



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique

N° d'ordre :
N° de série :

UNIVERSITÉ D'EL-OUED
FACULTÉ DES SCIENCES ET DE TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'étude

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et de Technologie

Filière : Génie des procédés

Spécialité: Raffinage

Présenté par:

Djidel chouaib

Fadji Aicha

Aissaoui Lina nour el houda

Thème

**Etude de l'inhibition de la déposition des dépôts à
base de sulfate au niveau des installations industrielles
et des puits pétroliers**

ENCADRE PAR :

Ben mya omar

Zaiz toufik

Remerciements

Nous remercier ***Dieu*** le tout puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Ce travail a été effectué à la faculté des sciences et technologie de l'université d'**EL-OUED**, au sein du laboratoire de génie des procédés.

Nous tenons tout d'abord à remercier mon encadreur, monsieur ***BEN MYA OMAR***, pour tous les efforts qu'il a consentis tout au long de l'élaboration de ce travail.

Nous exprimons mes sincères remerciements à monsieur ***ZAIZ TOUFIK*** d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse.

Nous exprimons toute ma gratitude à l'équipe de laboratoire de génie des procédés m'avoir accueilli dans ce laboratoire.

Nous remercions vivement notre petites familles pour l'aide et le soutien moral pour réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier les membres de jury qui ont acceptés d'évaluer et de juger ce modeste travail.

Nous tenons à remercier toutes les personnes qui pour leurs aides, leurs réflexions ou leurs remarques.

CH.DJIDAL

A.FADJI

LI.AISSAOUI

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut	
I.1. Définition	3
I.2. Origine du pétrole brut	4
I.3. Composition du pétrole brut	6
I.3.1. Les différents composants du pétrole brut	6
I.4. Les principaux types	7
I.5. Les principaux produits du pétrole	8
I.5.1. Les produits pétroliers légers	8
I.5.2. Les produits pétroliers lourds ou lubrifiants	9
Chapitre II : Etude d'injection de l'eau	
II.1. Prospection et production	11
II.1.1. Le forage	11
II.2. L'eau et la production du pétrole brut	12
II.2.1. Pour quelle utilisation ?	12
II.2.2. Les sources de l'eau et son traitement	12
II.2.3. La qualité des eaux	13
II.3. étude de l'injection d'eau	14
II.3.1 généralités sur la récupération assistée	14
II.3.2 différentes méthodes de la récupération assistée	14
II.3.2.a. La récupération secondaire	14
II.3.2.b. La récupération tertiaire	14
II.4. L'injection d'eau	15
II.4.1. Les différents types d'injection	16
II.4.1.a. Injection groupée	16
II.4.1.b. Injection dispersée	16
II.4.2. Les facteurs influents sur l'injection	17
II.4.2.a. Géologie du réservoir	17
II.4.2.b. La profondeur	17
II.4.2.c. Caractéristique pétro physique	17
II.4.2.d. Caractéristique des fluides	18

SOMMAIRE

II.4.3. Le gisement vu dans son ensemble	18
II.5. Influence de la nature de l'eau	19
II.5.1. Eau de nappes phréatique	19
II.5.2. Eau de mer	19
II.5.3. Eau de surface	20
II.5.4. Eaux huileuses	20
II.6. Choix de l'eau comme agent de balayage	20
Chapitre III : Fondement des dépôts	
III.1. Généralité sur les fluides pétroliers	23
III.2. Les dépôts	23
III.3. Les étapes de formation de dépôts	24
III.3.1. Sursaturation clés sels économiquement solubles	24
III.3.2. Formation du germe	24
III.3.3. Croissance du cristal	25
III.4. L'origine des dépôts	26
III.4.1. Dépôts d'origine naturelle	26
III.4.2. Dépôts d'origine artificielle	26
III.5. Les dépôts provenant de la qualité de l'eau	27
III.6. Les facteurs principaux conduisant aux dépôts de sels	27
III.6.1. Influence de la température	28
III.6.2. Influence de la pression ?	28
III.6.3. Influence du Ph	28
III.7. Les différentes formes (structures) des dépôts sels	28
III.8. Les principaux types de dépôts	28
III.8.1. Dépôts de sulfates	29
III.8.1.1. Le sulfate de calcium CaSO_4	29
III.8.1.2. Le sulfate de strontium SrSO_4	30
III.8.1.3. Le sulfate de baryum BaSO_4	30
III.8.2. Dépôts de carbonate de calcium	30
III.9. Conséquences liées aux dépôts de sels	30

