond de trou pour évaluer le potentiel d'endommagement de la formation d'un fluide spécifique après les tests, les analystes inspectent les noyaux et mesurent invasion fluide. Les données recueillies à partir de ces tests aident les ingénieurs à optimiser conception fluide et déterminer quelles mesures peuvent être prises pour minimiser le risque des endommagements de la formation. [05]

1.6 Mécanismes d'endommagement :

L'endommagement qui induit une réduction de la perméabilité à la suite d'un l'interaction non chimique entre l'équipement ou les fluides et la formation est appelé :

1.6.1 Endommagement mécanique

Les exemples comprennent :

- **La migration des fines:** peut-être le mécanisme le plus courant, qui fait référence au mouvement des particules de quartz ou d'argile à grain fin existant naturellement dans le système de pores en raison de taux de cisaillement élevés du fluide.
- **piégeage et blocage de phase :** lorsque les fluides du puits entrent en contact avec la formation et provoquent une réduction de la saturation en eau.

- **écrasement et enrobage de l'agent de soutènement** : lorsqu'une contrainte accrue sur la roche et l'agent de soutènement pendant la fracturation hydraulique mènent à l'agent de soutènement l'encastrement dans les faces de rupture et écrase les agents de soutènement, et cela la production de fines altère les performances de rupture. [03]

1.6.2 Endommagement chimique

Sont généralement divisés en interactions roche-fluide défavorables interactions fluide-fluide défavorables et altération de la mouillabilité près du puits. Un mécanisme courant d'endommagement chimiques est le gonflement de l'argile dans lequel des matériaux hydrophiles dans la formation tels que la smectite réactive et les argiles à couches mixtes sont hydratées et se dilatent lorsqu'elles interagissent avec de l'eau douce ou à faible salinité.

Ce gonflement peut fortement réduire la perméabilité lorsque l'argile tapisse les gorges des pores d'une formation. Dans les formations où ce potentiel existe les ingénieurs utilisent des fluides de forage à haute salinité ou ajoutent des glycols et d'autres des inhibiteurs chimiques pour empêcher les argiles réactives de s'hydrater.

La défloculation de l'argile un autre mécanisme d'endommagement chimique courant résulte de changements rapides de pH ou de salinité. Les particules d'argile peuvent changer d'un état floculé une condition dans laquelle les argiles, les polymères ou les petites les particules s'attachent les unes aux autres pour former une structure fragile, puis défloculent lorsque les forces électrostatiques maintiennent les surfaces d'argile individuelle, les particules sont perturbées. La défloculation peut être inhibée en évitant les et les chocs de pH.

La dissolution de la formation se produit dans les formations contenant des composants qui sont solubles dans les fluides à base d'eau. Cette condition peut entraîner un effondrement de la paroi du puits. Si l'opérateur utilise des fluides à base d'huile ou hautement inhibiteurs fluides à base d'eau la dissolution de la formation peut être évitée.

L'incompatibilité entre les fluides introduits et les fluides natifs peuvent entraîner à la création d'émulsions et de boues qui bouchent les pores de formation et altérer la

perméabilité. Solides introduits provenant des fluides de forage et de complétion peuvent également être chimiquement incompatible avec les fluides du réservoir.

L'altération de la mouillabilité est un autre problème majeur d'endommagement de la formation. De nombreux additifs courants tels que les inhibiteurs de corrosion peuvent envahir le près du puits et induisent un changement de conditions humides à des conditions humides à l'huile. La perméabilité à l'eau de la formation augmente tandis que la perméabilité à l'huile diminue. Le résultat est une augmentation indésirable de la production l'eau de formation et une diminution du rapport huile/eau. Conditions de mouillabilité sont généralement contrôlées par l'ajout de tensioactifs et de solvants aux fluides de forage. [03]

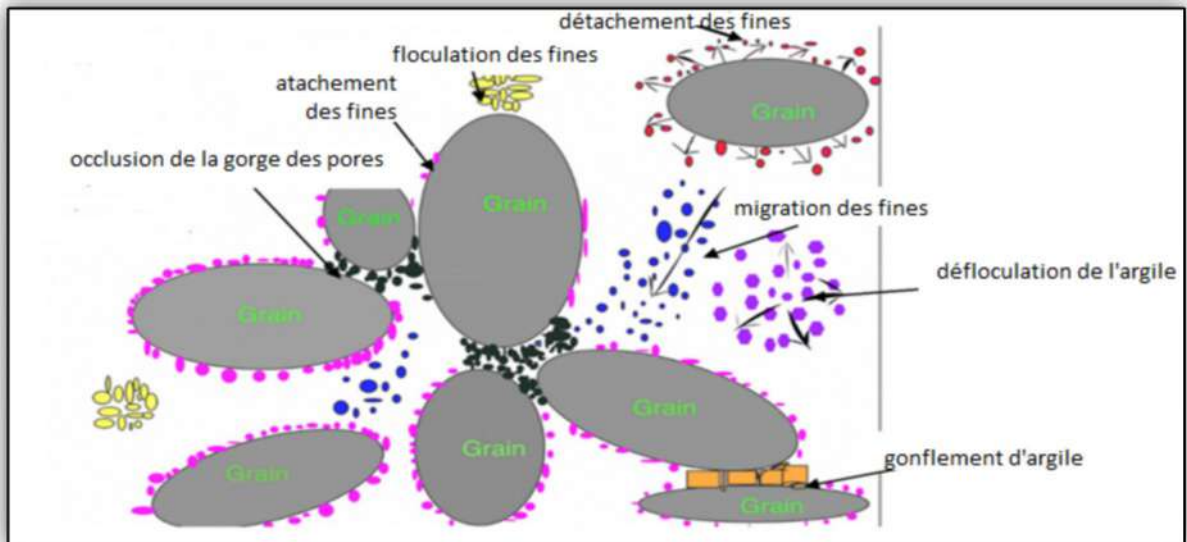


Figure 1.2 : les effets de l'interaction entre les différents mécanismes sur l'endommagement des formations. [06]

1.8 Sources d'endommagement au cours de l'historique du puits :

1.8.1 Au cours forage :

Des fluides et des pratiques de workover médiocres peuvent causer des endommagements considérables à une formation longtemps après la formation a été forée, cimentée et perforée. Beaucoup tendent à modifier la perméabilité vierge naturelle de produisant la formation au cours de la formation initiale opérations complétion et/ou de workover. Pour atteindre les objectifs de productivité du puits

(c'est-à-dire minimiser l'endommagement de la formation), le fluide de forage doit répondre aux objectifs supplémentaires suivants : réduire au minimum l'étendue de l'invasion de solides dans la formation en créant un pont à travers les pores et en formant un filtrat de cake fine et peu perméable minimiser l'étendue de l'invasion du filtrat et du polymère dans la formation par la formation d'un filtrat de cake externe et assurer la facilité d'élimination du filtrat de cake externe pendant le reflux vers maximiser la zone d'entrée pendant la production et éviter de boucher les gravil packing. [01]

1.8.2 Perforation et workover :

- **Perforation** : Le processus de perforation initie le flux de fluide de formation au puits. Les perforations sont le point d'entrée de la formation vers le puits et tout s'écoule dans un tubage, la complétion perforée doit passer par ces tunnels.
 - Une négligence lors de la perforation peut entraîner endommagement de la formation
 - Chaque fois que des endommagements à la formation sont suspectés la perforation doit être examinée en premier.
 - Le surpoids/sous équilibre, diamètre de perforation, pénétration de perforation, pénétration de densité, etc. doit faire l'objet d'une attention adéquate
- **WorkOver** : Le processus de WorkOver rend l'état du puits plus ou moins comme la condition de forage. La perte de filtrat et l'invasion de particules de fluide peut conduire endommagement à la formation et donc des soins doivent être payés pendant l'opération de WorkOver pour éviter l'endommagement. [01]

1.8.3 Durant la phase d'exploitation :

- **Dépôts organiques**: Ce sont des précipités lourds d'hydrocarbures, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. On cite: les paraffines, les asphaltées. Leurs conditions de formation dépendant de :
 - L'abaissement de pression et de température
 - La teneur en éléments lourds dans le puits
 - Pompage d'un fluide froid par rapport au brut. [06]
- **Dépôts minéraux (scale)** : Ils sont rencontrés dans l'ensemble du puits même dans les collectes. On cite:

- Le sulfate de calcium CaSO₄ et le sulfate de baryum BaSO₄
- Le chlorure de sodium NaCl
- Les carbonates de calcium CaCO₃
- Les produits de corrosion du fer FeS
- **Leurs conditions de formation dépendant de :**
 - Le changement de température
 - La composition de l'eau.
 - La baisse de la pression du puits.
 - Le changement de la salinité.
- **Migrations des fines:** Au cours de la production, des fines particules issues du réservoir peuvent être déplacées et migrées avec les fluides produits et colmater les abords du puits. [06]

1.7.4 Endommagement dû à la stimulation.

- **L'acidification:** Une méthode populaire pour traiter une formation endommagée consiste à injecter des acides, tels que l'acide chlorhydrique et hydro-acides fluoriques dans la formation près du puits. Bien que l'objectif de la stimulation acide soit d'éliminer l'endommagement et améliorer la productivité du puits, les traitements à l'acide n'augmentent pas toujours la productivité du puits. Parfois ils peuvent même réduire la productivité. Lors du traitement à l'acide certains minéraux sont dissous et peuvent précipiter plus tard. Particules fines attachés de manière lâche aux surfaces des pores peuvent être mobilisés pendant le traitement à l'acide. Traitement acide excessif-peut dissoudre les matériaux de cimentation de la formation ce qui provoquera l'effondrement des pores et la déconsolidation de la formation. Enfin, les tensioactifs utilisés en traitement acide comme inhibiteurs de corrosion peuvent changer la mouillabilité de la formation en humidité de l'huile. [02]
- **La fracturation hydraulique:** La fracturation hydraulique, un moyen efficace d'augmenter la productivité d'un puits, est également associée à des endommagements aux formations. Modèles électriques et études théoriques du régime permanent et transitoire les performances d'écoulement des puits fracturés indiquent que des endommagements peu profonds à la formation immédiatement entourant la fracture à peu d'effet sur la productivité du puits. Après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée

partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).
[02]

Aussi, le risque majeur est un développement vertical de la fracture qui mettrait le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirable). [06]

Le tableau 1.1 : Les mécanismes d'endommagement au cours des différentes phases du pétrole et du gaz récupération et leurs mesures correctives. [03]

Opération	No	mécanismes d'endommagement	Remédiation
Forage	1	Particules d'invasion Filtrat cake	Acidification de la matrice, Perforation, Fracturation hydraulique
	2	Gonflement et dispersion des indigènes Argiles réservoir par le filtrat de boue	Acidification de la matrice
	3	Précipitation mutuelle des sels solubles dans le filtrat et l'eau de formation	Acidification de la matrice
	4	Bloc d'eau/bloc d'émulsion	Traitement tensioactif, Acidification de la matrice
Cimentation	1	Migration des fines du coulis de ciment vers la formation	Acidification de la matrice, Perforation, Fracturation hydraulique
	2	Précipitation des solides du ciment au sein de la formation	Acidification de la matrice, Perforation,
	3	Précipitation de minéraux secondaires suite à la dissolution des minéraux du réservoir	Acidification de la matrice,
Contrôle du sable	1	Migration des fines	Acidification, Stabilisation de l'argile, Acidification avec des fluides à base de mousse
	2	Obturation des perforations	Acidification

Chapitre I: généralités sur l'endommagement

	3	Invasion de polymère	Traitement tensioactif, Acidification de la matrice
Complétion & workover	1	Hydratation et gonflement des minéraux argileux	Acidification, Stabilisation de l'argile,
	2	Mouvement et colmatage par des particules de taille argileuse dans la formation	Acidification, Stabilisation de l'argile,
	3	Colmatage par invasion de matériaux provenant des fluides du puits	Acidification de la matrice
	4	Blocs d'émulsion et d'eau dus à la perte de fluide de forage	Traitement tensioactif, Acidification de la matrice
	5	Effets de perméabilité relative	Acidification
	6	Précipitation de scale	Acidification
	7	Perforations bouchées en raison d'une mauvaise condition de perforation	Acidification, perforation
Production	1	Migration des fines	Traitement acide pénétrant en profondeur, Argile stabilisation
	2	Dépote de scale	Acidification
	3	Dépote des paraffines, wax, asphaltènes, sels.....	Traitement tensioactif, Traitement solvant
	4	Altération de la mouillabilité	Traitement tensioactif, Traitement solvant
	5	Bloc liquide	Traitement tensioactif
	6	Banque de condensat	Traitement tensioactif
	7	Génération d'émulsion	Traitement solvant/désémulsifiant
Acidification	1	Migration des fines	Fracturation hydraulique, Argile stabilisation
	2	Réaction et précipitation	Fracturation hydraulique, Acidification
	3	Formation de boues (slug)	Traitement au solvant
	4	Formation d'émulsion	Traitement au solvant, Traitement tensioactif
Fracturation hydraulique	1	Bouchage solide	Refracturation avec des fluides compatibles et agents de soutènement
	2	Blocs d'émulsion	Traitement tensioactif

