
Résumé

Dans l'industrie pétrolière, les différents dépôts qui surviennent en cours d'exploitation, engendrent des problèmes de production avec des conséquences économiques. Ces dépôts conduisent à un important manque à produire dans le champ de Hassi Messaoud. L'exploitation de ce dernier est devenue un défi face aux dépôts minéraux générés au fur et à mesure de la production et de la déplétion de la pression du gisement.

Cette étude se focalise sur les problèmes d'exploitation liés aux dépôts dans le champ de Hassi Messaoud, leurs origines; leurs impacts sur la production, ainsi que la stratégie de lutte préventive et curative contre ces dépôts. Dans ce travail on détermine le mélange critique de formation de dépôts BaSO₄ que représente 50/50 d'après une étude expérimentale approfondi en plus on fait un test de compatibilité entre les trois inhibiteurs (AD32, BC, ICE) actuellement utilisé dans le champ de HMD. On termine notre mémoire par étude de l'influence de modifications de concentrations d'inhibiteurs anti-dépôts (AD-32) sur la formation de BaSO₄, ce dernier étude a pour objective de déterminer la dose optimale qui représente 200 ppm d'AD-32 et par conséquence l'optimisation de la production pour minimiser le manque à produire.

Mots Clés : Gisement, Dépôts, Minéraux, inhibiteur, BaSO₄, anti-dépôts.

ملخص

في مجال صناعة النفط، وقوع مختلف الترسبات خلال عمليات استخراج النفط، قد تولد الكثير من المشاكل، في عملية الإنتاج وما يترتب عن ذلك من الناحية الاقتصادية. و يترتب عن هذه الترسبات نقص إنتاجي على مستوى حقول نفط حاسي مسعود، فاستغلال هذه الحقول أصبح تحديا لتواجد الترسبات المعدنية التي تتشكل أثناء عملية الإنتاج واستنزاف الضغط الكامن في الحقل.

وتركز هذه الدراسة على مشاكل الاستغلال المتصلة بالرواسب في مجال أصول حاسي مسعود؛ وأثارها على الإنتاج، فضلا عن استراتيجية المكافحة الوقائية والعلاجية لهذه الرواسب. في هذا العمل، نحدد المزيج الحرج لتكوين رواسب سولفات باريوم التي تمثل 50/50 بناءً على دراسة تجريبية شاملة بالإضافة إلى إجراء اختبار التوافق بين المثبطات الثلاثة (AD32، BC، ICE) المستخدمة حاليًا في حقل حاسي مسعود. تختتم مذكرتنا بدراسة تأثير التغيرات في تركيزات مثبطات الرواسب (AD-32) على تكوين رواسب سولفات باريوم، والهدف منها هو تحديد الجرعة المثلى البالغة 200 جزء في المليون AD-32 وبالتالي تحسين الإنتاج لتقليل نقص الإنتاج.

Abstract

In the petroleum industry, the different deposits that occur during exploitation generate problems of production with economic consequences. These deposits lead to an important lack of production in the Fields of Hassi Messaoud. The exploitation of the latter has become a challenge to mineral generated as production and depletion of the pressure of the deposit.

This study focuses on the exploitation problems related to deposits in the field of Hassi Messaoud, their origins; their impacts on production, as well as the strategy of preventive and curative control against these deposits. In this work we determine the critical mixture of formation of BaSO₄ deposits that represents 50/50 based on a thorough experimental study in addition we make a compatibility test between the three inhibitors (AD32, BC, ICE) currently used in the HMD field. Our paper concludes with a study of the influence of changes in deposit inhibitor (AD-32) concentrations on BaSO₄ formation, the objective of which is to determine the optimal dose of 200 ppm AD-32 and consequently the optimization of the production to minimize the lack of production.

keywords: reservoir, Deposit, Minerals, inhibitor, barium sulfate, Anti-deposits.



remerciements

Longe à dieu et tout puissant qui nous a donné la santé et le courage pour accomplir ce travail. En achevant ce modeste travail, nous remercions:


Vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail:

Dr.Arbaoui Mohamed Ali

Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité le long de l'élaboration de ce travail. pour nous faciliter le travail et pour son aide précieux et ses conseille.

Nous tenons à remercier les travailleurs de Centre des recherches scientifiques d'université Kasdi Merbah-Ouargla, Afin de nous aider et de faciliter la réalisation de la partie pratique du mémoire.

Nous remercions également tous les professeurs du Département de Production de hydrocarbures pour leur patience avec nous depuis cinq ans et nous aider tout au long de cette période.



Dédicace

Je dédis ce mémoire A mon cher père, qui m'a soutenu tout au long de mes années scolaires et m'a donné tout l'amour et le soutien pour terminer mes études

A ma mère, qui m'a encouragé à aller de l'avant et qui m'a donné tout son amour pour reprendre mes études.

A mon cher frère Soufian, que je souhaite le succès dans le BAC de cette année

A ma chère sœur: Maria, qui est était toujours a mes coté avec son sourire.

A mon oncle Mohamed Khmisti,

À ma chère tante maternelle Karima Ben Assel et à tout ma grande famille.

À mes amis, grâce à eux les dernières années de mes études étaient les maillures moments de ma vie

Dédicace spécial à mon meilleur ami Habib qui m'a toujours soutenu dans les meilleures et les pires moments.

Nidhal

Dédicace

je dédie ce travail à A ceux qui m ont encouragé et
.soutenu pendant les moments les plus Difficiles et durant toute ma vie

Ma très chère mère et à mon très cher père

Mes sœurs

mon frère yousef

mes cousins:adam, bibo, bakar, mohamed, belkacem

hachmi, ilyas, hocine, zaki, habib, yacine, mehdi

Toutes mes amies et surtout :badro, chamsou,taher

Belkacem

Liste des figures

Figure I.1: Dépôt de sulfates.....	05
Figure I.2: Sulfate de calcium (CaSO_4).....	06
Figure I.3: Sulfate de strontium (SrSO_4).....	07
Figure I.4: La précipitation de BaSO_4 dans les installations de fond et de surface	08
Figure I.5: Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.....	11
Figure I.6: Schéma d'une composition d'asphaltènes.....	11
Figure I.7: Dépôts de paraffines	12
Figure II.1 :(a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.....	22
Figure III.1: mesure de la valeur de PH	24
Figure III.2: mesure de la turbidité	24
Figure III.3 : Préparation de la solution mère	25
Figure III.4: Préparions des échantillons.....	27
Figure III.5: Filtration des échantillons	27
Figure III.6: les concentrations d'inhibiteur AD32	29

liste des tableaux

Tableau III.1: les volumes des échantillons.....26

Tableau III.2: étude l'efficacité d'inhibiteur AD32 en fonction de la concentration.. 30

sommaire

Résumé	I
Liste des figures	II
liste des tableaux	III
Introduction générale	01

Chapitre I: Généralité sur les dépôts

Introduction	03
I.1 Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers	03
I.1.1 Dépôts minéraux	03
I.1.1.1.Chlorure de sodium (NaCl).....	03
I.1.1.2 Carbonates (Carbonates de Calcium CaCO ₃)	04
I.1.1.3.Les Sulfates (Sulfate de Calcium CaSO ₄ - Sulfate de Strontium SrSO ₄ - Sulfate de Baryum BaSO ₄):	04
I.1.2 Conditions de formation des dépôts minéraux	08
I.1.2.1 Mécanisme de formation des dépôts minéraux	08
I.1.3 Les paramètres influençant sur leur formation.....	09
I.1.3.1 Influence de la température	09
I.1.3.2 Influence de la Pression	09
I.1.3.3 L'influence de pH	10
I.1.3.4 L'influence de la salinité	10
I.1.2 Les dépôts organiques.....	10
I.1.2.1 Les dépôts d'asphaltènes	10
I.1.2.2 Les dépôts de paraffines	11
Conclusion	13