SOMMAIRE

III.9.1. Bouchage des échangeurs de chaleur	30
III.9.2. La corrosion	31
III.10. Les méthodes utilisées pour éliminer les dépôts de sels	32
III.10.1. Nettoyage mécanique	32
III.10.2. Nettoyage chimique	32
III.11. Méthodes de protection contre la formation des dépôts	32
III.11.1. Traitement des eaux industrielles	32
III.12. Les inhibiteurs de dépôts (anti-dépôts)	33
III.12.1. Mécanisme d'inhibition	33
III.12.2. L'effet de l'inhibition	34
III.12.3. Mode d'action de l'inhibiteur	34
Chapitre IV : Etude d'efficacité d'inhibiteur	
IV.1. Introduction	35
IV.2. Le choix d'inhibiteur	35
IV.3. Techniques et appareils de mesure	35
IV.3.1. Les appareils	35
IV.3.2. Les produits	36
IV.4. Mode opératoire et réactif	36
IV.4.1. Conditions expérimentales	36
IV.4.2. Les étapes expérimentales	36
IV.5. Etude d'inhibition par AD32	37
IV.5.1. Présentation sur l'inhibiteur l'INIPOL AD32	37
IV.6. Résultats expérimentaux	37
IV.6.1. Calcul de taux d'inhibition	38
IV.6.2. Discussion des résultats	39
Conclusion	40
Bibliothèque	

Liste des figures

Figure .I .1 : Echantillon d'un pétrole brut.

Figure. I .2 :Etapes de la formation du pétrole.

Figure. I.3 :Les composant du pétrole

Figure. II.1 :schématisation du procédé récupération secondaire.

Figure II.2: coupe d'un gisement d'hydrocarbures typique.

Figure II.3 :maintien de pression par injection d'eau à la base du gisement.

Figure.III.1 :Echantillons des dépôts.

Figure .IV.1 :variation du poids du dépôt (CaSO_4)formé en fonction de concentration d'inhibiteur AD32.

Figure .IV.2 : variation de taux d'inhibition en fonction de concentration d'inhibiteur AD32.

Liste des tableaux

Tableau III.1: les dépôts d'origine naturelle sont rassemblés.

Tableau III.2 : les dépôts d'origine artificielle sont rassemblés.

Tableau IV.1: variation du poids du dépôt (CaSO_4) formé en fonction de concentration d'inhibiteur AD32.

Tableau IV.2: variation de taux d'inhibition en fonction de concentration d'inhibiteureAD32.

Introduction générale

Les techniques de production primaires par drainage naturel des gisements de pétrole brut ne permettent pas d'extraire plus de 30% de volume brut de pétrole, suite à la diminution de la pression du gisement. Parmi les techniques de récupération les plus utilisées dans notre pays c'est l'injection de fluide dans le gisement où on parle dans ce cas de récupération secondaire, les fluides injectés peuvent être de différentes natures suivant les gisements et suivant leurs disponibilités (eau, gaz naturel, fumée...) les fluides les plus utilisés pour l'injection sont l'eau et le gaz.

Cette large utilisation de l'eau sous pression est justifiée par son faible coût, sa disponibilité en volume suffisante. Mais cette utilisation se trouve systématiquement compromise pour deux (02) inconvénients majeurs :

1-La corrosion dégrade le matériau et réduit sa durée de vie.

2-Le dépôt, suivant les appellations, il a pour inconvénients :

- ❖ Constitution d'une pellicule ou d'une croûte isolante qui freine les échangeurs thermiques.
- ❖ Réduction de la section de passage, donc réduction du débit d'eau (augmentation de sa température) ou bien augmentation des pertes de charge.
- ❖ Possibilité de corrosion sous le tartre.
- ❖ Colmatage de la roche constituant le réservoir pétrolier et restrictions des écoulements des fluides au sein de ce milieu.

Le dépôt pose un problème très important qui issu de l'incompatibilité de deux(02) eaux, par réaction entre deux espèces contenus dans les eaux d'injections (SO_4^{2-}) et les eaux du gisement (Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} qui donnent des matériaux insolubles (CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4).

Dans le cadre des travaux de recherche relatifs à mettre en place une méthode d'empêcher la déposition de ces dépôts par un traitement physique ou chimique en utilisant des composés organiques de famille de polyphosphonates, polyélectrolytes, et acides polybasiques...etc.