	3	Blocs d'eau	Traitement tensioactif
	4	Changement de mouillabilité des roches	Traitement tensioactif
Injection d'eau	1	Invasion solide	Acidification, Fracturation hydraulique
	2	Migration des fines	Acidification, traitements de stabilisation d'argile
	3	Défloculation de l'argile	Liquide hautement salin
	4	Dissolution de formation	Traitement tensioactif, Stabilisation de l'argile Traitement
	5	Entraînement d'huile d'écémage	Traitement tensioactif
	6	Déficience d'origine biologique	Traitement biocide
	7	Afflux de sable	Traitement de consolidation du sable
	8	Adsorption chimique/mouillabilité Altérations	Traitement tensioactif
	9	Formation de scale insoluble et Emulsifications	Traitement tensioactif, Traitement au solvant
	10	Formation de précipité	Acidification

1.8 Importance de minimiser l'endommagement :

La capacité de produire des fluides à partir d'un réservoir est fortement affectée par la perméabilité à proximité du puits, par conséquent, l'endommagement à la formation peut réduire considérablement productivité. Les opérateurs ont étudié les mécanismes d'endommagement et développé moyens de contrôler ou de les prévenir. Ce faisant les opérateurs peuvent planifier et exécuter les opérations de forage, de complétion et de production avec une efficacité et viabilité économique Méthodes et technologies pour mesurer et quantifier l'endommagement aux formations continueront d'évoluer l'ultime opérateur les objectifs sont de minimiser l'endommagement et de maximiser la productivité. [03]

1.9 Evaluations d'endommagement :

1.9.1 Skin ou effet pariétal :

Le skin ou effet pariétal (facteur d'endommagement), doit être considéré comme une perte de charge additionnelle au voisinage immédiat du puits dans la formation. En bref une augmentation de la valeur de skin va diminuer les possibilités de production

Le facteur de skin est une constante qui est utilisée pour ajuster l'équation de débit dérivée de la condition idéale (milieu poreux homogène et isotrope) pour s'adapter aux applications dans des conditions non idéales. C'est un facteur empirique utilisé pour considérer les effets groupés de plusieurs aspects qui ne sont pas pris en compte dans la base théorique lorsque les équations de débit ont été dérivées. La valeur du facteur de skin peut être dérivée d'une analyse d'essai de transitoire de pression. Mais sa valeur a des significations différentes selon le régime d'écoulement. L'expression générale du facteur de skin totale est :

$$s_t = s_d + s_{c+o} + s_p + \sum s_{ps} \quad 1.1$$

Où

- s_d : Facteur d'endommagement pendant le forage, la cimentation, complétion du puits, l'injection de fluide et même le pétrole et production de gaz.
- s_{c+o} : Est un composant de peau en raison de complétion partiel et de l'angle de déviation.
- s_p : Est un composant de skin en raison de la condition d'écoulement non idéale autour des perforations associée à la complétion du trou tubé.
- $\sum s_{ps}$: Représente les composants de pseudo-skin dus à l'effet de flux non Darcy, multi-effet de phase et convergence des écoulements près du puits. [06]

1.9.2 Différents type de skin :

- dû aux opérations de forage: boue utilisée, invasion normale de la roche réservoir par les fluides de forage qui la colmatent, éventuellement fluides de complétion inadaptée
- dû à la complétion sélectionnée (casing cimenté avec perforations ou trou ouvert)

- dû à une consolidation additionnelle de la liaison couche trou
 - dû à un colmatage de la liaison couche trou au cours de la vie du puits (arrivées naturelles d'argiles, sables, dépôts..., ou mauvaise conduite du puits).
- [08]

1.9.3 Notion de facteur de skin :

Van Everdingen et Hurst ont introduit le concept de facteur de skin dans l'industrie pétrolière; ils ont remarqué que pour un débit donné, la pression mesurée en fond de trou était inférieure à cela calculé théoriquement. Cela indiquait qu'il y avait une chute de pression supplémentaire à une petite zone de perméabilité modifiée ou réduite autour du puits et appelée «zone envahie », ou zone endommagée, une zone de skin. Ils soupçonnent que la zone envahie est due à contamination du réservoir par la boue et colmatage de certains espaces poreux autour du puits. [02]

Mathématiquement, la chute de pression (skin) est représentée par :

$$S = \frac{kh(\Delta p_s)}{141,2q\beta_0\mu_0} \quad 1.2$$

q Est le débit entre le puits et la formation, k la perméabilité initiale de la formation, μ est la viscosité, h la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit et S le skin et β_0 est le facteur volumique. [01]

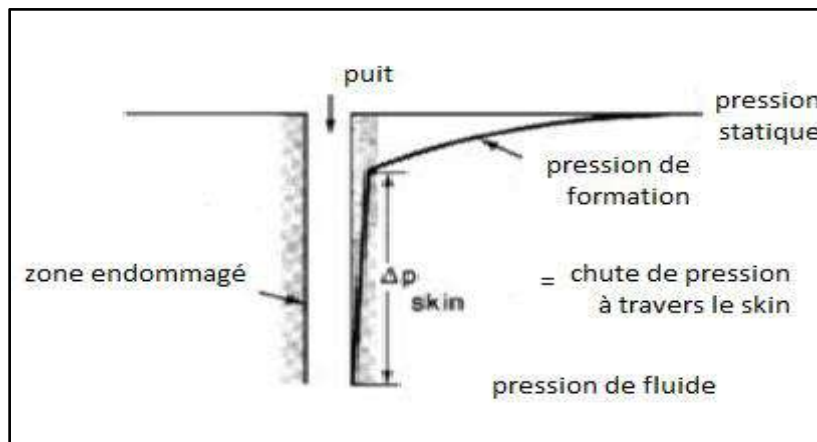


Figure 1.3: Profil de pression dans la région proche du puits avec zone endommagée. [02]

1.9.4 L'effet de skin :

L'effet de la zone de skin est de modifier la répartition de la pression autour du puits. En cas d'endommagement la zone de skin provoque une perte de pression supplémentaire dans la formation. En cas d'amélioration, l'inverse de celui de l'endommagement du puits se produit. Si nous nous référons à la chute de pression dans la zone de skin comme Δp_{skin} , la figure ci-dessous compare les différences chute de pression dans la zone de skin pour trois résultats possible. [02]

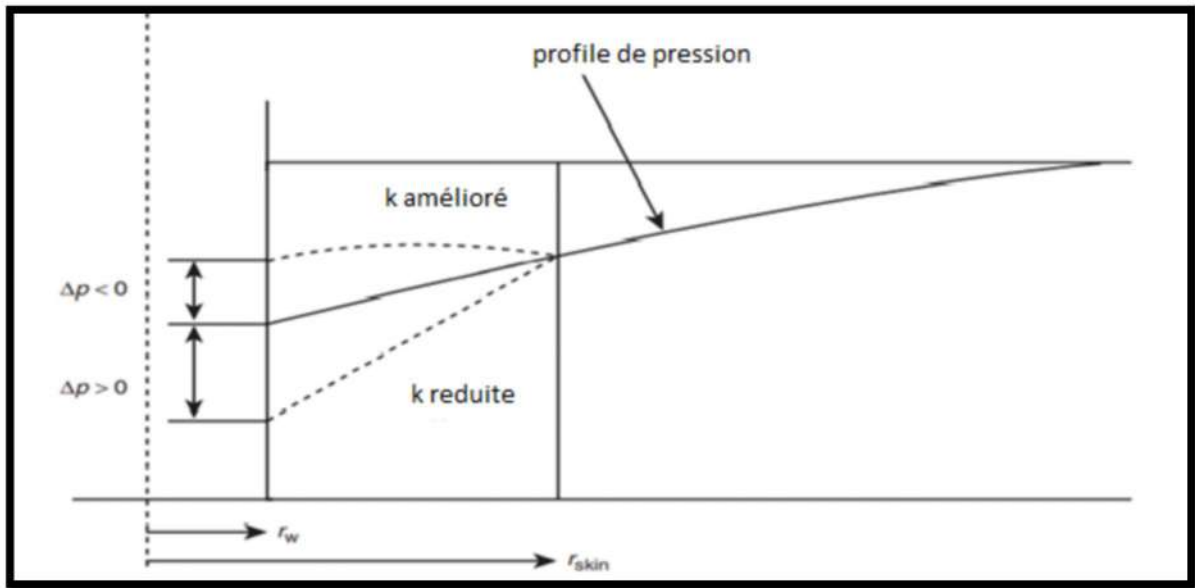


Figure 1.4 : Représentation des effets de skin positifs et négatifs. [02]

- Premier résultat: $\Delta p_{skin} > 0$, ce qui indique une chute de pression supplémentaire due à des endommagements au puits c'est-à-dire $k_{skin} < k$.
- Deuxième résultat: $\Delta p_{skin} < 0$, ce qui indique moins de chute de pression due à l'amélioration du puits c'est-à-dire $k_{skin} > k$.
- Troisième résultat: $\Delta p_{skin} = 0$, qui n'indique aucun changement dans l'état du puits c'est-à-dire $k_{skin} = k$

Hawkins (1956) a suggéré que la perméabilité dans la zone de skin, c'est-à-dire k_{skin} , est uniforme et que la chute de pression à travers la zone peut être approximée par l'équation de Darcy. Hawkins a proposé l'approche suivante :

$$s = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad 1.3$$

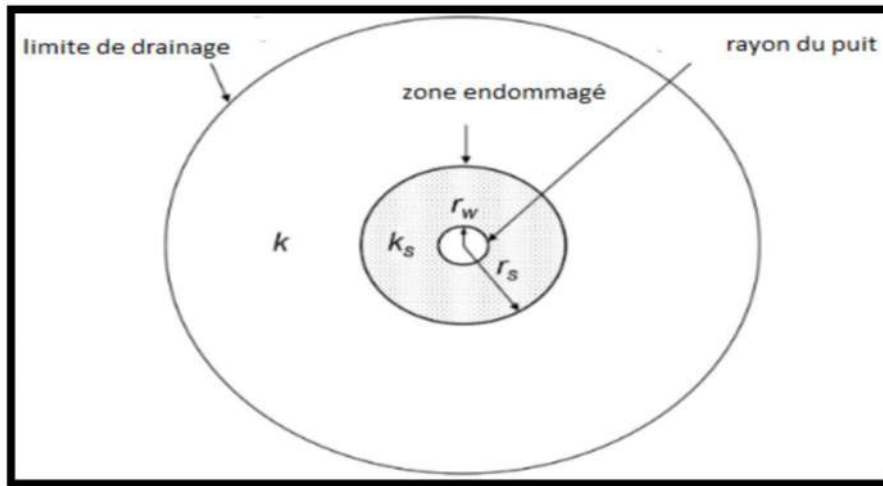


Figure 1.5: illustre la zone endommagée autour de la fracture dans un puits vertical

En fonction du rapport de perméabilité $\frac{k}{k_{skin}}$ et si $\ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right)$ est toujours positif, il n'y a que trois résultats dans l'évaluation du facteur de skin s :

1. Facteur de skin positif $s > 0$: Lorsque la zone endommagée proche le puits existe, k_{skin} est inférieur à k et donc s est un nombre positif. L'ampleur du facteur de skin augmente à mesure que k_{skin} diminue et que la profondeur d'endommagement r_{skin} augmente.
2. Facteur de skin négatif $s < 0$: lorsque la perméabilité autour le puits k_{skin} est supérieur à celui de la formation k , un facteur de skin négatif existe. Ce facteur négatif indique un état de puits stimulé.
3. Facteur de skin zéro $s = 0$: le facteur de skin zéro se produit lorsqu'aucun alternance de la perméabilité autour du puits est observé c'est-à-dire que $k_{skin} = k$. [02]

Chapitre II : les dépôts de sel

2.1 Introduction :

L'incidence du problème n'est pas une chose étrange dans les industries pétrolières, car il est évident qu'il n'y a aucune discussion à ce sujet. Parmi les problèmes que nous étudions et représenté par le problème des dépôts de sel, Et cela a eu des conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent.

Les puits de production ont rencontré un grave problème en raison de ces dépôts, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies. De plus, l'origine du sel est contenue dans les eaux de gisement ou bien les eaux utilisées au cours de l'exploitation ou dans la formation de la roche en soi.

La présence de ces dépôts dans les puits, Entraîner une réduction de productivité (Diminution du débit de pétrole brut), Le produit doit trouver des méthodes préventives et curatives afin de se débarrasser de ce dépôts, en fonction de leur nature chimique et de leur état physique.

2.2 Définition de dépôts :

C'est un résidu indésirable déposé dans les puits de pétrole, et on peut le trouver localisé dans les pores d'une roche ou à la surface de la paroi d'un puits, aussi dans un pipeline, Il s'est formé en fonction du type de formation rocheuse et sous l'influence du changement de température et de pression qui en résulte, ainsi qu'en fonction de la nature et des propriétés des fluides présents dans le réservoir.