Chapitre II: Les Moyens De Lutte Contre Les Dépôts

Introduction.....	14
II.1 Détection des dépôts	14
II.2 Les Moyens De Lutte Contre Les Dépôts.....	15
II.2.1 Au niveau des Perforations et des abords du Puits.....	15
II.2.2 Au niveau du tubing	15
II.2.2.1 Modification de la Complétion	15
II.2.2.2 Méthode Mécanique.....	15

II.3 Traitement curatif	15
II.3.1 Travail au câble	16
II.3.2 Lavage à l'eau	16
II.3.2.1 Bouchons d'eau.....	16
II.3.2.2 Injection continue.....	17
II.3.2.3 Squeeze d'eau dans la couche.....	17
II.3.2.4 L'effet de l'injection d'eau	17
II.3.2 Snubbing	18
II.3.2.1 Le colmatage des perforations	18
II.3.2.2 Changement de mouillabilité.....	18
II.3.2.3 Formation d'une émulsion.....	18
II.3.3 Coiled tubing.....	19
II.3.4 L'acidification.....	19
II.4 Traitement préventif	20
II.4.1 Les inhibiteurs.....	20
II.4.1.1 Définition et domaine d'utilisation	20
II.4.1.2 Propriétés des inhibiteurs	20
II.4.1.3 Types des inhibiteurs.....	21
II.4.1.4 Les mécanismes d'action des inhibiteurs.....	21
Conclusion.....	22

Chapitre III: Evaluation de traitement chimique par inhibiteurs (AD32,ICE et BC) dans le champ HMD

Introduction.....	23
III.1 Le choix d'inhibiteur	23
III.2 Techniques, méthodes et appareils de mesure	23
III.2.1 Mesure de la température	23
III.2.2 Mesure du pH.....	23
III.2.3 Mesure de la turbidité.....	24
III.3 Déroulement d'essai	26
III.3.1 Préparation de la solution mère:	26
III.3.2 Étude de l'incompatibilité de l'eau d'injection et l'eau de formation par gravimétrie	25
III.3.2.1 Filtration, séchage et pesée des dépôts	27

III.3.2.2 les résultats	28
III.3.3 Etude de compatibilité	28
III.3.3.1 Principe de la méthode	28
III.3.4 Test d'efficacité d'inhibiteur AD-32	28
III.3.4.1 Mode opératoire.....	28
III.3.4.2 Résultats expérimentaux (gravimétrie et turbidité)	29
Conclusion générale	31
Références bibliographiques	32

Introduction générale

L'exploitation d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits, pour continuer à l'exploiter dans les meilleures conditions, il est indispensable de passer au stade de récupération assistée.

L'injection d'eau dans les réservoirs est la technique la plus employée dans la récupération du pétrole, Malheureusement, il existe une incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau albien, ce qui pose énormément de problèmes tels que la formation des dépôts minéraux.

Les eaux de gisement peuvent contenir des ions alcalino-terreux et être mise en contact avec l'eau de lavage qui contient des ions de sulfates.

L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs d'où la précipitation de sulfate de baryum, ces cristaux se collent alors aux parois des tubings, selon un processus qui peut être semblable à celui du chlorure de sodium (NaCl), mais cette fois-ci le problème est plus grave, car il s'agit d'un dépôt très compact et insoluble dans l'eau et dans les acides forts.

Les dépôts qui se forment au cours de la production et l'expédition représentent une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, provoquant des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond Comme de surface et quelque fois, pour la roche elle-même.

Dans ce contexte, on a proposé d'étudier l'inhibition des dépôts de sulfates de baryum par l'utilisation d'AD32 comme inhibiteur.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, la première partie est consacrée à une étude bibliographique qui est divisée en trois (02) chapitres; le premier chapitre donne un aperçu général sur Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers, le deuxième chapitre est consacré sur des notions générales sur les moyens De Lutte Contre Les Dépôt.

La deuxième partie est une étude expérimentale, composée de (01) chapitre, on procède diverses expériences pour étudier l'inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans différentes conditions, ainsi étudier la compatibilité entre trois types

d'inhibiteurs (AD-32,BC,ICE),et l'efficacité d'inhibiteur anti-dépôts AD-32 avec différentes concentrations afin de conclure la dose optimal d'inhibiteur AD-32.

Chapitre I:

Généralité sur les

dépôts

Introduction:

Dans le domaine pétrolier les dépôts rencontrés au cours de l'exploitation ont entraînés plusieurs problèmes avec toutes les conséquences économiques des contraintes de production qui en résultent. Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la productivité, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies.

Il y a deux types de dépôts dans l'exploitation, dépôts d'origine minéraux contenus dans les eaux de gisement ou bien les eaux utilisées au cours de l'exploitation, et dépôts organiques qui ont pour origine certaines matières contenues naturellement dans le pétrole.

Indésirables, les dépôts viennent modifier le bon fonctionnement des installations.

I.1 Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers:**I.1.1 Dépôts minéraux :**

Il existe trois types de dépôts minéraux :

I.1.1.1. Chlorure de sodium (NaCl):

Le sel, a été dès le début de la mise en exploitation du champ de Hassi Messaoud un des principaux problèmes d'exploitation. La variation de la pression et de la température au cours de la production entraîne la précipitation des sels. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (NaCl). Pour remédier aux conséquences liées au dépôt de sel, de diverses techniques préventives et curatives ont été appliquées dont on cite [1]

- ❖ Le travail au câble
- ❖ Lavage à l'eau (périodiquement ou continu)
- ❖ Lavage de la crépine et des perfos avec jetting (CTU)

Malgré l'injection continue de l'eau par des concentriques et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter provoquant ainsi la fermeture totale des puits.

A Hassi Messaoud les principaux dépôts se trouvent :

- Sur les parois de tubing à différents niveaux.
- Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- Au niveau de la vanne SSV.

Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit.

- Au niveau de la duse réglable.
- Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.
- Au point de contact du gaz décanté à 20° C et l'effluent qui a une température de 100°C. [2]

I.1.1.2 Carbonates (Carbonates de Calcium CaCO_3):

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO_2 , par accroissement de la température ou par une baisse de la pression, ou par la sursaturation de longtemps, sa formation a lieu suivant la réaction:



L'effet inverse de la pression et de la température rend la prévision de formation difficile, c'est pourquoi on cherchera plutôt à utiliser une méthode préventif on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation), ou des traitements acides car les carbonates sont très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO_2 , ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion [2]

I.1.1.3. Les Sulfates (Sulfate de Calcium CaSO_4 - Sulfate de Strontium SrSO_4 - Sulfate de Baryum BaSO_4):

Les sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'une avec des ions alcalino- terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates (SO_4^{2-}). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate On les retrouve dans la formation (à cause de l'injection d'eau), et le risque principal est donc de colmater des

zones de drainage ou de venir changer les conditions de production aux environs du puits (perfos, liaison couche trou, etc).