Ces produits doivent en premier lieu répondre aux exigences actuelles en matière d'environnement c'est-à-dire ils doivent être non toxiques et biodégradables, en parallèle ils doivent agir vis-à-vis des différents sels capables de générer ces dépôts tel que les sels de calcium, de baryum et de strontium dont les sulfates sont connus par leur très faible solubilité à haute température.

L'étude comporte deux (02) parties, théorique et pratique. La partie théorique se compose trois (03) chapitres; le premier chapitre donne un aperçu général sur le pétrole brut, le deuxième chapitre comprend des notions générales sur l'injection de l'eau. Le troisième chapitre sur le fondement du dépôt et les types des traitements et protection contre les dépôts, et les types des inhibiteurs utilisés pour empêcher les dépôts. La deuxième partie est une étude expérimentale, se compose (01) chapitres aussi, ce chapitre parle sur les procédés diverses expériences pour l'optimisation des doses des inhibiteurs à savoir AD32 et connaître ses mécanismes d'inhibition et l'influence de la température sur l'inhibition.

Chapitre I



généralités sur le pétrole brut

I.1. Définition

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures, il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Les gisements de pétrole correspondent à une accumulation dans une zone où le réservoir présente des caractéristiques favorables et constitue un piège : la fuite du pétrole – moins dense que l'eau est rendue impossible vers le haut par la présence d'une couverture imperméable (argiles, sel) et latéralement par une géométrie favorable (dôme anticlinal, biseau de sables dans des argiles).

Le pétrole a pour origine la substance des êtres- vivants, animaux ou végétaux, à la surface du globe et particulièrement en milieu aquatique. La matière organique ainsi produite se dépose au fond des mers et des lacs et est incorporée aux sédiments. À mesure que ceux-ci sont enfouis, les constituants organiques se transforment, principalement sous l'action de la température, en hydrocarbures dont une partie vient progressivement se concentrer dans les pièges des réservoirs poreux.

Si la composition élémentaire globale des pétroles est relativement fixe, la structure chimique de leurs constituants varie plus largement, ce qui entraîne une grande diversité des propriétés physiques (densité, viscosité) ainsi que des teneurs très variables dans les différents types de produits obtenus par raffinage. En particulier, la présence de soufre dans certains pétroles pose des problèmes de corrosion et de pollution atmosphérique, tant au stade du raffinage qu'à celui de l'utilisation industrielle ou domestique de leurs dérivés. [1]



Figure I.1. *Echantillon d'un pétrole brut*

I.2. Origine du pétrole

L'explication de l'origine du pétrole par l'évolution géologique de la matière organique a été formulée dès le XIXe siècle, mais elle était alors fortement concurrencée par des théories impliquant des mécanismes inorganiques, par exemple l'action de l'eau sur des carbures métalliques. Quelques chercheurs en ex-U.R.S.S. font appel soit à des théories cosmiques dans lesquelles les hydrocarbures sont les restes d'une atmosphère primitive de la terre, soit à des synthèses de type minéral, comme dans le procédé Fischer Tropsch, qui seraient réalisées à grande profondeur dans le sous-sol. En fait, l'hypothèse cosmique n'est guère soutenable, car il s'agit d'une étape cosmologique transitoire dont on n'est pas certain et qui est en tout cas ancienne d'autre part, quel que soit le mécanisme chimique envisagé dans le sous-sol, la quasi-totalité du carbone de l'écorce terrestre est représentée par la matière organique contenue dans les roches sédimentaires. De plus, des traces de l'origine organique des pétroles bruts peuvent être décelées ; en premier lieu, on y trouve des corps optiquement actifs, qui ne peuvent pratiquement être synthétisés que par les êtres vivants ; on y trouve également : des porphyrines, dont la structure dérive directement de celle de la chlorophylle des plantes ou de l'hémine ; des isoprénoïdes, hydrocarbures issus de la chaîne phytol de la chlorophylle ; des stéroïdes et triterpénoïdes, composés caractéristiques de la matière vivante. Il semble donc que l'essentiel des gisements de pétrole dérive, directement ou non, de la substance des êtres vivants incorporée dans les sédiments lors de leur dépôt. [1]