2.3 Type de dépôts :

Il existe deux types de dépôts, représenté qui les dépôts inorganiques et les dépôts organiques :

2.3.1 Dépôts inorganiques :

Est un processus de dépôt de tartre à partir d'eau solutions de minéraux, appelées saumures, quand ils deviennent sursaturés à résultat de l'altération de l'état de leur thermodynamique et les équilibres chimiques. Le inorganique scale peut se provoqué dans tubing de puits et à proximité des formations de puits de la production et puits d'injection.

2.3.1.1 Dépôts de sel :

Au fur et à mesure que les puits progressent vers les derniers stades de la production, leur pression du réservoir diminue, pour les puits à faible débit de production d'eau, la probabilité de dépasser la limite de solubilité augmente et le problème de la précipitation du sel est souvent observé. Le dépôt de sel se produit dans le tube et à travers les perforations et entrave l'écoulement du réservoir dans le puits. [11]

L'effet des dépôts de sel sur la durée de vie d'un puits en production pourrait avoir un impact très important, la productivité du puits diminue considérablement et si elle est laissée sans surveillance, l'obstruction complète du puits est également possible. Outre la perte de production, des travaux de maintenance fréquents sont nécessaires pour rétablir le chemin d'écoulement dans le puits, comme les traitements réguliers de l'eau douce, des moyens mécaniques d'éliminer les taches de sel via des grattoirs et des unités de coiled tubing, etc. Tout cela entraîne des coûts et a de bons effets économiques. [07]

Les sels dans le pétrole brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est la suivante:

- NaCl (chlorure de sodium): 70 %.
- MgCl₂ (chlorure de magnésium): 20 %.
- CaCl₂ (chlorure de calcium): 10 %.

Ces sels se présentent soit se forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut. [12]



Figure 2.1: scale de dépôts sels. [27]

2.3.1.1.1 Mécanisme de formation de dépôt de sel :

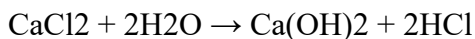
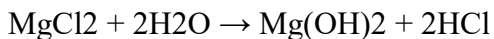
- Les principaux facteurs à l'origine de la production de sel sont, évaporation de l'eau produite en raison de la faible pression du réservoir. Expansion du gaz lorsqu'il pénètre dans la région du puits de forage.
- Pression du réservoir, température (changements thermiques brusques) et capacité de transfert de fluide.
- Quantité d'eau présente dans la formation. Teneur en solides dissous totaux (TDS) présents dans l'eau de formation.

De plus, la quantité de sel précipité dépend grandement sur la salinité des eaux de formation et les phénomènes de transport de l'eau. [11]

2.3.1.1.2 Problèmes de sel :

Les sels dissous dans l'eau du pétrole brut précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur et des fours et présentent les inconvénients suivants :

- Diminution de pression qui implique une réduction de débit où augmentation de la vitesse de passage à cause de la réduction de la section de passage.
- Diminution du coefficient de transfert de chaleur, car les sels sont mauvais conducteurs de chaleurs.
- Corrosion des circuits de tubing (fond) et canalisations (surface), en fait une couche d'oxyde se forme spontanément à la surface de l'acier. Cette couche d'oxyde protégé plus ou moins l'acier de la corrosion. Mais les ions chlorures ont un effet très déstabilisant sur cette couche d'oxyde. [08] Tell qu'en présence de chlorure de magnésium et de calcium selon les réactions suivantes. [12]



2.3.1.1.3 Salinité :

Est le degré auquel l'eau contient des sels dissous. Généralement c'est exprimée en terme de partie par million (ppm), tel que **1 ppm = 1 mg/kg** Comme on le trouve dans la salinité de l'eau, la force ionique d'une solution est fonction de la molalité et de la

charge des composants. La force ionique est une propriété de phase. La force ionique d'une phase est la somme des forces ioniques des espèces dissoutes individuelles.

$$I = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n (m^k (z^k)^2) \text{ mol/kg} \quad 3.1$$

Tell que

- m^k : est la molalité du composant.
- k et z^k : est la charge du composant
- n : représente le nombre de composants dans une phase spécifique. [14]

De plus, le taux de salinité varie d'un réservoir à l'autre, allant d'une force ionique très faible à une salinité élevée saumures contenant une large gamme défèrent d'ions, quelques exemples de chimie de la configuration de l'eau sont présentées dans le tableau 3.1. [23]

Tableau 2.1: exemples de chimie de la configuration de l'eau [23]

Ion (ppm)	le champ Miller (Wyld et al. 2006)	Pentland Réservoir (Jordan et al. 2000)	le champ Elgin (Dyer et al, 2006)	le champ Heron (Jasinski et al. 1997)	le champ Hassi-Messiaoud Area (Jasinski et al. 1997)	le champ Groet (Nieuwland et Collins, 2004)	le champ Forties (Brown et al. 1991)	le champ Ras Budran (Abdeen et Khalil, 1995)	le champ Banff (Jordan et Mackay, 2007)
Sodium (Na)	26,765	41,590	86,750	113,023	89,000	121,930	29,364	31,300	2,5210
Chloride (Cl ₂)	41,500	91,200	176,500	261,370	227,000	195,900	52,360	97,400	44,140
Potassium (K)	1,100	345	7,500	10,106	7,400	502	372	1,195	585
Calcium (Ca)	676	11,790	17,600	40,509	36,400	2,989	2,809	20,500	2,600
Magnesium (Mg)	65	955	3,000	1,710	1,970	762	504	4,330	345
Strontium (Sr)	34	680	100	1,011	N/D	104	574	414	135
Barium (Ba)	650	1,690	3,900	1,206	580	1	252	11	13
Sulphate (SO ₄ ²⁻)	10	16	–	0	N/D	130	0	300	955

2.3.1.1.4 Mesure la salinité dans laboratoire :

La mesure de la salinité du pétrole brut nécessite du matériel et des produits chimiques,

❖ **équipement utilisé :**

- Coupe Beecher 100ml
- Appareil de salinité meter

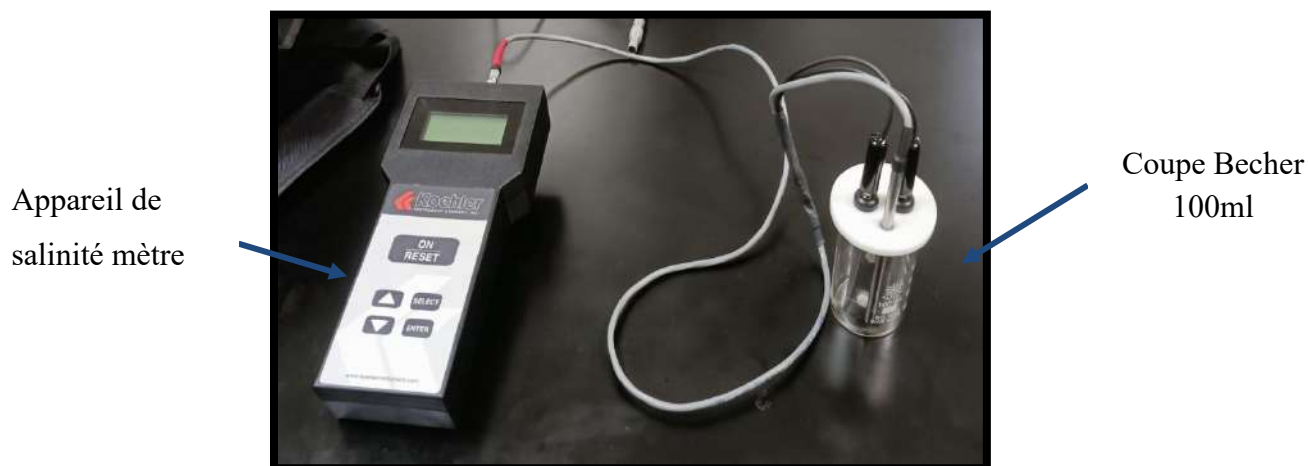


Figure 2.2: Appareil de salinité mètre.

❖ **Solvant chimique :**

- Xylin.
- Mixte éthanol (63% béthanol et 37% méthanol)

❖ **La méthode :**

On prend une Coupe Becher et on y verse 15 ml de Xylin, puis 10 ml d'huile brute, puis on Encore une fois, nous ajoutons du xylène, mais cette fois le volume est de 25 ml, Et dans le dernier, on ajoute 50ml de mélange d'éthanol, on agite bien le mélange puis on laisse reposer 5 minutes, et après tout cela vient le rôle d'un appareil pour mesurer la salinité et c'est en immergeant le porteur de l'appareil dans le mélange.

2.3.1.1.5 Le traitement de dépôts de sel :

Lorsque les puits dont la production a une teneur en sel supérieure à 1 g par litre des dépôts de sel se forment sur les équipements au fond du puits ou même dans la formation.

Les mesures correctives suivantes ont été prises :

- a. un. Pour les puits ayant des dépôts de sel mineurs à la base du tubing, (gauge cutter ring set) fonctionnent par slick line.

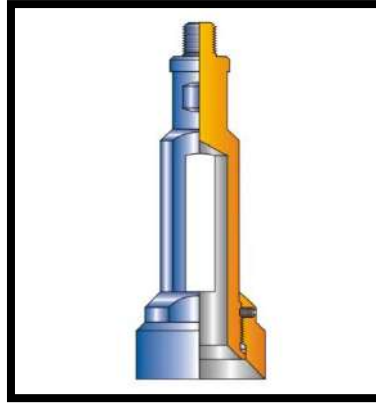


Figure 2.3 : gauge cutter [26]

- a. Pour les puits ayant des dépôts de gros sel dans la formation, lavage avec de l'eau douce traitée avec un agent tensioactif pour faciliter la dissolution du sel.

Pour les puits produisant un pourcentage élevé d'eau salée, injection d'eau douce au fond de puit. En pratique, l'eau est injectée dans le 7" casing, et pénètre dans tubing par des perforations, car la pression d'écoulement au fond de puits est supérieure à la pression hydrostatique de la colonne d'eau. Considération est d'équiper ces puits de deux tubes concentriques pour réduire le risque de corrosion par l'eau injectée. L'eau injectée doit être traitée.

1. un bactéricide.
2. un inhibiteur de corrosion
3. un scale préventif, en pratique, l'injection d'eau à la base du tubage provoque la précipitation du sulfate de baryum ($BaSO_4$ contenait des traces dans l'eau de formation. [16])

2.3.1.1.6 Prévention de dépôts de sel :

2.3.1.1.6.1 Injection en fond de par lignes d'injection :

Cette méthode est courante pour de nombreux puits, surtout ceux avec scale du carbonate de calcium qui se forment dans tubing plutôt que dans le réservoir. Même là où des scales se forment le réservoir et tubing, une ligne de contrôle de petit diamètre (1/4 in) est adéquate pour les débits, même si les lignes de plus grand diamètre sont moins sujettes au blocage et 3/8 in ou même 1/2 in est maintenant commun. Les lignes plus larges présentent un inconvénient lorsqu'elles sont utilisées dans des puits coulant sous la pression hydrostatique, Le réservoir drawdown peut

créer une surface vide sur la ligne d'injection et Provoque une coupure du débit d'injection en fond de puit. Certaines conceptions d'injection chimique intègrent un filtre de fond de trou (par exemple sous le tubing hanger), nettoyant du fluide d'injection et filtration de surface avant l'injection en fond de puits est très important, puisque une ligne bloquée ne peut pas être réparée. Il a également un faible coût.