Les dépôts de sulfates sont trois types (les sulfates de Baryum/Strontium/Calcium) ($Ba /Sr/CaSO_4$).[2]



Figure I.1: Dépôt de sulfates

Pour cela en utilise un inhibiteur de formation pendant l'injection de l'eau et l'eau de gisement pour crée un espace ou une interface .dans ce cas en peut dire que les inhibiteurs joue un rôle de retardateur de cristallisation en fonction de la concentration.

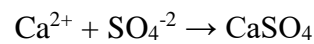
I.1.1.3.1 Sulfate de calcium ($CaSO_4$):

Le dépôt de sel de Sulfate de Calcium est l'un des dépôts courants rencontré lors de l'exploitation des gisements pétroliers dont l'origine principale est l'incompatibilité des eaux extraites des nappes phréatiques, Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la diminution de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation donc une précipitation plus vite.

Ce sel peu soluble, voit sa solubilité diminuer quand la température augmente. Néanmoins, avant d'envisager l'ultime solution du traitement chimique, on pourra

essayer de tirer l'avantage d'une de ces caractéristiques : sa solubilité augmente avec la teneur en chlorure de sodium de la solution.

On évitera si possible de diluer l'eau incriminée. Au contraire, on recherchera la possibilité d'un mélange à une eau d'une salinité supérieure (sauf si cela enrichit défavorablement en ions SO_4^- ou Ca^{++}). Si un précipité persiste, on pourra probablement l'éliminer par filtration. La combinaison entre les ions Sr^{+2} et SO_4^{-2} donne la formation d'un précipité de sulfate de calcium selon la réaction suivante :



Il commence à apparaître d'une façon nette à partir de 100°C. Le sulfate de calcium existe trois formes sont beaucoup plus solubles que le CaCO_3 qui sont

- $(\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O})$ Gypse (di-hydraté).
- CaSO_4 Anhydre (anhydrite).
- $(\text{CaSO}_4, 1/2\text{H}_2\text{O})$ Hémihydrate.



Figure I.2: Sulfate de calcium (CaSO_4)

La majeure partie du sulfate de calcium trouvé comme dépôts dans un champ pétrolier est sous forme de Gypse : $(\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O})$.

Parmi les moyens de lutte, citons:

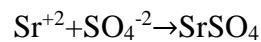
- ❖ L'acidification qui est efficace lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc pas trop durs.
- ❖ Les inhibiteurs à base poly-phosphates (traitement préventif).

I.1.1.3.2 Sulfate de Strontium (SrSO₄):

Le dépôt de sulfate de strontium ou Célestine est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; leur solubilité baissée on fonction de la température.

La précipitation de SrSO₄ peut se produire par:

- ✓ Evaporation de l'eau.
- ✓ Elévation de la température.
- ✓ Mélange d'eaux incompatibles selon la réaction :



Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.



Figure I.3: Sulfate de strontium (SrSO₄)

I.1.1.3.3 Sulfate de Baryum (BaSO₄):

C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables, colmatant, inattaquables à l'acide et aux basses bases.

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement contiennent des sels de baryum Ba⁺² en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates SO₄⁻², le sulfate de baryum se précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintien de pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait

et la précipitation du sulfate de baryum (BaSO_4) alieu . Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact. [2]

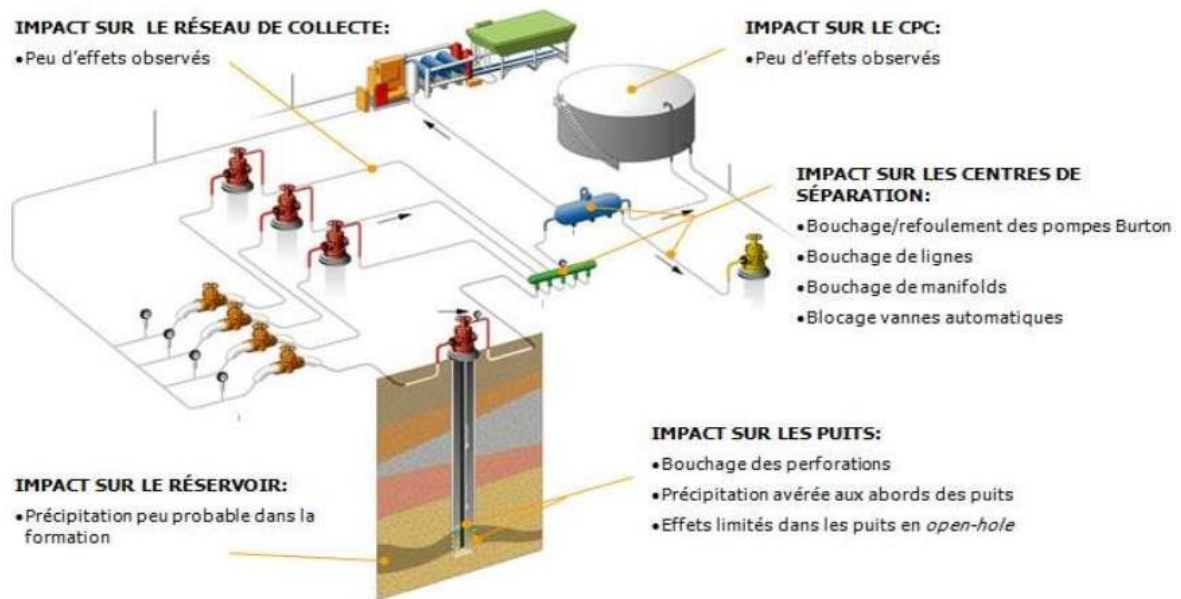


Figure I.4: La précipitation de BaSO_4 dans les installations de fond et de surface

I.1.2 Conditions de formation des dépôts minéraux:

I.1.2.1 Mécanisme de formation des dépôts minéraux:

➤ Sursaturations des sels économiquement solubles:

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique ; tous variation de ces deniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. Pour amorcer un début de germination, il est nécessaire de dépasser le produit de solubilité.

➤ Equation de degré de saturation (VI) :

$$\phi = \frac{C_{sel}}{C_{p_{sel}}} \quad (I.1)$$

ϕ : Degré de saturation

C_{sel} : Concentration du sel à $t=0$

$C_{p_{sel}}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

➤ Formation du germe:

La germination est la phase nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou de pont sous forme déterminée et qui caractérisent progressivement.

Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple Ba^{+2} et SO^{-2} ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de Ba^{+2} et SO^{-2} le cristal grossit [1].

➤ **Croissance du cristal:**

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux (2) facteurs interviennent:

- ❖ La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus rapide si les concentrations des ions sont plus importantes.
- ❖ La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers.[3]

I.1.3 Les paramètres influençant sur leur formation:

I.1.3.1 Influence de la température:

Elle a une action très notable sur la solubilité. Dans le cas général, une augmentation de la température provoque une plus grande dissolution, dans des proportions qui peuvent être considérables. Le $SrSO_4$ et $CaSO_4$ sont moins solubles à chaud.[3]

I.1.3.2 Influence de la Pression:

En règle générale, elle a peu d'influence sur la solubilité des sels. Cependant, les variations de pression provoquent des changements de concentration en gaz dissous. Et dans certains cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.[3]

I.1.3.3 L'influence de pH:

En effet, quand on est en présence d'un PH acide, l'activité de H^+ (qui a pour origine la dissociation des acides faibles quand H_2SO_4), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité.[3]

I.1.3.4 L'influence de la salinité:

Un accroissement de la concentration des électrolytes, accéléré la vitesse de formation de dépôt. Dans le cas des solutions dilués les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leur concentration. Pour des eaux chargées en sels ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables. L'effet d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présences sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multiplié par les carrés de leurs charges .des ions sont d'autant plus marqués que la ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmenté par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent communs.[3]

I.1.2 Les dépôts organiques:

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface cause alors une sursaturation des alcanes les plus lourds. Il existe deux différents types de dépôts organiques, l'un est composé de paraffines et l'autre d'asphaltènes, les deux sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes. Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt.[4]

I.1.2.1 Les dépôts d'asphaltènes:

I.1.2.1.1 Définition des asphaltènes:

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole. Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène, etc.).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.