La formation du pétrole

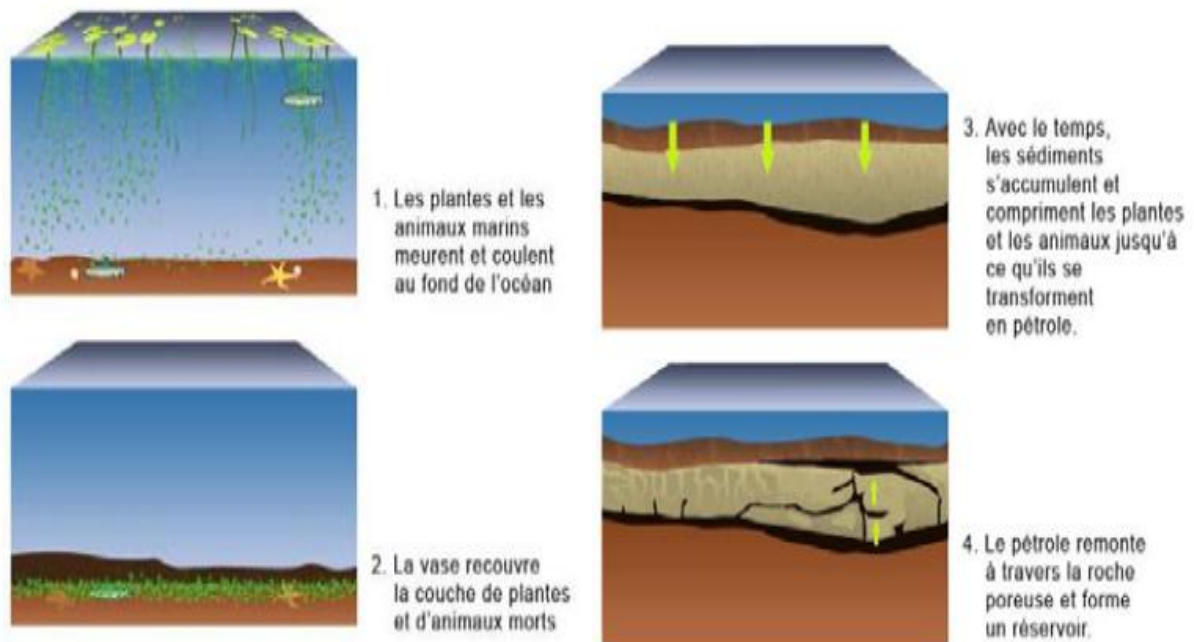


Figure I.2. Etapes de la formation du pétrole

I.3. Compositions du pétrole brut

On peut caractériser la composition des pétroles bruts de deux façons :

- par des méthodes globales fondées sur une distillation, suivie de mesures de densité, de viscosité etc...., sur les diverses fractions. Ces méthodes fournissent des indications utiles pour le raffinage et la valorisation des pétroles.
- par des méthodes fondées sur des fractionnements par solubilité, chromatographie liquide, etc., suivies d'analyse des fractions par des méthodes physiques : chromatographie en phase gazeuse, spectrométrie de masse, etc. Elles permettent d'identifier les diverses familles de composés présents.

I.3.1. Les différents composants du pétrole brut

Un pétrole brut contient certainement des centaines de milliers de types moléculaires différents, dont seuls quelques centaines ont été séparés et dûment identifiés :

- ❖ Les alcanes sont en général abondants, tant les formes normales que les formes ramifiées ; parmi celles-ci, les plus remarquables sont les isoprénoïdes, qui possèdent un groupement méthyle sur chaque quatrième atome de carbone.

- ❖ Les cyclanes sont en quantité assez variable : parmi eux les molécules tétra cycliques et penta cycliques sont responsables de l'activité optique des hydrocarbures saturés (stéranes, triterpanes ;).

- ❖ Les aromatiques comprennent principalement le benzène, le naphtalène, le phénanthrène et leurs dérivés alkyl ; parmi ceux-ci les molécules à chaînes courtes et peu nombreuses sont les plus abondantes (méthyl, diméthyl, méthyléthyl).

- ❖ Les molécules cyclano-aromatiques, formées d'un noyau comprenant un ou plusieurs cycles aromatiques, un ou plusieurs cycles saturés et des chaînes, sont assez abondantes ; parmi les plus remarquables, on peut signaler les stéroïdes et triterpénoïdes (un cycle aromatique, trois ou quatre cycles saturés ;).