Notez que le mandrin d'injection chimique est en dessous à la fois de la gauge et vanne de gas lift valve. Protège ces appareils, en particulier la vanna de gas lift, [23]

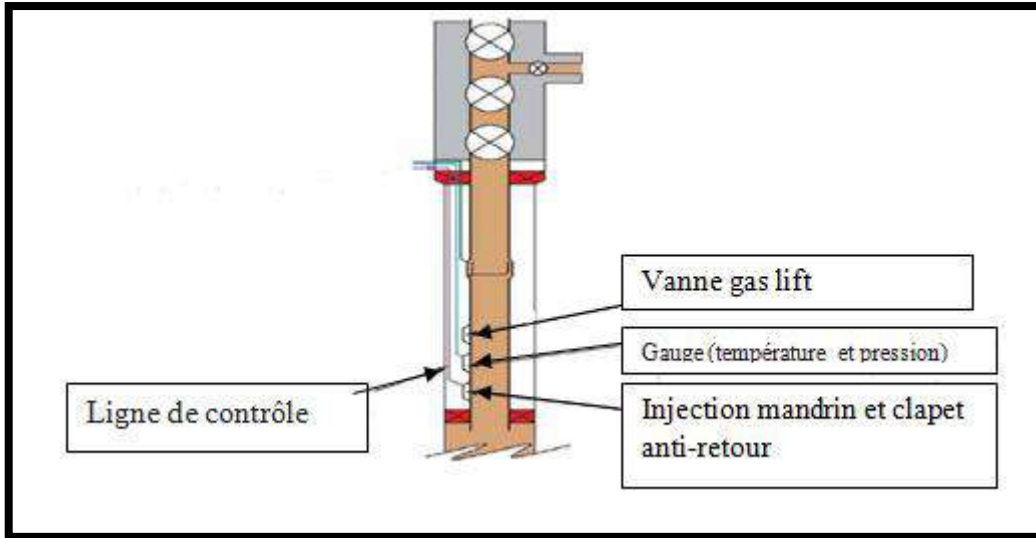


Figure 2.4 : Exemple d'injection chimique en fond de puits. [23]

2.3.1.2 Dépôts minéraux :

Les scale minérales sont des solides inorganiques précipité de l'eau et ensuite déposé. Scale sont une forme courante des dommages de formation et des blocages ou des restrictions aux perforations, ligne de surface ou tubing. Comme la plupart des problèmes de production,

La formation de scale minéraux est reconnue comme l'une des principales garanties d'écoulement problèmes affectant de la production de pétrole et gaz. Les principaux problèmes de dépôts de scale minéraux dans les industries pétrolières sont colmatage du puits, réduire la durée de vie des équipements, affectant l'intégrité des composants comme la vanne de contrôle souterraine (SSCV), Pompes submersibles électriques (ESP) et actionneurs hydrauliques. Les implications économiques découlent de la réduction du débit de fluide et donc baisse de la production de pétrole, mais aussi les énormes coûts de maintenance liés au remplacement lignes de production.

Les dépôts de scale inorganique (par ex. CaCO_3 , BaSO_4 et SrSO_4) peuvent être déposés tout au long des trajets d'eau dans les applications de canalisation, industries pétrolières rencontrent normalement deux types de formation de scale :

- Les dépôts de carbonate (CaCO_3 et FeCO_3) où que se trouve il y a un changement de température et de pression qui résulte qui se traduit par la libération de dioxyde de carbone de la forme aqueuse à la forme gazeuse à partir de le fluide qui s'écoule.
- scale de sulfate (BaSO_4 , SrSO_4 , CaSO_4 et $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) viens environ où il y a un mélange de deux saumures incompatibles. [25]

2.3.2 Dépôts organiques :

2.3.2.1 Définition des asphaltènes :

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants (fragiles) et est le constituant le plus lourd et le plus polaire du pétrole brut, également défini comme une classe de solubilité soluble dans les fluides aromatiques (benzène, toluène, ...etc.) et insoluble dans les alcanes (pentane, heptane normale).

Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées. [15]

2.3.2.2 Dépôts asphaltènes :

La formation de dépôt asphalténique constitue l'un des problèmes les plus fréquents liés à la production de pétrole brut. L'endommagement des réservoirs, la réduction de la productivité des puits de pétrole, et le bouchage des tubes et des installations de production sont quelques-unes de ses conséquences.

La phase liquide du pétrole brut en raison des changements de température, de pression, ou composition d'huile. Dans le réservoir, l'accumulation de dépôts l'asphaltènes sur les surfaces rocheuses obstrue les pores pour réduire la perméabilité de la roche ou pour modifier la mouillabilité de la roche. La réduction de la perméabilité due au dépôt d'asphaltènes est généralement, il entrave également l'écoulement du pétrole brut du fond du puits vers la surface, et cela est dû à son dépôt dans le tubing et aussi pipelines. [18]



Figure 2.5 : Scale de dépôt asphalténes. [18]

2.3.2.3 Les facteurs qui influent sur la déposition des asphalténes :

Les facteurs qui pourraient influencer sur la déposition d'asphaltènes à HMD sont dans la quasi-totalité ceux listés ci-après. Dans l'ordre de plus grande influence, on pourrait citer : l'évolution des paramètres thermodynamiques (surtout la pression) et la composition d'huile ; la vitesse de filtration de l'huile dans la matrice ; les injections de CO₂ et d'eau ; les venues d'eaux et l'acidification matricielle. [10]

2.3.2.4 Les paramètres thermodynamiques et la composition de l'huile :

Pendant la récupération primaire de l'huile, la pression, la température, et la composition sont les trois facteurs principaux qui affectent sur la précipitation des asphaltènes dans le réservoir ou les installations de production. Ces facteurs sont discutés ci-dessous. [10]

2.3.2.4.1 La pression :

La pression est le facteur majeur qui provoque la précipitation des asphaltènes dans des réservoirs lors de la récupération primaire du pétrole.

Thawer et al (1990) ont étudié les effets de la pression sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile et a constaté que l'asphaltènes a commencé à se précipiter quand la pression a diminué en dessous d'une pression supérieure au point de bulle de l'huile brute. Que la pression a diminuée, de plus en plus précipité l'asphaltènes et la

quantité de précipité d'asphaltènes atteint le maximum au point de bulle. Au-dessous du point de bulle de l'huile, une certaine réduction de précipitation des asphaltènes a été observée. [19]

2.3.2.4.2 La température :

Il convient de noter qu'il existe encore des désaccords dans la littérature sur l'effet de la température sur la précipitation des asphaltènes, certains chercheurs ont mené des expériences sur l'effet de la température sur la solubilité de l'asphaltènes, parmi eux, Aderson et Stenby, 1996 a tenté de dissoudre les précipitations d'asphaltènes dans une solution de n-heptane-toluène pour étudier la thermodynamique des précipitations d'asphaltènes dans une intervalle de températures de 24 à 80 C°. Ils ont constaté que la solubilité des asphaltènes augmentait à mesure que la température augmentait dans cet intervalle.

Maqbool et al, 2011 ont également fait des expériences sur l'effet de la température sur les précipitations d'asphaltènes. Ils ont observé que la quantité de précipitations d'asphaltènes à 50 C° est inférieure à celle à 20 C° lorsque les autres conditions sont conservées, ce qui indique que les asphaltènes sont plus solubles dans le pétrole brut à une température plus élevée. Burke et al (1988) ont démontré que la solubilité d'asphaltènes diminué avec l'augmentation de la température. [20]

et d'ici montré que D'autres expériences sont nécessaires pour étudier et de clarifier l'effet de la température sur la solubilité des asphaltènes.

2.3.2.5.1 L'injection de CO2 :

- l'asphaltènes dans le pétrole brut léger est affecté par la teneur en CO2 et la pression.
- Lorsque la pression est supérieure à 7 MPa, l'agrégation de l'asphaltène se produit.
- Lorsque la teneur en CO2 est supérieure à 10 %, l'agrégation de l'asphaltène se produit. Les résultants expérimentaux sont différents de l'effet de la teneur en CO2 sur la précipitation des asphaltènes dans l'huile lourde. Dans le pétrole lourd, l'agrégation des asphaltènes ne se produit pas lorsque la fraction

massique de CO₂ est inférieure à 35%, et lorsque la fraction massique de CO₂ passe à 40%, • les particules d'asphaltènes commencent à s'agréger puis à former des précipitations. [21]

2.3.2.5.2 L'eau de formation :

Les données montrent que l'eau retarde le dépôt d'asphaltènes probablement en raison de l'hydrogène liaisons entre les molécules d'eau et les hétéroatomes (N, O, S) des asphaltènes. En conséquence de liaison hydrogène, les agrégats seront moins susceptibles de s'adsorber sur la surface du pipe métallique.

Nous avons démontré que la taille des agrégats d'asphaltènes est indépendante des molécules d'eau. Les résultats révèlent que la viscosité diminue jusqu'à 2000 ppm. [22]

2.3.2.6 Le traitement des asphaltènes :

Les puits partiellement ou totalement obstrués par des dépôts d'asphaltènes sont nettoyés selon les méthodes suivantes :

2.3.2.6.1 Méthodes mécanique :

Ces méthodes consistent en un grattage mécanique des dépôts à l'intérieur des puits. La méthode courante est l'utilisation de l'unité de Slick line, cette méthode est lente et coûteuse dans le cas d'un dépôt long et difficile. Une autre méthode consiste à percer les dépôts par un outil de sablage hydraulique utilisant une unité de Coiled tubing. Cependant, cette unité a pour inconvénient de limiter la pression de travail ce qui rend la méthode de nettoyage difficile. Il existe une autre méthode de nettoyage par application de pression pour créer une pression différentielle à travers le dépôt afin de le déloger. [17]

2.3.2.6.2 Traitement chimique :

Lorsque les méthodes mécaniques échouent, un traitement chimique avec des solvants est nécessaire pour éliminer les dépôts d'asphaltènes. La plupart des solvants asphaltènes sont des solvants aromatiques. La solubilité des asphaltènes dans différents hydrocarbures liquides a été examinée et des huiles désasphaltées à haute teneur en aromatiques ont également été utilisées à faible coût, alternativement avec

des solvants chimiques, Le xylène avec un point d'éclair bas de 28 -C est probablement le solvant aromatique le plus commun. Le toluène est encore plus volatil (point d'éclair 5 -C), il est également utilisé, mais c'est moins efficace. Cependant, l'utilisation de ces solvants hydrocarbonés est limitée pour de nombreuses raisons, ils peuvent créer de la corrosion, considérations de sécurité (risque d'explosion et d'incendie en raison de leur faible point d'éclair). [17]

2.3.2.7 Prévention de dépôts d'asphaltènes :

Manipulation des paramètres de production pétrolière : Une méthode pour empêcher ou réduire le dépôt d'asphaltène dans les puits consiste à contrôler la pression, Température et/ou débit pour éviter les conditions de précipitation des asphaltènes. L'utilisation d'anneaux isolants pour éviter les pertes de température excessives et maintenir une température constante du fluide, Cependant l'application de cette méthode est limitée. Une autre méthode consiste à augmenter la taille du orifice choke afin de réduire le rapport gaz/huile dissolution (Rs) et réduisent par conséquent la possibilité de travailler dans le domaine diphasique en dessous du point de bulle. [17]

2.3.2.8 Dépôts de paraffine :

Les paraffines sont des alcanes de poids moléculaire élevé (C₂₀+) qui peuvent s'accumuler sous forme de dépôts dans le puits, dans les pipelines, etc. Ces dépôts organiques peuvent agir comme des étranglements (chokes) dans le puits, entraînant une diminution graduelle de la production avec le temps à mesure que les dépôts augmentent de l'épaisseur. Cela peut entraîner des problèmes à moins que des mesures correctives ne soient prises de manière systématique et périodique. Les dépôts varient en consistance des accumulations molles aux dépôts durs et fragile. Habituellement, les dépôts sont plus fermes et plus durs avec le poids moléculaire des dépôts de paraffine augmente. Parfois, les paraffines et les asphaltènes se trouvent ensemble dans des dépôts. [24]

La paraffine entraîne également un changement de comportement du fluide en écoulement ou bien encoure la prise en gel lors de la phase d'arrêt. [13]

2.3.2.8.1 La cause de dépôt de paraffine :

La principale cause de dépôt de cire ou de paraffine est simplement une perte de solubilité dans le pétrole brut. Cette perte de solubilité est généralement le résultat de changements de température, de pression ou composition du pétrole brut en résultat de la perte de gaz dissous. Les paraffines qui ont le plus haut le point de fusion et le poids moléculaire sont généralement les premiers à se séparer de la solution, avec des paraffines de poids moléculaire est plus bas se séparant à mesure que la température diminue davantage. Par exemple, un alcane C60 avec un point de fusion d'environ 215°F se déposera à une température beaucoup plus élevée qu'un alcane C20 avec un point de fusion de 98°F. [24]

2.3.2.8.2 Elimination des dépôts de paraffine :

Les accumulations de paraffine sont éliminées par des méthodes qui peuvent être globalement classé en trois catégories:

- l'élimination mécanique des dépôts de paraffine.
- l'utilisation de solvants pour éliminer les dépôts de paraffine.
- l'utilisation de la chaleur pour faire fondre et éliminer la cire.

Méthodes mécaniques telles que grattoirs (scrapers), et autres outils sont les plupart utilisés pour éliminer les dépôts de paraffine dans le puits. Ils peuvent être très efficaces et sont relativement peu coûteux.

Le solvant le plus couramment utilisé pour éliminer la paraffine des pipes ligne et du puits proche région est le pétrole brut. L'huilage à chaud est la méthode la moins chère, Le pétrole brut prélevé au fond du réservoir est chauffé à des températures 300 F° ou plus. Cette huile chauffée est ensuite injectée ou alimentée par gravité dans le tubing ou annulaire. La température élevée induit une solubilisation des dépôts de paraffine dans le brut injecté, qui est ensuite produit à la surface. Un huilage à chaud a été utilisé avec succès pour éliminer les dépôts de paraffine, mais peut entraîner des dommages à la formation. L'utilisation de chaud l'eau salée pour faire fondre la paraffine peut être une approche plus sûre. [24]

Chapitre III : Résultats et discussion

3.1. INTRODUCTION :

Les échantillons de sel ont été prélevés a partir les puits du champ de Bir El Seba. Tous Les échantillons (8 échantillons) ont été transférés au laboratoire afin de réaliser l'homogénéité. Nous avons choisi la technique **Spectroscopie infrarouge de transformation de Fourier (FTIR)** pour déterminer le groupement fonctionnel de ces échantillons et donner une approximation sur leur composition chimique car leur comportement et leur stabilité sont directement liés à leur composition chimique. Tous les résultats obtenus et leur interprétation sont discutés dans ce chapitre.