La partie centrale des micelles d'asphaltènes consiste en un composant de grande masse moléculaire. Ce dernier est entouré et peptisé par des résines neutres de masse plus faible et des hydrocarbures paraffiniques de petite masse moléculaire et hydrophile aux aromatiques et aux résines. Leur structure chimique est un anneau aromatique avec de l'oxygène, de l'azote et du soufre présents dans les ramifications hétérocycliques et de l'oxygène dans les groupements alkyles.[4]



Figure I.5:Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production

I.1.2.1.2 Composition des asphaltènes:

Les asphaltènes sont essentiellement constitués des molécules de Carbone et d'Hydrogène. D'ailleurs, ils contiennent également des hétéroatomes tels que le Soufre, Azote(N), et l'Oxygène avec des quantités significatives, tandis que les métaux, comme, le Nickel et le Vanadium sont également présents en petite quantité et avec des proportions variables.[5]

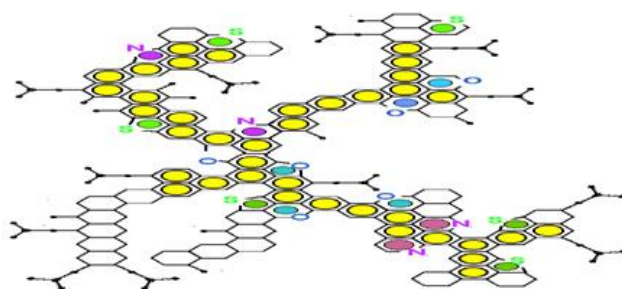


Figure I.6: Schéma d'une composition d'asphaltènes

I.1.2.2 Les dépôts de paraffines:

Ici il s'agit de dépôts cristallins d'une autre nature. Considérons des pétroles contenant de 2 à 15% de paraffines se solidifiant jusqu'à 20° c. ces dernières sont

constituées d'hydrocarbures contenant de 10 à 40 atomes de carbone[6], liés soit en chaîne droite (ce sont les paraffines normales) soit en chaîne ramifiées (ce sont les iso paraffine) , soit une chaîne terminée par un cycle (et sont les cyclo-paraffine) Selon le nombre de carbone qu'elle contiennent, Elle cristallisent dans divers systèmes et certaines d'entre elle changent de système cristallin avec le temps. ainsi les hydrocarbures en C_{18} à C_{20} , de même que ceux contenant plus de 40 atomes de carbone , cristallisent directement dans le système orthorhombique .

D'autre part , il est à noter que les molécules symétrique telles que le benzène , les paraffines à chaîne droite les structure à cycle condensé (naphthalène , anthracène) ont un point de congélation élevé il suffit de casser la symétrie de ces molécules (par exemple en additionnant une chaîne latérale) , pour abaisser considérablement leur point de congélation .

La formation de dépôts de paraffine dans les puits et la collecte est favorisée par:

- ❖ la diminution de pression qui provoque un refroidissement par effet de détente, en même temps qu'un départ de la fraction légère qui est les meilleurs solvants
- ❖ le contact avec des parois froides ;
- ❖ la présence de dépôts minéraux (carbonates, sulfates) qui augmentent leurs consistance
- ❖ et pour les sondes en gaz-lift, le gaz qui sèche la paraffine et la durcit.[7]



Figure I.7:Dépôts de paraffines

Conclusion:

A partir le type de champ exploité, plusieurs types de dépôts minéraux et organiques peut paraître, provoquant beaucoup des problèmes comme les bouchons et les rétrécissements du diamètre des tubes. Donc on peut dire que chaque dépôt à ces conditions de formation et des moyens de lutttes spécifiques.

Chapitre II:
Les Moyens De
Lutte Contre Les
Dépôts

Introduction

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôts survenus au cours de l'exploitation de pétrole ont engendré beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques stèles contraintes de production qui en résultent.

Dans ce chapitre, nous identifierons les moyens utilisés pour éliminer ce problème.

II.1 Détection des dépôts:

Dans le champ de Hassi Messaoud on utilise plusieurs méthodes très classiques pour détecter les problèmes liés par les dépôts disponibles sur le champ de Hassi Messaoud dont nous retiendrons:

➤ **Echantillonnages et analyses de laboratoire:**

L'identification des causes exactes d'un dépôt et par conséquent de choisir une solution appropriée ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

➤ **Essais de puits**

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe.

➤ **Historique complet des puits**

L'historique d'un puits est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes des quelques endommagements.

➤ **Analyse du système de production**

L'Analyse nodale est une opération utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. Cette méthode peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.[8]

II.2 Les Moyens De Lutte Contre Les Dépôts:**II.2.1 Au niveau des Perforations et des abords du Puits:****➤ Ajustement des Paramètres de Production:**

L'ajustement des conditions de production au niveau de la duse permet de changer les conditions hydrodynamiques de l'écoulement et permet de changer la zone où le dépôt se forme. Cela permet d'éviter la formation des dépôts dans les perforations si la pression du gisement est importante.

➤ Injection de l'eau traitée pour Nettoyer les Perforations:

Contrairement aux sels qui sont solubles dans les eaux aux basses températures. Les eaux traitées sont largement utilisées pour le nettoyage des puits soit par pompage sous pression depuis la surface, soit par opération de squeeze ou en utilisant le coiled tubing. [8]

II.2.2 Au niveau du tubing:**II.2.2.1 Modification de la Complétion:**

Pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau continu parmi la solution des sels mais l'incompatibilité entre les deux eaux (de formation et d'injection) entraîne la précipitation des sulfates de baryum dans le tubing.

Elles peuvent se produire également dans les perforations et même dans le réservoir (faible pression du réservoir dans ces deux zones), dans le cas où la déposition se produit dans le tubing, un changement de la complétion est envisagée pour réduire le taux de déposition.[8]

II.2.2.2 Méthode Mécanique:

Les méthodes mécaniques pour le traitement des dépôts peuvent être utilisées fréquemment et périodiquement pour gratter les parois des tubings, les lignes de collecte et les pipes. [8]

II.3 Traitement curatif:

Les traitements curatifs ce sont des opérations des nettoyages des puits par:

- Travail au câble
- Lavage à l'eau
- Snnubing
- Coiled tubing
- Traitement à l'acide dans le cas des dépôts carbonates[9]

II.3.1 Travail au câble:

Ce matériel permet de gratter les tubes de production, de casser par battage les ponts de sel rencontrés et de contrôler les puits jusqu'au fond, Au fur et à mesure de l'expérience acquise en Wire-line, le principe suivant a été admis : augmenter le fréquences d'intervention et faire des opérations de nettoyage de plus courte durée, afin de pouvoir casser les ponts de sel plus facilement avant qu'ils ne soient trop résistants et limitée ainsi les risques de coincements d'outil au fond, les ruptures de câble et les instrumentations qui s'ensuivent Ces opérations s'effectuent:

- ❖ Fréquence variable : 8 jours à 2 mois/ la durée de l'intervention, montage et démontage du sas compris, est de 04 h en moyenne par puits
- ❖ En continue, fréquence 1 à 5 jours pour ce genre d'intervention il peut y avoir des treuils installés en permanence sur site [9]

II.3.2 Lavage à l'eau:

Depuis la mise en exploitation du réservoir il s'est avéré nécessaire de laver à l'eau le tubing et le découvert de certain puits pour dissoudre les ponts de sel que le wire-line n'aurait pas pu atteindre ou détruire:

II.3.2.1 Bouchons d'eau:

Un volume de 2 à 5 m³ d'eau traitée, quelque fois plus important, est pompé en tête de puits (puits fermés), il descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontrés et arrive dans le découvert au bout de 8 heures. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production suivant les puits.