Les teneurs en soufre varient de moins de 0,2 p. 100 à plus de 5 p. 100. C'est l'élément le plus abondant dans les pétroles après le carbone et l'hydrogène. L'origine du soufre peut être discutée, mais il est probablement en partie acquis par la matière organique après son dépôt ou encore par les hydrocarbures eux-mêmes. [1]

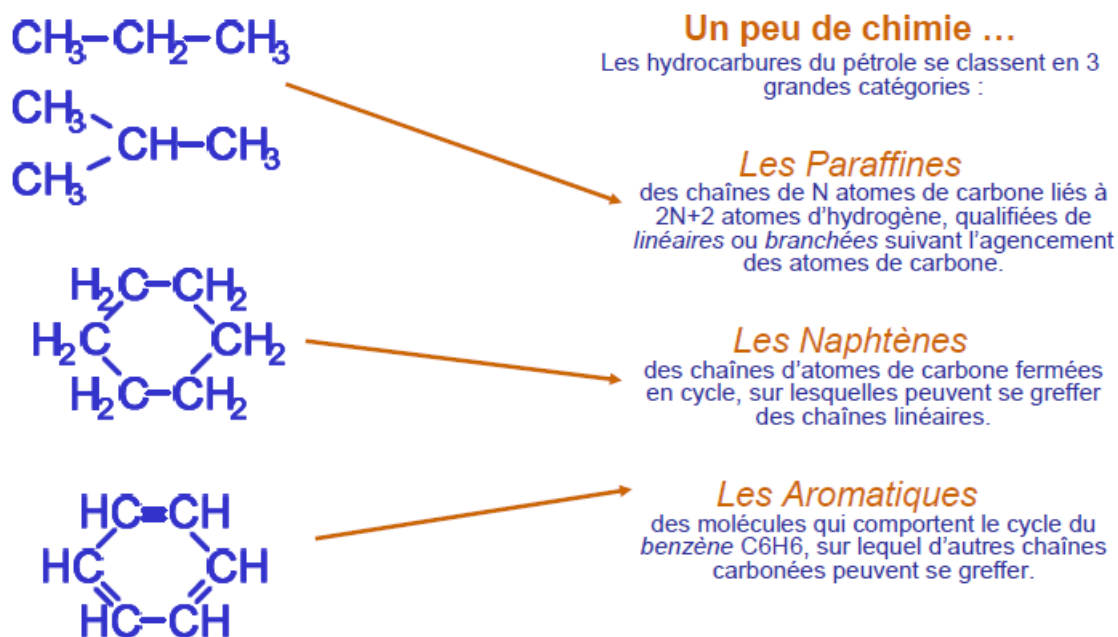


Figure I.3. Les composants du pétrole

I.4. Principaux types du pétrole

On observe généralement une certaine parenté, dans un même bassin, entre les pétroles qui dérivent de la même roche mère. Cette parenté s'exprime parfois par des caractéristiques chimiques très particulières (pétroles soufrés). Par contre, à l'intérieur d'une même famille d'huiles, ainsi définie, on note des variations au travers du bassin, en particulier du fait de l'histoire géologique locale.

Dans les bassins du Moyen-Orient (Arabie Saoudite, Kuwait, Irak, Iran), les pétroles contiennent 1 à 5 % . 100 de soufre. Il en est de même pour certains pétroles du Venezuela et du sud-ouest de la France. On a noté une liaison fréquente entre la présence de séries géologiques carbonatées et de pétroles soufrés, et tenté de rechercher l'origine du soufre dans les sulfates (évaaporites) qui sont fréquents dans ces séries sédimentaires. Cependant, on trouve également des pétroles riches en soufre dans des séries détritiques (sables, argiles).

Dans d'autres types de sédiments, déposés dans des eaux où les influences marines sont faibles ou nulles, on a remarqué l'abondance des alcanes normaux de rang élevé, que l'on rapporte aux végétaux supérieurs, et des hydrocarbures aromatiques.

Des observations analogues peuvent être faites sur les gaz de pétrole : dans certains ensembles comme le Mésozoïque du sud-ouest de la France ou comme le Paléozoïque du

Canada occidental, les gaz sont riches en hydrogène sulfuré. En mer du Nord allemande, les teneurs en azote sont notablement élevées.

À côté de ces caractères communs à une zone pétrolière, on observe des variations liées à l'âge et à la profondeur des gisements. Les teneurs en hydrocarbures saturés, et surtout en composés légers, augmentent avec la profondeur des gisements, c'est-à-dire avec leur température.