Avant de discuter des résultats, nous présentons le champ étudié

3.2 Présentation de champ Bir Seba (BRS) :

Un contrat de partage de production, pour les blocs 433a & 416b, périmètre de Touggourt, Algérie a été conclu entre SONATRACH et PVEP (appelée auparavant PIDC) le 10 Juillet 2002 et a pris effet le 30 Juin 2003. L'association du groupement Bir Seba est entre SONATRACH, PVEP et PTTEP Algérie [28].

- **SONATRACH:** est la Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures.
- **PVEP:** est la société Pétro-Vietnamienne d'Exploration et Production.
- **PTTEP:** est une société nationale d'Exploration et Production Pétrolière dédiée à la fourniture durable de pétrole à la Thaïlande et aux pays dans lesquels elle opère.

Les participations des sociétés PVEP, PTTEP et SONATRACH dans le groupement sont respectivement de 40 %, de 35 % et de 25 %. [29]

Les logos et les drapeaux des partenaires du groupement Bir Seba sont représenté ci-dessous:



Figure 3.1:

Parts des partenaires dans le groupement

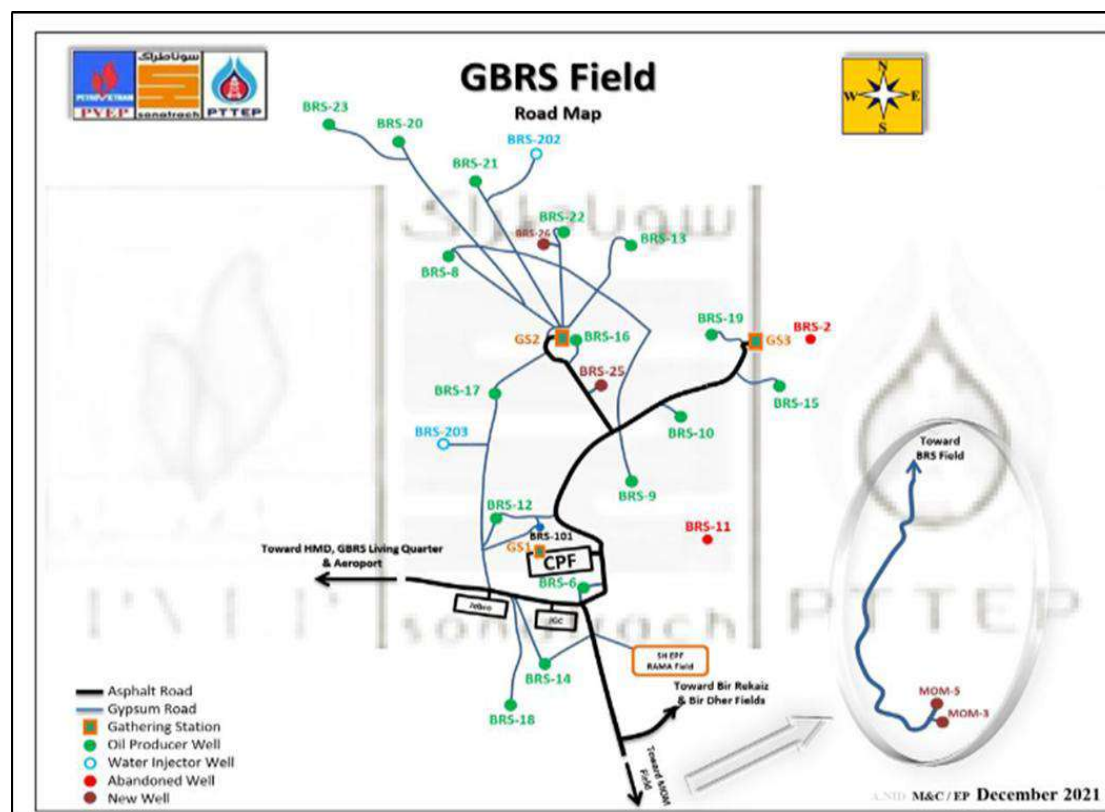


Figure 3.2 : Implantation du puits dans le champ BIR-SEBA

3.3 Capacité de production du GBRS:

Le taux de production maximal de pétrole est calculé à 20 000 barils par jour en phase 1. Lors du développement complet du champ (c'est-à-dire en phase 2), le taux de production sera potentiellement augmenté à hauteur de 40 000 barils par jour après trois années de production. La capacité design du CPF est donnée dans le tableau suivant: [30]

Tableau 3.1: Capacité de design du CPF

Description	Phase 1	Phase 2
Capacité de traitement d'huile (BOPD)	20000	20000
Gaz associé (MMscfd)	17	17
Production d'eau (BWPD)	6000	6000
Capacité d'injection d'eau (BWPD)	/	35000

Débit de gaz lift injecté (MMscfd)	/	38
Nombre de puits producteur de brut	16	22
Nombre de puits injecteur d'eau	/	14

Remarque : la phase est une planifier de l'exploitation du champ BIR-SEBA.

3.4 Matériaux et méthodes :

3.4.1 Prélèvement des échantillons de sel :

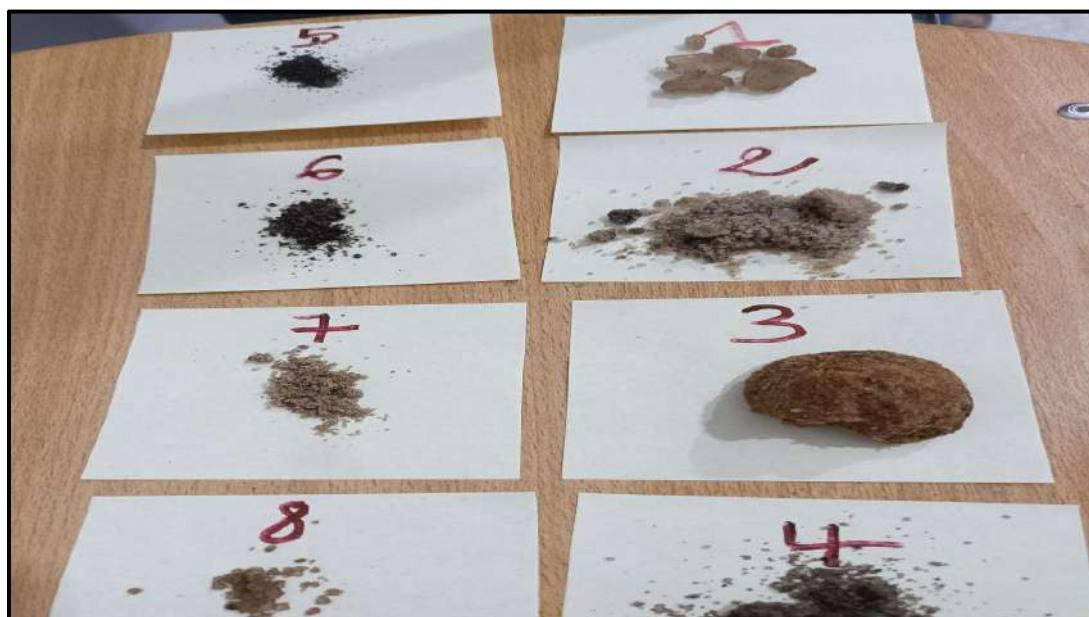


Figure 3.3 : les échantillons prélevés

Les échantillons ont été extraits à partir de différents endroits en utilisant la technique de Slickline. Les détails de chaque échantillon sont mentionnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3.2: détail de l'extraction des échantillons

Date	nom de puit	Type d'opération	Détaille de l'opération	Numéro d'échantillon
25/04/2022	Brs-13	slk	* Balise RIH 2 "SB 3925 m, renversée, POOH Donc, l'échantillon de sel cristallisé a été collecté.	01
06/04/2022	Brs-20	slk	* Étiquette d'écope de sable de 2 "dérivée à 3880 m Échantillon de sel collecté.	02
16/04/2022	Brs-19	slk	Puit dérivé par 2.7" GC Tag à 3856 m.	03
12/04/2022	Brs-14	slk	* RIH 2 "SB marqué à 4030 m, secoué puis POOH, échantillon de sel collecté.	04
19/04/2022	Brs-17	slk	* RIH 2 "SB marqué à 3975 m s'est effondré puis, POOH Donc, l'échantillon de sel + trace d'asphalte a été collecté.	05
09/04/2022	Brs-09	slk	* RIH 2 "SB marqué à 3963 m, secoué puis POOH, échantillon de sel collecté	06
25/04/2022	Brs-18	slk	* Bien dérivé par GC 2,7" marqué à 00 m Pompage TW, Gardez le puits fermé * Bien dérivé par GC 2,7 "Tage à 800 m puis passer à l'étiquette dure à 1500 m	07
12/04/2022	Brs-22	slk	* RIH 2 "SB marqué à 3830 m, secoué puis POOH, échantillon cristallisé au sel collecté.	08

3.5 Résultats et discussions :

3.5.1 Caractérisation des échantillons de sel par la technique FT-IR :

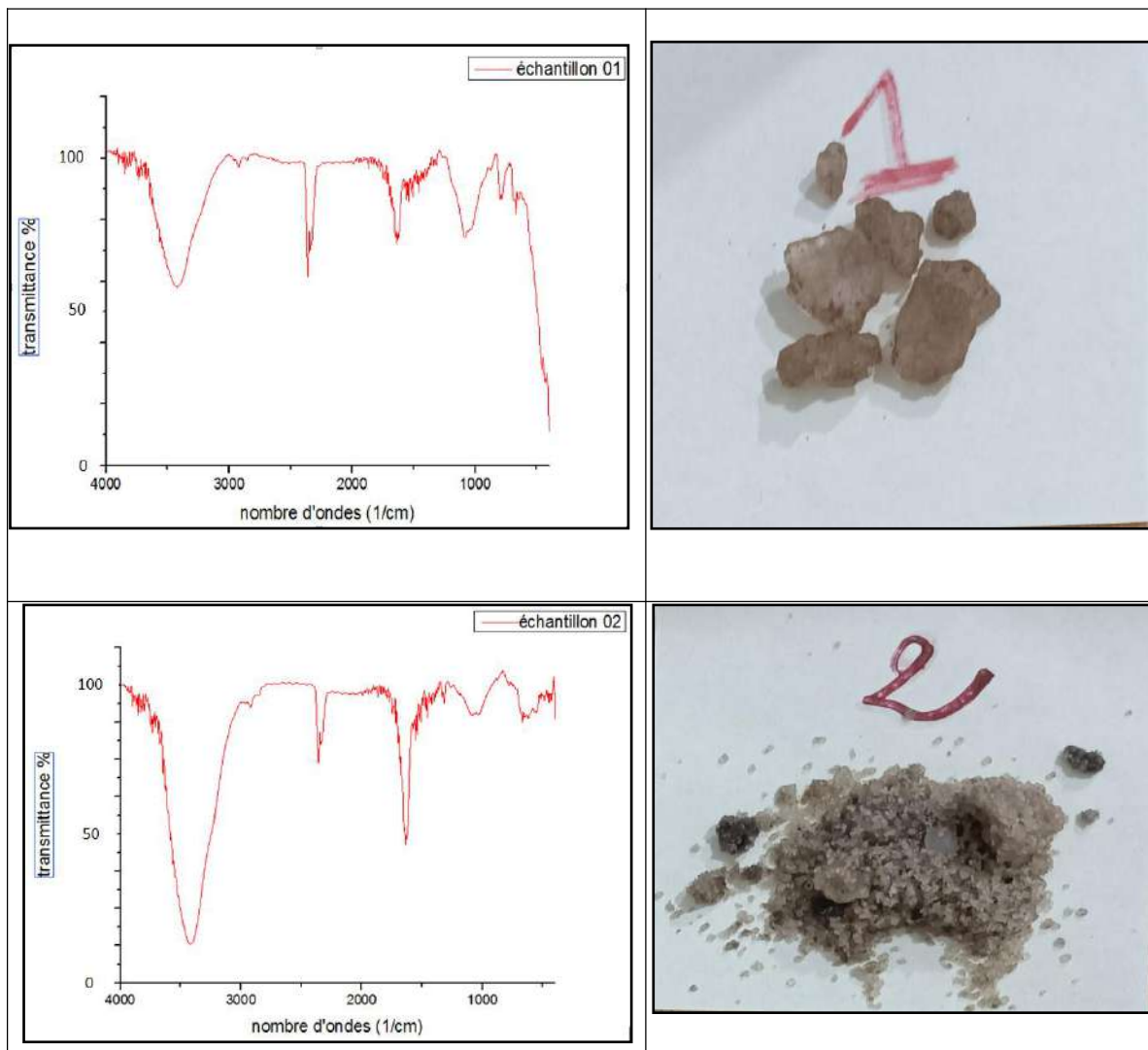
Les échantillons de sel ont été caractérisés avec un Shimadzu IR Affinity-1S FTIR (Mandel, États-Unis) thermo. Environ 5 mg de sel ont été mélangés avec 500 mg de (KBr) et l'ensemble mélange a été monté dans les porte-échantillon drifts. Les spectres ont été enregistrés de 400 à 4000 cm^{-1} après 50 analyses. Au cours de l'opération IR, les électrons gagneront de l'énergie et sauteront à des états excités, les molécules peuvent également transmettre à des niveaux d'énergie plus élevés s'ils gagnent suffisamment d'énergie. Les limites des molécules peuvent être imaginées pour vibrer avec une certaine fréquence (et une certaine énergie) spécifique à cette énergie de liaison. Il est impossible de trouver deux liaisons ayant la même fréquence vibratoire. IR peut donner une empreinte digitale de l'échantillon à étudier. Afin de comparer les résultats, tous les spectres doivent être normalisés. La figure 4.2 montre une comparaison entre les spectres infrarouges de nos sels qui ont été extrait des puits de champ bir-sbea. Les pics des échantillons (1-8) ont montré des valeurs d'intensités soit fortes ou moyennes ou faibles on remarque que :