En alternance ou non avec la wire-line, les bouchons d'eau sont déclenchés périodiquement en traitement préventif ou à la demande pour venir en aide au wire line(outil coincés, dépôts difficile à détruire) ils éliminent complètement les cristaux

de sel qui adhèrent sur les parois des tubings, du train de fond ou dans la crépine, ce qui ne peut faire un outil wire-line qui laisse toujours une amorce de pont de sel suivant le diamètre de l'outil descendu pour casser ces ponts. De plus dans les tubes perforés ou crépines, le bouchon d'eau est un moyen efficace de destruction de dépôts de sel alors qu'il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils.

La fréquence des bouchons d'eau est très variable, sur certain puits, elle est régulière 8 : 15 jours.

II.3.2.2 Injection continue:

Pour les puits de salinité supérieur à 5000 mg/l et bons producteurs, le travail au câble et les bouchons d'eau n'étaient pas une solution durable. En effet l'opération d'entretien, rapprochés et parfois longues occasionnaient une perte de production importante et dans certains cas ne suffisaient même plus à maintenir le puits a son régime normal de production.

Techniquement la solution s'est avérée intéressante et elle a donné de bons résultats et par la suite elle a été généralisée sur l'ensemble des puits nécessitant ce type de traitement.

En exploitation normale, en dehors de traitement de l'eau et de ses conséquences, un puits ainsi équipé nécessite des contrôles wire-line réguliers afin de ne pas se laisser surprendre par de dépôts qui pourraient boucher le tubing d'injection de petit diamètre ou les interventions sont délicates. [9]

II.3.2.3 Squeeze d'eau dans la couche:

Des injections d'eau, se sont montrées efficaces sur quelque puits. L'eau agit dans les abords immédiats du trou. Elle dissout les cristaux de sel et après la réouverture du puits une bonne partie de cette eau peut rester absorbée dans la roche et diluer l'eau de gisement produite par 3 à 5 m³ d'eau sont chassées dans la couche par un volume égal d'eau pompé en tête de puits et dégorgés aussitôt. Il s'agit en fait d'un trempage du découvert sur quelque centimètre de formation seulement. [9]

II.3.2.4 L'effet de l'injection d'eau:

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation:

- De précipité ou de dépôts (les asphaltènes, paraffine,...) suite à la diminution des seuils de solubilité,
- D'émulsion,
- Des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation. [9]

II.3.2 Snubbing:

L'unité de Snubbing permet bien entendu d'effectuer, mais avec une mise en œuvre plus longue. Il permet en outre:

- Des nettoyages de dépôts durs nécessitant du poids sur l'outil et de la rotation
- De mettre en place un tubing concentrique (Descente ou modification CCE(permanent» pour l'injection d'inhibiteur, pour gaz lift.....)
- Certaines instrumentations (repêchage de poisson wireline ou coiled tubing laissé dans le puits)
- Traitement des abords du puits
- Lavage des parois du réservoir à l'eau ou à l'acide.

Repêchage nécessite la neutralisation du puits avant le début de l'opération, pour des normes de sécurité, donc la neutralisation et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère [9]

II.3.2.1 Le colmatage des perforations:

Au cours d'opération de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations. [9]

II.3.2.2 Changement de mouillabilité:

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile. [9]

II.3.2.3 Formation d'une émulsion:

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux (2) fluides non miscibles, à savoir ici:

- ❖ L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir;
- ❖ Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même minimiser considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension inter-faciale et de la casser. [9]

II.3.3 Coiled tubing:

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits, peut être utilisé pour enlever les dépôts collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits, comme le wire-line. Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing (l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces (5 cm) dans le tubing et à injecter un fluide sous pression), ce qui permet de dissoudre les dépôts par une tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide (eau douce,...) sous pression en même temps et les bouchons de sel dans le tubing. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon le type du bouchon et la quantité des dépôts dans le puits. [9]

II.3.4 L'acidification:

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage) peut générer de nombreux problèmes tels que:

- ❖ une attaque du ciment inter-granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable
 - ❖ des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et accroissement de la viscosité.
- [9]

II.4 Traitement préventif:

L'eau de dessalage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs des dépôts, ils sont additionnés à l'eau de dessalage dans le but d'inhiber la formation de sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes. [10]

II.4.1 Les inhibiteurs:**II.4.1.1 Définition et domaine d'utilisation:**

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter [11].

Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations bien déterminé pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. Ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteur, les réservoirs du pétrole, les circuits d'eau, d'huile et l'installation de production. Sans négliger leur utilisation pour le traitement des eaux, par exemple : l'eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière.

II.4.1.2 Propriétés des inhibiteurs:

- ❖ L'activité : se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction.
- ❖ La stabilité : Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mises en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques)
- ❖ La résistivité : L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les caractéristiques au cours de mise en œuvre.
- ❖ Les conditions de sécurité : L'inhibiteur choisi doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- ❖ Le prix : il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre [12].

II.4.1.3 Types des inhibiteurs:

Il existe deux types:

II.4.1.3.1 Inhibiteurs anti-dépôt :

Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation [13].

I.4.1.3.2 Inhibiteur de corrosion (ICO) :

C'est un composé chimique qui s'ajoute à faible concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu.

II.4.1.3.2.1 Définition De la corrosion :

Par corrosion, on entend la réaction intervenant (chimique ou électrochimique) entre un matériau métallique et le milieu ambiant, qui provoque une modification mesurable du métal et peut entraîner une dégradation de celui-ci ou de ses propriétés mécaniques sous l'effet l'environnement immédiat qui peut être le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres fluides.[15][16]

II.4.1.3.2.2 Processus de la corrosion:

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau rentre en interaction, la corrosion peut être classée en trois grandes classes :

- ❖ Chimique
- ❖ Bactérienne
- ❖ électrochimique[17]

II.4.1.4 Les mécanismes d'action des inhibiteurs:

Les mécanismes d'action des inhibiteurs sont classés en trois catégories, décrites ci-dessous:

- ❖ Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléus par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.

- ❖ Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface.
- ❖ Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux : par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. [14].