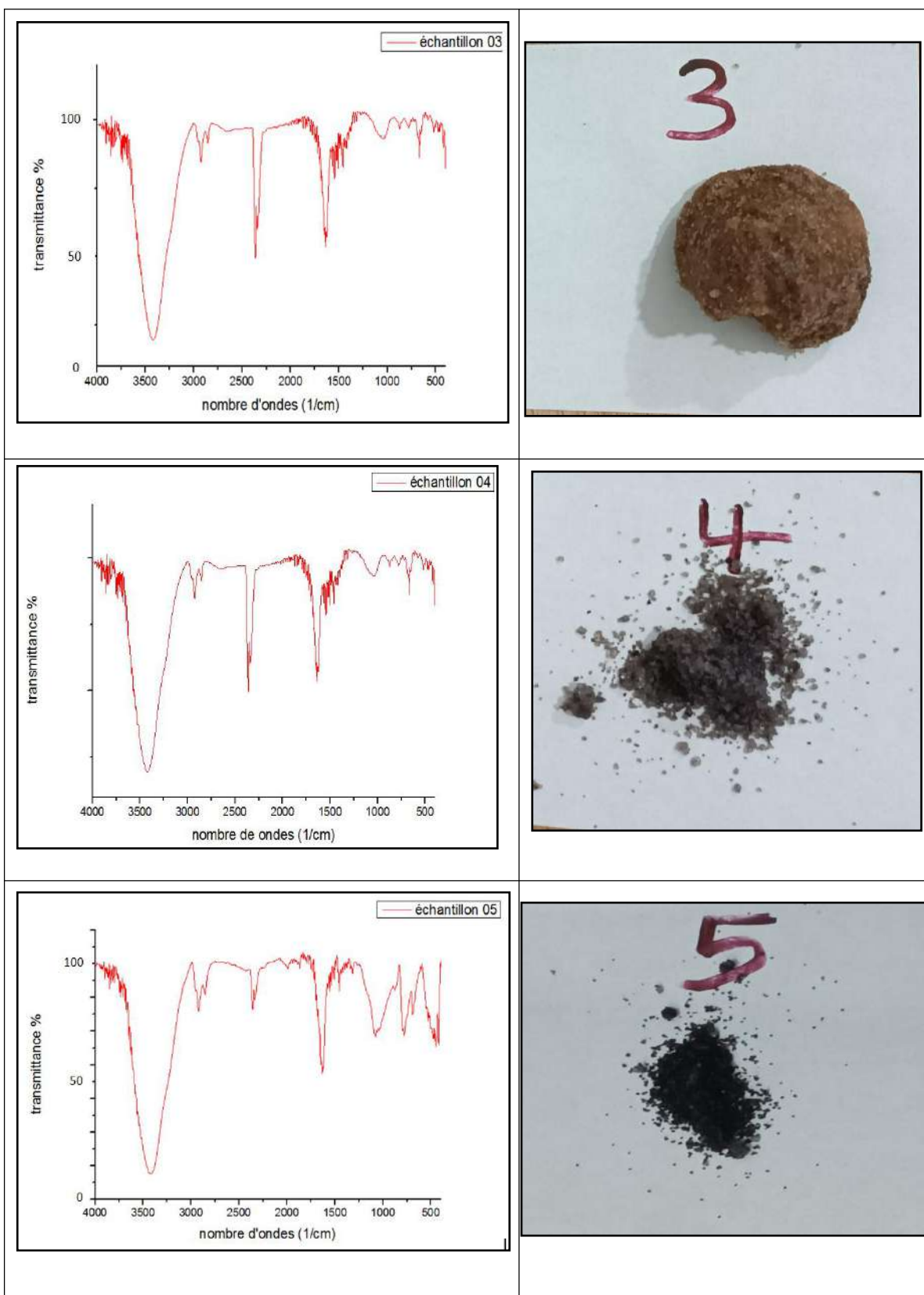


Figure 3.4 : spectromètre Infrarouge à Transformée de Fourier (IRTF)

- **3100-3700 O-H ou N-H (stretching):** Nous notons dans tous les échantillons contenant O-H ou N-H et avec une longueur d'onde qui est presque identique en valeur 3420cm^{-1} pour chaque échantillon à partir de la courbe de nous remarquons que les Pic dans tous les échantillons sont forts et large sauf dans l'échantillon 01, qui sont moyen et large.
- **2800-3000 C-H (stretching):** La présence de ponde C-H stretching avec longueur d'onde très fiable en valeur 2920cm^{-1} pour les échantillons 01, 02 et 07. Et moyen pour les autres échantillons.
- **2100-2360 Si-H silane:** D'après le tableau, nous notons que tous les échantillons contiennent du Si-H avec différente longueur d'onde 2360, fort pour les échantillons 03 et 04 et moyen pour les autres échantillons.
- **1600-1800 C=O:** enregistrons l'apparition d'intensité dans tous les échantillons étudiés, mais avec des pics différentes, car nous constatons que le pic de échantillons 01 est petit et étroit, pour les échantillons de 02 à 06 le pic est moyen, on note également que les pic est faible et fort pour les échantillons 07 et 08 respectivement.
- **1590-1620 C=C (aromatique stretching) :** on l'absence complète de tous les pics des échantillons étudiés cela indique que fonction n'existe pas dans ces échantillons.
- **1350-1450 C-H déformation:** nous enregistrons la présence uniquement C-H déformation dans l'échantillon 06 avec un pic très faible et petit.
- **1050-1200 C=S thiocarbonyl:** ce type de bonde dans apparait dans tous les échantillons sauf pour l'échantillon 03. Sous forme d'un pic fort et petit pour les échantillons 02, 04, 06 et 08. Alors que nous trouvons un pic fort et moyen dans les échantillons 01 et 05 et distinguons la présence d'un pic fort et large dans l'échantillon 07.
- **1000 S-O C-S:** le soufre est présent sous forme des bonds S-O et C-S dans l'échantillon 03 avec de pic très petit.

- **700-900 C-H aromatique:** nous constatons que ce type apparait dans la plupart des échantillons sauf pour 02 et 08, mais avec des pics différent, nous distinguons donc qu'il est faible et petit dans les échantillons 01 et 03 et modéré dans les échantillons 05 et 06 alors que l'échantillon 07 à un pic fort et large.





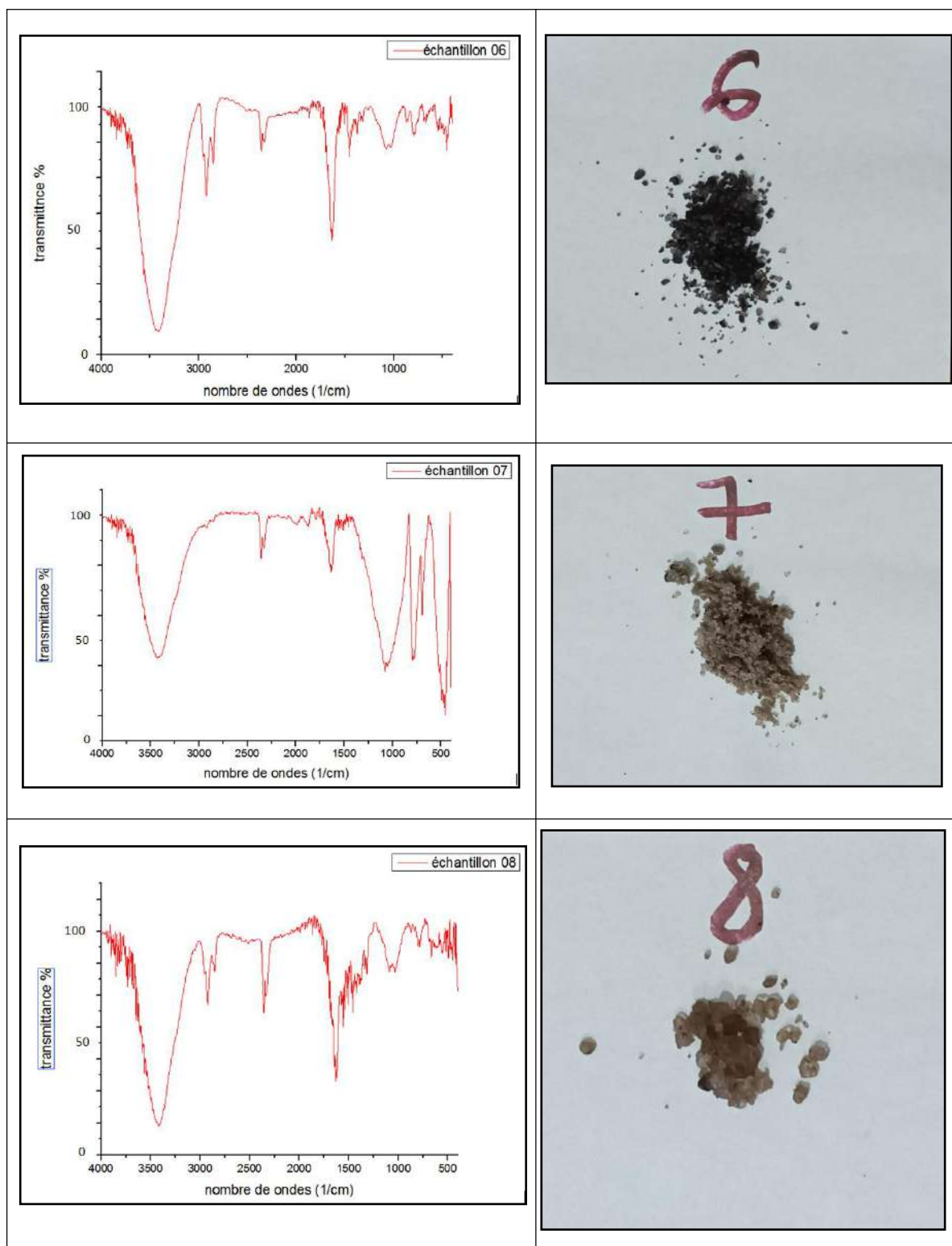


Figure 3.5 : spectres infrarouge pour les 08 échantillons de sels

Tableau 3.3 : Affectations spectrales infrarouges pour les 08 échantillons de sels obtenus.

Fréquence d'absorption (cm^{-1})	Echantillon 01	Echantillon 02	Echantillon 03	Echantillon 04	Echantillon 05	Echantillon 06	Echantillon 07	Echantillon 08
3100-3700 O-H ou N-H (stretching)	3417,26	3423,05	3419,19	3419,19	3426,9	3421,12	3432,69	3415,33
2800-3000 C-H (stretching)	2921	2917	2927,43	2925,5	2915,86	2925,5	2919	2925,5
2100-2360 Si-H silane	2360,46	2360,46	2360,46	2362,38	2360,46	2362,38	2360,46	2360,46
1600-1800 C=O	1633,42	1635,35	1637,28	1637,28	1633,42	1635,35	1631,49	1623,78
1590-1620 C=C (aromatique stretching)	/	/	/	/	/	/	/	/
1350-1450 C-H déformation	/	/	/	/	/	1456	/	/
1050-1200 C=S thiocarbonyl	1081,88	1089,59	/	1051,02	1081,88	1078,02	1079,95	1085,73
~1000 S=O, C-S	/	/	1035,59	/	/	/	/	/
700-900 C-H aromatique	792,604	/	781,033	877,457	782,961	798,389	782,961	/

3.5.2 L'effet de déposition de sel sur la productivité des hydrocarbures :

Pour déterminer l'effet de déposition sel sur la productivité des hydrocarbures, les détails des débits de production des puits étudiés ont été évalués en présence de sel et après leur élimination, nous enregistrons sur les colonnes une grande différence entre

le débit d'huile en présence de dépôts de sel et après traitement accompagné d'un changement important de pression en tête de puits. Pour le puits brs-19, nous avons constaté une augmentation du débit d'environ 5%, alors que l'augmentation pour le puits brs-16 est 123%. Finalement dans le cas du puits 13 le débit avant traitement était inexistant en raison de la présence de dépôts de sel cristallin et après traitement nous avons constaté une augmentation qui a atteint $3,5 \text{ m}^3/h$.

Le traitement se fait par technique coiled tubing.

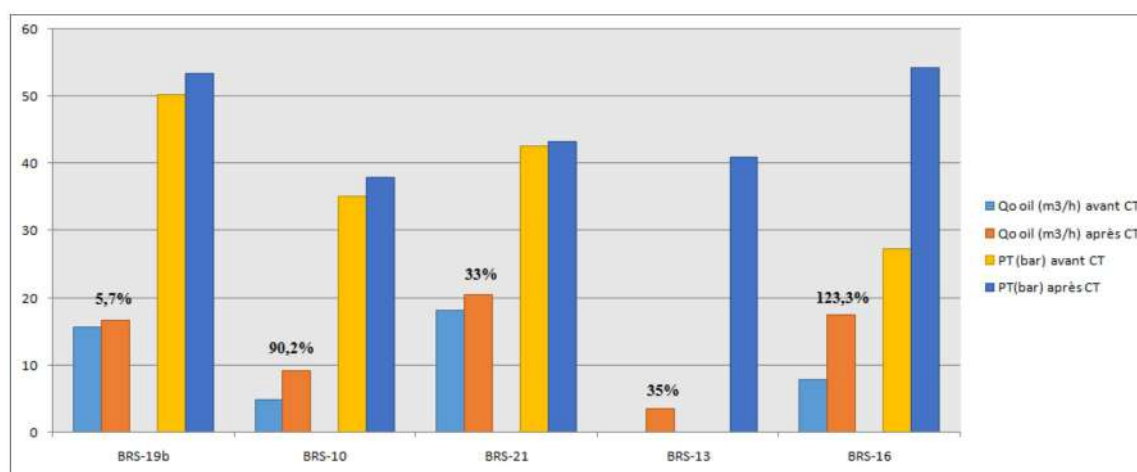


Figure. 3.6 : Évaluation des performances de certains puits en présence de dépôts de sel salins et après traitement

Dans ce champ on a remarqué généralement deux formes de dépôts de sel (sel cristallisé ; sel avec trace de sable) et pour le traitement chaque type, les ingénieurs utilisent deux méthodes différentes :

3.5.2.1 Sel avec trace de sable:

Lorsque ce type est formé dans le tubing, les ingénieurs pompent une quantité d'eau traitée -extrait de l'albien- à partir l'unité Bellhudding. Chaque fois qu'un volume de 1 mètre cube d'eau traitée est pompé, puis le puits est fermé pour assurer la dissolution du sel, et après ça le passage est testé à l'aide d'une unité SlickLine. Produits KCl est également ajouté afin d'augmenter le poids d'eau et assurer l'efficacité de la dissolution de sel qu'est lié à la salinité comme montrant dans la **figure 3.8**.

3.5.2.2 Sel cristallisé :

Dans le cas où ce type existe, les ingénieurs ont recours à une autre façon de le traiter -car il ne peut pas être éliminé en pompant l'eau traitée- ils utilisent donc une méthode de traitement mécanique, qui consiste Grattage mécanique de la formation de sel à l'aide d'une unité SlickLine (sel breacker ; gage cutter ; scratcher). Ils effectuent un grattage mécanique tout en continuant à pomper l'eau traitée pour améliorer le processus de dissolution.

Note: Dans le cas où les deux méthodes précédentes ne sont pas efficaces, l'intervention est effectuée par une unité de coiled tubing Parce que c'est plus efficace comme on l'a vu dans la **figure 3.6** ,Mais à cause de son coût élevé, ils en font la dernière solution.

La prévention contre La formation des dépotes de sel peut être effectuée par l'injection continu de l'eau traitée, ainsi qu'à l'inhibiteur de corrosion et l'inti-scale ..., Soit en surface ou au fond.

3.6 Exemple puit brs-13 :

La courbe suivante montre l'évolution du débit d'huile en termes de mois, nous avons enregistré une augmentation du débit pendant une certaine période puis une diminution importante due aux dépôts de sel cristallisé et après l'intervention avec l'unité de SlickLine et le pompage de l'eau traité nous avons vu un retour progressif de débit. Après une courte période de temps le sel cristallisé s'est reformé ce qui a entraîné une réduction du diamètre du tubing et par conséquent une diminution du débit.

Lors de l'utilisation l'unité de C T (clean out) nous avons remarqué une augmentation significative du débit. Cela confirme que l'utilisation de cette technique est plus efficace mais pour une durée limitée, ainsi que le coût de ce traitement est relativement très élevé comparant l'unité de SLK.

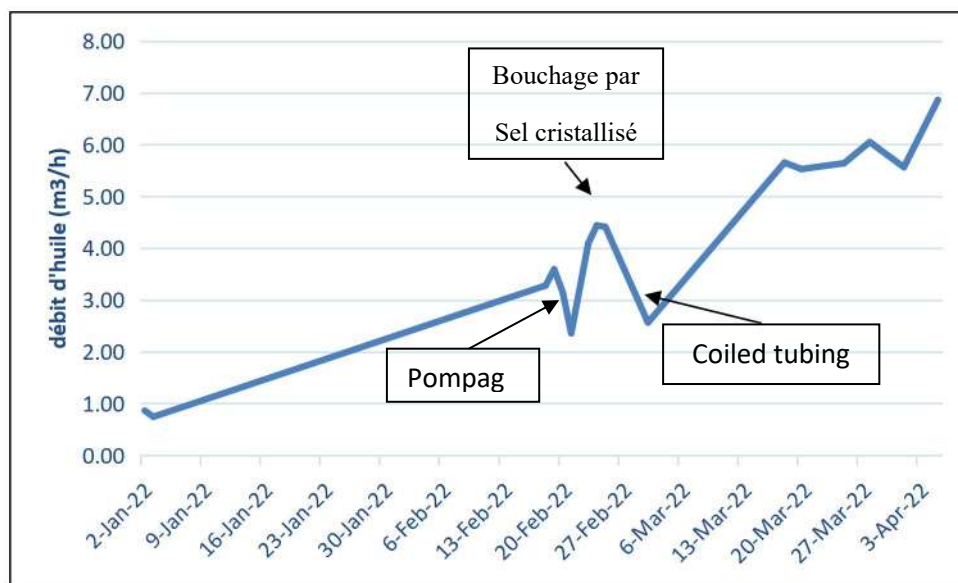


Figure 3.7 : historique de la mesure de débit de puit brs-13

3.7 L'effet de salinité :

Les Colonnes représentent les mesures de salinité pour les puits BRS-13 et BRS-14. On note une grande différence dans la valeur de la salinité entre eux. On remarque que dans le puits BRS-13 il est beaucoup plus grand que le puits BRS-14. Il en résulte une différence dans la nature du sel, on trouve dans le puits BRS-13 du sel cristallisé dans le puits BRS-14, on trouve du sel fin. Cela est dû à l'utilisation de la technologie d'injection continue au fond du puits BRS-14 Alors qu'il n'y a pas dans le puits BRS-13.

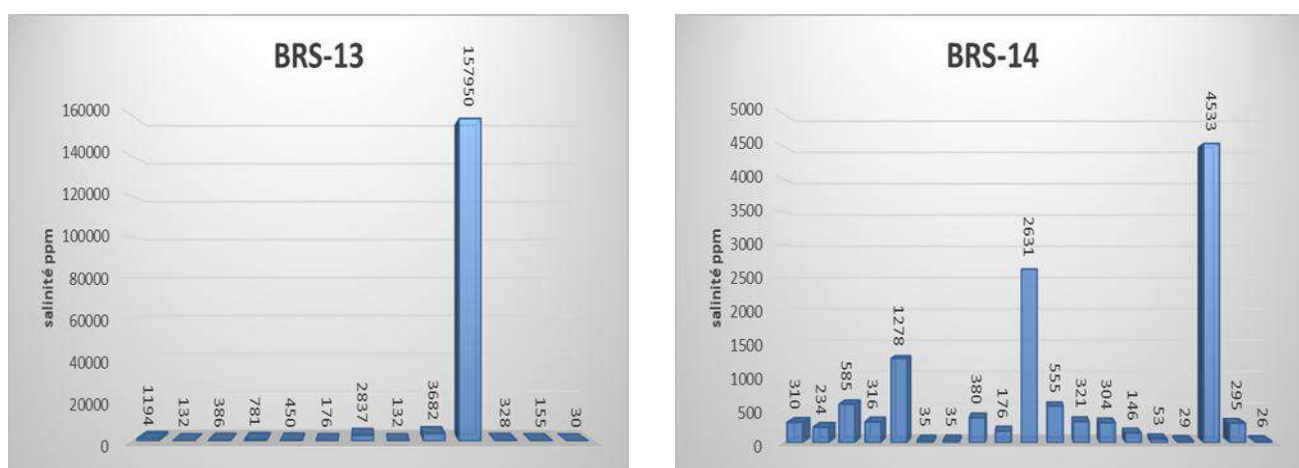


Figure 3.8 : historique de mesure salinité de puit brs-13 qui contient de sel cristallisé et puit brs-14 qui contient sel fine

Conclusion :

Durant la période de 14 jours du stage pratique au groupement Bir Seba nous a permis d'approfondir nos connaissances et d'exploiter les différentes théories que nous avons acquises durant notre cursus universitaire et de les appliquer sur le terrain. Cela nous a permis aussi de voir de plus près les différents équipements et techniques utilisées au cours de traitement des endommagements causés par les dépôts de sel lors de la récupération des hydrocarbures que le traitement soit mécanique ou chimique.

Nous avons étudié le problème des dépôts de sel dans huit puits situés dans le champ de bir-sbea (BRS).

Enfin, une étude comparative entre les méthodes d'élimination des dépôts de sel est faite afin de bien choisir la solution appropriée pour traiter ces dépôts. D'après cette étude, on a trouvé que l'injection continué au fond est plus efficace pour éviter la formation du sel cristallisé qu'est difficile à éliminer et provoque un bouchage total de tubing.

Le gain de débit des puits après le traitement mécanique avec coiled tubing est compris entre 3.53 et 9.34m³/h. Mais le coût de ce traitement est relativement élevé.

Recommandations :

Afin d'éliminer et retarder la déposition des sels et dans le but de parvenir à une meilleure production, nous recommandons de tenir en compte les points suivants :

- 1) Contrôler l'évolution des sels dans les puits.
- 2) Traiter l'eau d'injection pour éviter l'incompatibilité avec l'eau de formation.
- 3) Généralisation du type de complétion avec ligne de contrôle à tous les puits.
- 4) Optimisation de la méthode de traitement chimique avec des produits chimiques pour améliorer le processus de dissolution.
- 5) L'utilisation de sel extrait dans l'industrie diverse.
- 6) Effectuer des analyses en laboratoire d'échantillons salins à l'aide de la technique de FT-IR et RAMAN Afin de mieux connaître la composition chimique du sel pour trouver des solutions plus efficaces et moins coûteuses.