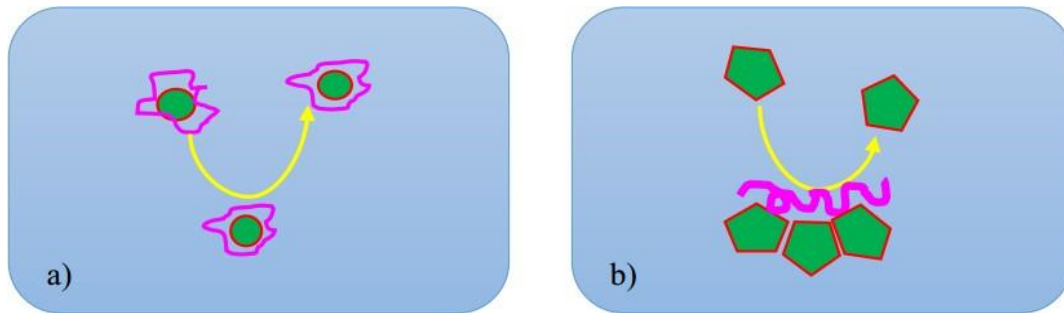


Figure II.1 :(a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.

Conclusion:

Dans l'industrie pétrolière, il y a beaucoup de problèmes, dont le problème des sédiments, qui entraîne un déclin de la production. Il existe de nombreuses façons de résoudre ce problème, y compris des méthodes directes d'intervention directe, y compris des méthodes préventives qui empêchent le problème de se produire

**Chapitre III:
Evaluation de
traitement
chimique par
inhibiteurs
(AD32,ICE et BC)
dans le champ
HMD**

Introduction:

Dans ce chapitre, nous exposons les techniques utilisées pour étudier les inhibiteurs de dépôt et la procédure expérimentale (préparation, conditions opératoires, etc.) ainsi un rappel de certaines définitions et concepts qui sont nécessaires à notre travail et qui vont nous permettre de maîtriser les phénomènes qui sont en jeu et pouvoir ainsi interpréter les résultats obtenus.

III.1 Le choix d'inhibiteur:

Pour considérer une substance comme un inhibiteur de dépôt, il doit répondre aux exigences actuelles en matière d'environnement; c'est-à-dire il doit être:

- ❖ non toxique et biodégradables;
- ❖ efficace à faible concentration;
- ❖ prix supportable.

Dans ce sens, on va étudier un produit commercial utilisé comme inhibiteur des dépôts (AD32). (La formule chimique de ce produit est inconnue et n'est pas fournie par le fabricant).

III.2 Techniques, méthodes et appareils de mesure:**III.2.1 Mesure de la température:**

La mesure de la température de l'eau et même de l'air sur le lieu du prélèvement de l'échantillon est une partie intégrante de l'analyse des eaux, car de cette température dépend la solubilité des gaz et la vitesse des réactions dans l'eau.

- ❖ **Mode opératoire :** Plonger le thermomètre dans l'eau jusqu'à la hauteur de lecture et attendre jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur constante (environ 1 min).

III.2.2 Mesure du pH:

- ❖ **Mode opératoire :** Après avoir étalonné le pH-mètre avec la solution tampon et mesuré la température de l'échantillon, ajuster le régulateur de température sur les valeurs trouvées, plonger les deux électrodes dans l'échantillon et

attendre jusqu'à ce que la valeur du pH se stabilise. Le pH de l'échantillon considéré est directement lu sur l'appareil.



Figure III.1: mesure de la valeur de PH

III.2.3 Mesure de la turbidité:

La turbidité est l'indice de présence de particules en suspension dans l'eau. Elle est déterminée à l'aide d'un turbidimètre.

- ❖ **Mode opératoire:** On mesure la turbidité à l'aide d'un turbidimètre. Cet instrument envoie un rayon de lumière à travers un échantillon d'eau et mesure la quantité de lumière qui passe à travers l'eau par rapport à la quantité de lumière qui est réfléchiée par les particules dans l'eau.



Figure III.2: mesure de la turbidité

III.3 Déroulement d'essai:

III.3.1 Préparation de la solution mère:

Les tests ont été effectués à l'aide de l'eau reconstituée au laboratoire en prenant comme référence les compositions d'eau de gisement du HMD.

On prépare donc une solution mère avec des doses de BaCl_2 :

- ❖ Une solution de 1.42 g BaCl_2 (800 ppm) en 1L d'eau distillée.



Figure III.3 : Préparation de la solution mère

Le mélange de solution est préparée sous l'effet de l'agitation d'une durée de 45 minutes, et on laisse la solution finale repose pendant 24 heures dans les conditions suivantes:

- ❖ Pression atmosphérique;
- ❖ pH neutre;

Une partie des tests sera réalisée à température ambiante (26°C), et l'autre partie à une température de 90°C (température du réservoir).

III.3.2 Étude de l'incompatibilité de l'eau d'injection et l'eau de formation par gravimétrie:

L'étude d'incompatibilité des eaux d'injection et de gisement et la détermination du taux critique sont nécessaires avant d'entamer tout traitement avec les inhibiteurs de dépôts.

Pour déterminer la quantité de dépôt produite par le mélange des eaux d'injection et de gisement, nous avons utilisé la méthode de dosage par gravimétrie. Cette méthode repose sur la pesée des dépôts obtenus suite au mélange d'eau d'injection sulfatée (Albien) avec l'eau de gisement contenant les ions de baryum (Cambrien) à différents rapports et déterminer le mélange qui aboutit à la formation du maximum de dépôt.

L'incompatibilité des eaux a été étudiée par précipitation des sulfates présents dans l'eau d'injection avec les ions de baryum présents dans l'eau de gisement en déterminant la masse du dépôt $BaSO_4$ par les mesures gravimétriques. Les rapports de volume des mélanges étudiés sont : 10/90, 20/80, 30/70, 40/60, 50/50, 60/40, 70/30, 80/20, 90/10 rapport eau d'injection/eau de gisement. Le taux critique correspondant au mélange qui conduit à la précipitation maximale de dépôt a été déterminé.

Tableau III.1: les volumes des échantillons

L'échantillon	Volume d'eau d'injection (ml)	Volume d'eau de formation (ml)
01	10	90
02	20	80
03	30	70
04	40	60
05	50	50
06	60	40
07	70	30
08	80	20
09	90	10



Figure III.4: Préparions des échantillons

III.3.2.1 Filtration, séchage et pesée des dépôts:

- ❖ La filtration est effectuée avec des filtres millipore;
- ❖ Séchage dans une étuve à 105°C pendant 24 h ;
- ❖ La pesée des dépôts formés après séchage et refroidissement dans un dessiccateur à l'aide d'une balance électronique
- ❖ Noter les résultats des mesures après chaque essai.



Figure III.5: Filtration des échantillons

III.3.2.2 les résultats:

À partir des résultats obtenus, nous concluons que le taux critique de précipitation au volume de 50/50 ml de eau d'injection/eau de gisement

III.3.3 Etude de compatibilité:

Pour prévenir les problèmes qui peuvent apparaître suite à l'utilisation de deux ou plusieurs produits à la fois, l'étude de compatibilité entre les produits utilisés simultanément en production pétrolière est nécessaire. Une éventuelle incompatibilité entre deux produits ou plus, peut engendrer des problèmes à la production (moussage, dépôts, perte d'efficacité et bouchage des conduites). Nous présentons les résultats des tests de compatibilité de trois produits de traitement utilisés actuellement dans la région HMD. Il s'agit bien de l'inhibiteur de corrosion ICE, du bactéricide BC et de l'anti-dépôt INHIPOL AD32 .

III.3.3.1 Principe de la méthode:

La méthode utilisée est celle proposée par l'IFP (Production et traitement des pétroles bruts salés, Éditions TECHNIP) qui consiste à mélanger des volumes égaux des produits dans les conditions de l'essai et à étudier le comportement du mélange après une minute, 03 heures et 48 heures de contact. Les essais ont été réalisés dans les conditions ambiantes à 04°C et à 70°C.

III.3.4 Test d'efficacité d'inhibiteur AD-32:**III.3.4.1 Mode opératoire:**

L'inhibiteur de dépôts (AD-32) est testé sur le taux critique de mélange (eau d'injection/eau de gisement). A ce taux de mélange la précipitation des dépôts est maximale.

Préparer une série des béchers contenant l'eau d'injection (50ml):

- ❖ Ajouter à cette eau des doses de produit (0, 100, 150, 200, 250 ppm) puis mettre en agitation.
- ❖ Ajouter l'ensemble dans des béchers qui contiennent l'eau de gisement (50ml).
- ❖ Laisser les solutions obtenues en agitation continue pendant 1, 3, 6 heures.

- ❖ Mesurer la turbidité de solution à l'aide d'un turbidimètre après 1, 3, 6 heures.
- ❖ Calculer l'efficacité de produit aux différentes concentrations (après 6 heures).
- ❖ Déduire la dose optimale du produit anti-dépôts: dose utilisée obtenir la meilleure efficacité.

III.3.4.2 Résultats expérimentaux (gravimétrie et turbidité):

Les tableaux ci-dessous regroupent les résultats des analyses gravimétrique et turbidimétrique obtenus sur des échantillons d'eaux réelles et reconstituées pour les mélanges de 50/50 en présence des inhibiteur AD-32 à différentes concentrations (0,100,150,200,250 ppm) . Les efficacités sont calculées à partir des valeurs de masse trouvées après 24h.



Figure III.6: les concentrations d'inhibiteur AD32

Tableau III.2: étude l'efficacité d'inhibiteur AD32 en fonction de la concentration

Inhibiteur AD-32 (ppm)	La Turbidité			La Masse de dépôt (g)	L'Efficacité %
	1H	3H	6H		
0	488	476	511	0.0636	-
100	166	237	256	0.0518	
150	173	345	375	0.0465	
200	13.8	60.2	122	0.0185	
250	68.6	129	155	0.035	

❖ **Calcul l'efficacité des inhibiteurs**

$$EI\% = \frac{m_0 - m_1}{m_0} \times 100 \quad (III.1)$$

m_1 : Masse de dépôt en présence de produit anti-dépôt exprimée en gramme.

m_0 : Masse de dépôt en absence de produit anti-dépôt (la masse de l'essai à blanc) exprimée en gramme.

- ❖ D'après les résultats obtenus à partir de la courbe, on trouve que la l'efficacité optimale d'inhibiteur AD32 Nous le trouvons a la concentration 200ppm.

Conclusion Générale

Le dépôt de sulfate de baryum constitue un problème difficile à gérer par les industriels du pétrole qui utilisent la récupération par injection d'eau. Toutes les techniques utilisées au laboratoire pour régler ce problème ont rencontrés des limites d'utilisations à causes des conditions thermodynamiques et chimiques relativement difficiles voir impossibles à reproduire en laboratoire.

Le premier objectif de ce travail est d'étudier la formation et l'inhibition de dépôt de BaSO₄ par la technique gravimétrique pour adapter une bonne optimisation de l'inhibition par l'AD32.

Les résultats obtenus dans notre travail ont permis de déterminer le rapport critique de dépôt formé, l'incompatibilité entre les trois dépôts (AD32-BC-ICE) et l'efficacité de différentes concentrations des inhibiteurs. Les résultats obtenus ont été représentés par le logiciel Origine Pro.

Au vu des différents résultats obtenus lors de cette étude, on a conclu que :

- La variation de volume d'eau de formation et d'eau d'injection à un effet sur la formation des dépôts de BaSO₄ ;
- la concentration d'inhibiteur a un effet important sur l'inhibition des dépôts du sulfate de baryum ;
- Le taux critique de formation des dépôts de Sulfate de Baryum à 26 °C est 50% d'eau d'injection et 50% d'eau de formation ;
- Le taux critique de formation des dépôts de Sulfate de Baryum à 90 °C est 50% d'eau d'injection et 50% d'eau de formation ;
- Le mélange (AD32-BC-ICE) est incompatible ;
- Le mélange (AD32-BC) est compatible ;
- Le mélange (AD32-ICE) est incompatible ;
- Le mélange (BC-ICE) est incompatible ;
- La dose optimale d'inhibiteur anti-dépôts égale a 200 ppm.

Recommandations :

- Éviter l'utilisation des mélanges d'inhibiteurs incompatible.
- L'utilisation de concentration optimale de l'inhibiteur AD-32 équivalente a 200 ppm.

Références bibliographiques

- [1]Z. LALMI 2008, «Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire de Magister.
- [2] Schlumberger. (2001). Fluid selection guid for matrix treatments. Sugar Land texas: TSL-2069.
- [3] Engineered High – Pressure Jetting Service SHLUMBERGER 2014.
- [4] R.Mokhtari, L.Zouache «Contribution au traitement des sulfates de baryum par AD32 et stabilisation par l'utilisation des résines» Mémoire master, Université Ouergla(2020) p (36- 42) (46-54).
- [5] Guille Veronique, « Etude de la structure des solutions d'asphaltènes et d'un résidu sous vide ».
- [6] Djelti Faycale ; "contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes " Thèse de Magister. Université du Aboubakr Belkayed .Tlemcane 2012....)
- [7] M. LEMBARKI Ali-l'impact des dépôts sur la production- Mémoire projet d'induction- Département Technique production-Service contrôle gisement
- [8] Dake,L.P: Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Publishing Co.,N.Y.1979
- [9] Fightingscale – removal&prevention (Article OilfieldReview); Autumn 1999
- [10] Christian ROQUE (« Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les installations pétrolières ») IFP
- [11]O. KHLEFI « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur » Master Production, 2010.
- [12]B. Omar el Islem, B. Sara et T. Sabrina, Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates dans le champ HGA, Mémoire de Master, Université de Ouargla, 2017.
- [13]Kavitah et al, Development and validation of stability indicating RP-HPLC method for the simultaneous estimation of sitagliptin and simvastatin, India, 2012.

[14] Larbaoui-Djallal Karima, Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique, Thèse de doctorat, 2017.

[15] DEGHEFEL, Nadir & REHMANIA, Rabah. Introduction à la corrosion et aux inhibiteurs de corrosion, université Mohamed Boudiaf, M'sila, 50 p.

[16] KHOUHI, Faiza. Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (Eau, huile et gaz), Thèse de Magister, Chimie, Université M'hamed bougara de boumerdes Faculté de science, 2007/2008, 125 p.

[17] Dr BENSABRA, Hakim. Cours de Corrosion et Protection des Métaux IFP Cours Introduction & théorie de la corrosion.

[18] Kacimi M-Spectrométrie d'absorption atomique-Université Frères Mentouri Constantine 1.