Bibliographie:

- [01] Clegg - Petroleum engineering handbook, Production Operations Engineering. Vol. 4-Soc. of Petroleum Engineers (2007)
- [02] Tarek Ahmed; Paul D. McKinney Advanced Reservoir Engineering second edition well testing
- [03] Irene Faergestad Formation Damage Oilfield Review 2016 Schlumberger. Faruk Civan RESERVOIR FORMATION DAMAGE Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation Gulf Publishing Company Book Division P.O. Box 2608 D Houston, Texas 77252-2608
- [04] RAJEEV PUTHALATH, CH. S. N. MURTHY and SURENDRANATHAN. A. O Reservoir Formation Damage during Various Phases of Oil and Gas Recovery- An Overview ISSN 0974-5904, Volume 05, No. 02 April 2012, P.P. 224-231
- [05] Civan RESERVOIR FORMATION DAMAGE Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation Gulf Publishing Company Book Division P.O. Box 2608 D Houston, Texas 77252-2608
- [06] Well Problem Identification Author links open overlay panel Boyun Guo Ph.D. William C. Lyons Ph.D. Ali Ghalambor Ph.D.
- [07] C. L. Ezenweichu, O. D. THE CAUSES, EFFECTS AND MINIMIZATION OF FORMATION DAMAGE IN HORIZONTAL WELLS Laditan/Petroleum & Coal 57(2) 169-184, 2015
- [08] Totale INTRODUCTION AU GISEMENT SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-PR015
- [09] FORMATION PROFESSIONNALISANTE PRO/FPP1 GROUPE 1 Forage-Puits Traitement des réservoirs HMD / Centre IAP – 11 - 16 avril 2015
- [10] Nid Abd El Baki mémoire étude et remédiation d'endommagement par dépôts des asphaltènes au champ HMD 2012/2013
- [11] Remedial of Salt Scale Problem in Gas Wells Through Salt Sticks. M. Farooq M
- [12] Jean Pierre WAUQUIER, Le raffinage du pétrole, Tome 2, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP 1998, Paris, p 240-253.
- [13] hydrodynamique de l'accumulation des dépôts de paraffines dans les conduites pétrolières. Amine Benallal. 22/04/2009. Page 15
- [14] Kinetic approach for modeling salt precipitation in porous-media. Saideep Pavuluri. May 14, 2014

Bibliographie:

- [15] Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. Isah Mohammed, Mohamed Mahmoud *, Dhafer Al Shehri, Ammar El-Husseiny, Olalekan Alade. Page 02. 30 September 2020.
- [16] DRILLING AND PRODUCTION PROBLEMS IN HASSI-MESSAOUD FIELD. C. Rederon, J. Brisac. SPE-149.
- [17] Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production. A literature review. Kheira Gharbi, Khaled Benyounes, Mohamed Khodja. Journal of Petroleum Science and Engineering 158 (2017) 351–360
- [18] Dynamics of pore-throat plugging and snow-ball effect by asphaltene deposition in porous media micromodels. Yutaka Onaka, Kozo Sato, 28 June 2021.
- [19] Asphaltene deposition in production facilities. Ruksana Thawer, David C.A, Graeme Dick. November 1990.
- [20] Investigation of Asphaltene Deposition Associated Formation Damage during Huff-n-Puff Injection in Shale Reservoirs. Ziqi Shen, MS, A Dissertation. August, 2017. Page 17.
- [21] Effect of pressure and CO₂ content on the asphaltene precipitation in the light crude oil. Jianguang Wei, Jiangtao Li, Xiaofeng Zhou & Xin Zhang. 07 Nov 2019.
- [22] Effect of Water on Deposition, Aggregate Size, and Viscosity of Asphaltenes. Mason Laboratory, Yale University, New Haven. 2014.
- [23] WELL COMPLETION DESIGN. Jonathan Bellarby. Page 371-392. 2009
- [24] PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK. Larry W. Lake, Editor-in-Chief. Page 259-260. 2007.
- [25] Surface Inorganic Scale Formation in Oil and Gas Industry: As Adhesion and Deposition Processes. Mohsen Vazirian, Anne Neville, Mônica Penna. November 2015
- [26] Friedrich Leutert GmbH & Co. KG, Schillerstrasse. 06/2010.
- [27] Schlumberger d'échelle Glossaire des champs pétrolifères (slb.com).
- [28] Document de Sonatrach, Projet de développement de Bir Seba (BRS), 2014. Pag 1-7.
- [29] Youcef BELILITA, Description générale du GBRS, Rapport de fin de stage MSP formation avant recrutement, IAP Arzew (Oran), 2018, p 1-24.
- [30] Miloud SALEM - Oussama KIR - Tarek REGUIG Mémoire De Fin D'Étude en Vue de l'obtention du diplôme de: MASTER ACADÉMIQUE Génie du Raffinage Université Echahid Hamma Lakhdar-El Oued 2018/2019 page 1-33.

ANNEXE A :

Complétion de puits brs-14 avec ligne de contrôle (injection continu au fond)

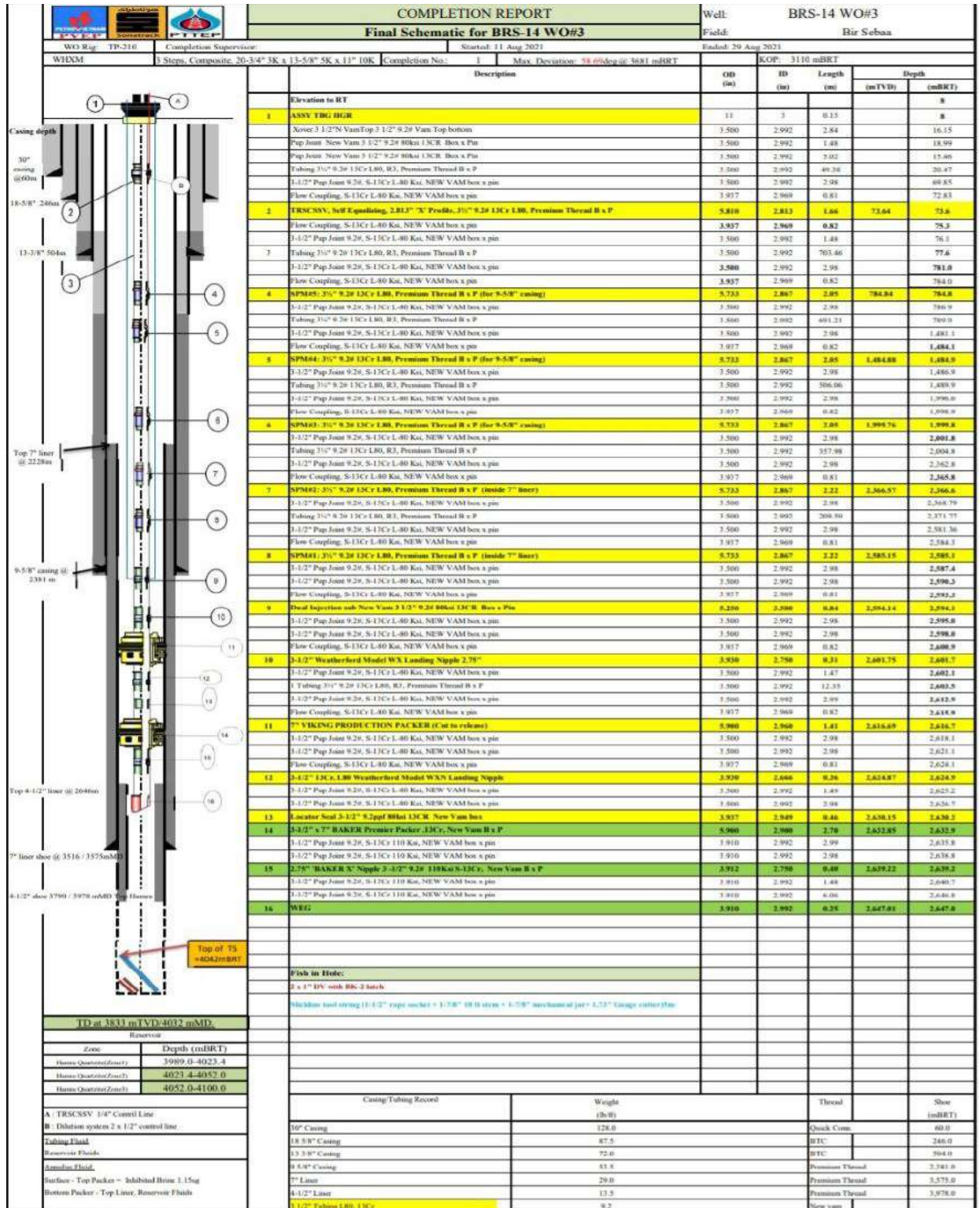


Figure A.I : schéma final pour puits BRS-14



Figure A.II : injection d'eau à l'aide de l'unité bullheading au cours traitement de sel BRS-13



Figure A .III : les pompes triplex utilisé pour pompé l'inhibiteur et l'eau

ANNEX B :

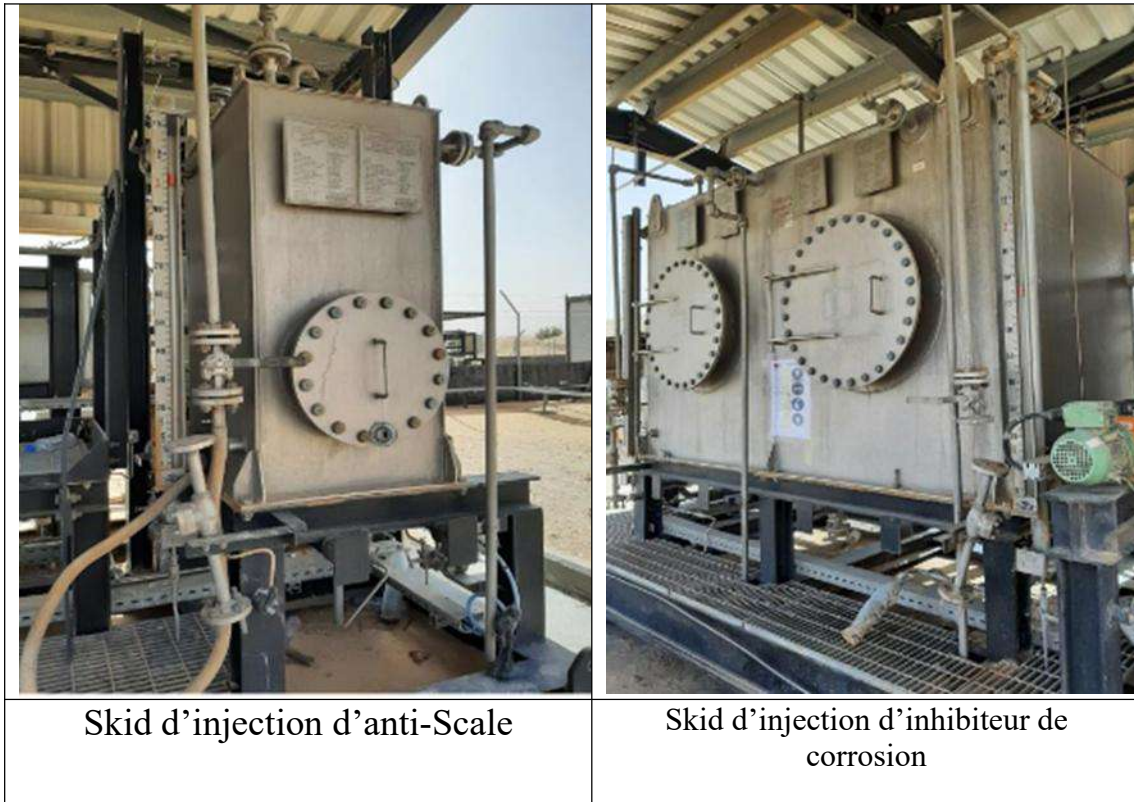


Figure B.I : Les Skid d'injection utilisé dans le champ BRS

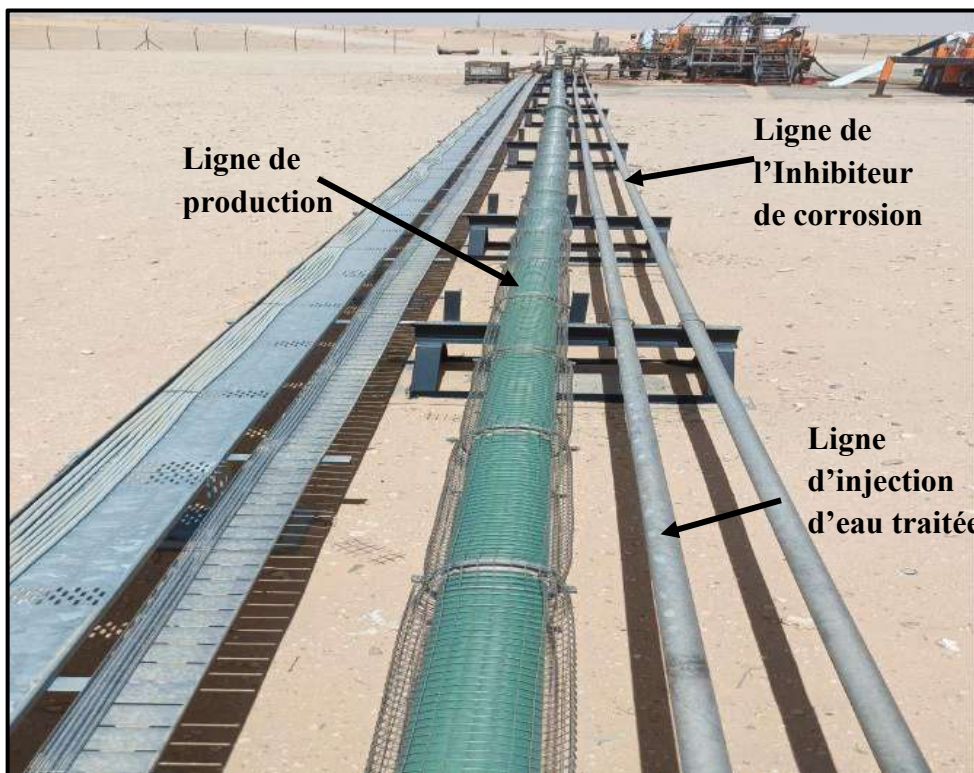


Figure B.II : l'implantation des lignes d'injection avec ligne de production