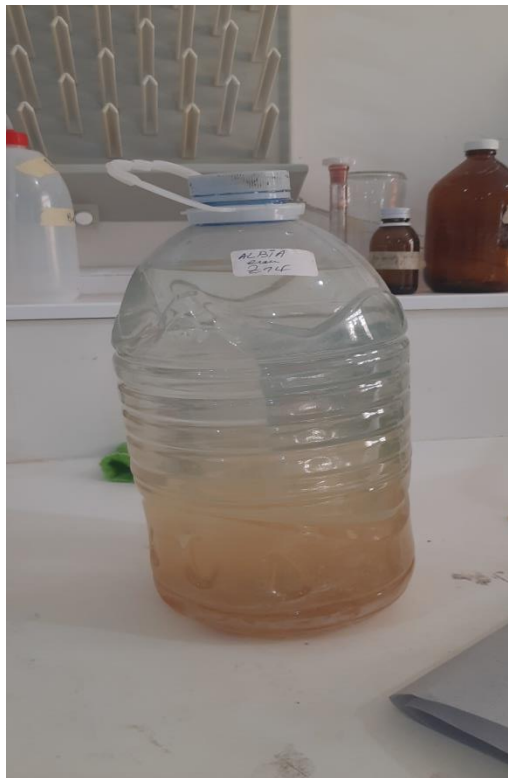
Annexe 01

Les matériels utilisés dans laboratoire:

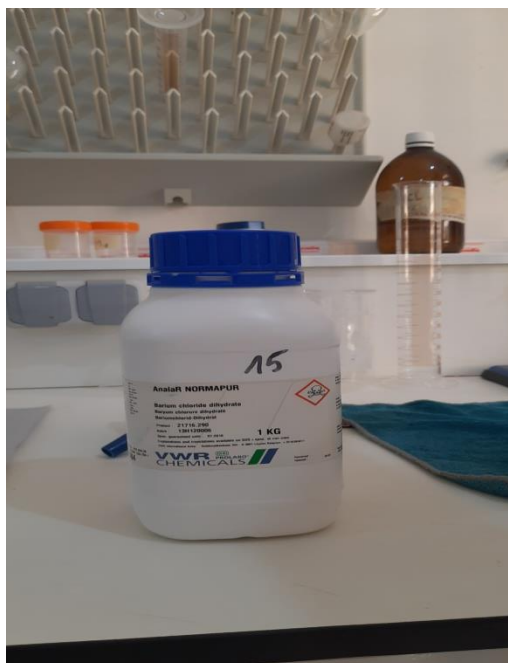
❖ Les inhibiteurs



❖ L'eau Albien



❖ Chlorure de Baryum (BaCl_2)



❖ Four de 105 °C



❖ **Water Bath**



Annexe 02

Préparation de concentration d'inhibiteurs AD32:

- Préparation de solution de 1000 ppm par ajouter 1 g d'inhibiteur AD32 dans 1L d'eau distillé.



- Utiliser la loi de dilution

$$C_1 \cdot V_1 = C_2 \cdot V_2$$

C_1 = La concentration de AD32 à 1000 ppm

V_1 = le volume de solution de 1000 ppm pour la préparation

C_2 = la concentration de AD32 (0,100,150,200,250 ppm)

V_2 = le volume de fioles (100 ml)

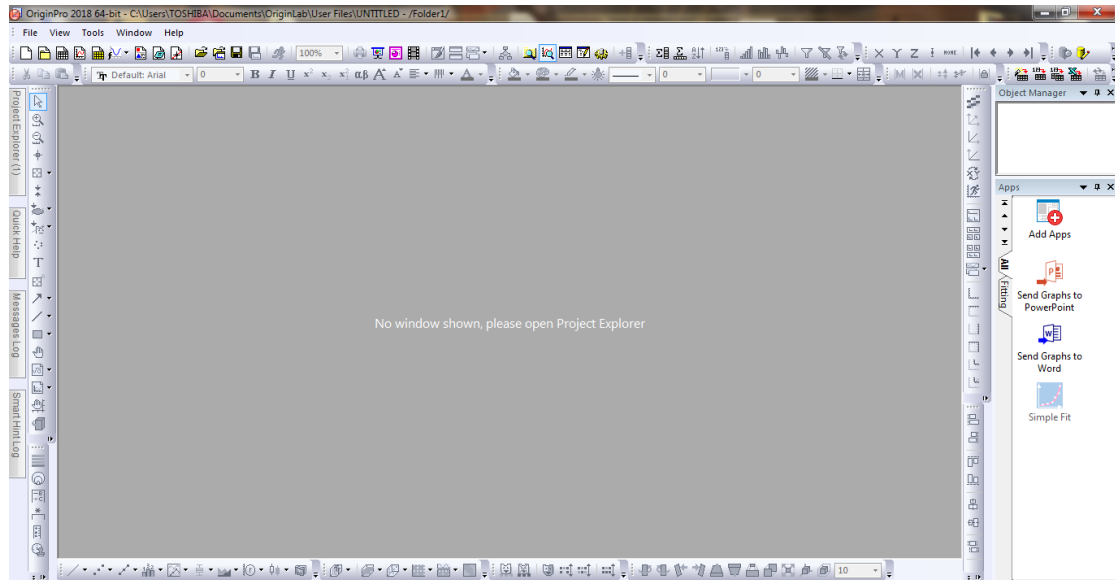
- La préparation des solution de 0,100,150,200,250 ppm .

C_2 (ppm)	V_1 (ml)
100	10
150	15
200	20
250	25

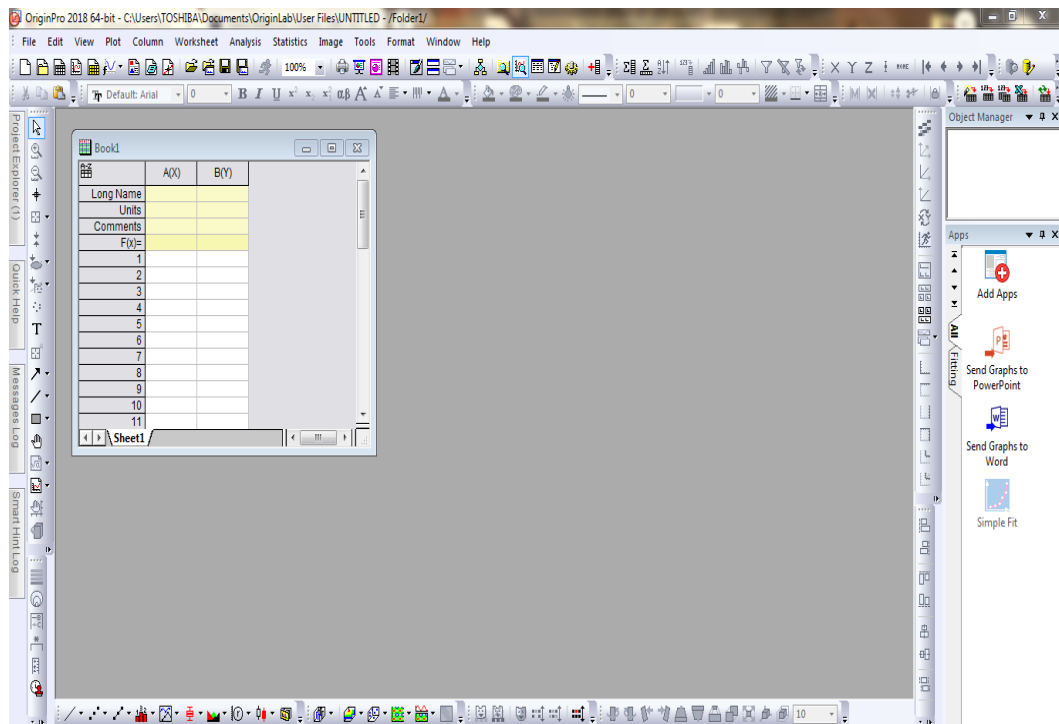
Annexe 03

Logiciel Origin pro:

- Cliquer sur l'icône de logiciel



- Cliquer sur "file" après "new projet"



➤ Ajouter les données nécessaire