À très grande profondeur, on trouve essentiellement du méthane. On observe également que dans un même bassin les gisements plus anciens sont souvent plus riches en hydrocarbures légers. En effet, le temps, et surtout la température, sont deux paramètres essentiels de la cinétique de transformation de la matière organique dans le sous-sol, et en particulier des réactions de craquage qui sont à l'origine des hydrocarbures légers. [1]

I.5. Les principaux produits du pétrole

L'opération du raffinage, on obtient deux types de pétroles : les produits pétroliers lourds communément appelé Le raffinage du pétrole conduit à l'obtention de plusieurs produits dérivés du pétrole. Après carburant et les produits pétroliers légers.

Selon le petit Larousse « le gazoline, le ligroïde, le kérosène, le gasoil, les huiles légers sont des produits légers et les huiles de graissage, le paraffine, les résidus (fuel, vaseline, bitume, brai etc.) sont des produits pétroliers lourds.

L'essence quant à lui est un liquide pétrolier léger à odeur caractéristique distillant entre 40 et 210°C environ utilisé comme carburant, comme solvant et pour divers usages industriels.

➤ Les produits pétroliers légers

Le carburant est une substance dont la combustion fournit l'énergie nécessaire aux moteurs thermiques (moteur à allumage commandé, moteur diesel, moteur d'avion).

Un carburant est un mélange de plus de 300 hydrocarbures différents issus du raffinage. On peut distinguer deux grandes catégories de carburant : essence et de distillant à savoir le gazole et le kérosène.

L'essence : est destinée aux moteurs à allumage commandé, moteur dans les quels l'explosion du mélange air/essence dans le cylindre est déclenchée par l'étincelle de la bougie. C'est un carburant de voiture.

Le gasoil ou gazole : le gasoil est destiné à être utilisé dans le moteur diesel. La densité du gasoil est supérieure à celle de l'essence : 0,845 au lieu 0,755 par l'esance. le gasoil est appelé communément mazout.

Le kérosène ou pétrole lampant : également appelé carburéacteur, le carburant alimente les avions à réaction. Il est en particulier caractérisé par sa fluidité aux basses températures (de l'ordre de 50°C) et sa capacité à conduire à une combustion rayonnante. Le kérosène a une densité de l'ordre de 0,8 à 15°C, densité comprise entre celle de l'essence et celle du gasoil.

Le Benzine ou Jet A1 : la benzine est un fluide léger et incolore, obtenu par la distillation du benzol. Le terme désigne les distillant liquide qui ont un point d'ébullition inférieur à celui du kérosène, en particulier ceux qui sont utilisés comme solvants. Bon solvant pour les graisses, les gommes et les résines, la benzine est surtout utilisée comme détachant et parfois dans la synthèse de vernis et des médicaments, il est également utilisé pour la réaction des moteurs des avions. Il est appelé JetA1 par abus de langage.

➤ **Les produits pétroliers lourds ou lubrifiants**

Les lubrifiants sont des substances appliquées sur les coussinets, les glissières ou les surfaces de contact des machines pour le réduire le mouvement. Les lubrifiants naturels peuvent être liquides ou fluides comme les huiles organiques et minérales consistant comme les grasses ou solides comme le graphite.

Les lubrifiants synthétiques incluent les silicones et les produits spéciaux qui peuvent opérer à très haute température, comme dans le moteur des véhicules automobiles.

Historiquement, les huiles végétales et les graisses animales étaient la source principale du lubrifiant.

Depuis la fin du XIX e siècle, une plus grande partie des lubrifiants proviennent du pétrole ou de l'huile qui sont abondants dans la nature et peuvent être distillés concentrés sans se décomposer.

En titre illustratif nous pouvons citer :

SIGMA SAE 40 : qui est un lubrifiant du niveau séries 3ML C pour moteur diesels suralimentés.

ROTRA MP : ce lubrifiant est particulièrement indiqué pour la lubrification des différentiels à denture hypoïde. Il peut être utilisé pour les boîtes de vitesse conventionnelles et les boîtes

de direction en automobile et pour les boîtes de vitesse, les réducteurs et les prises de force sur machines agricoles.

OSO : ce lubrifiant est indiqué dans toutes les installations de transmission hydrodynamiques pour les systèmes hydrauliques et hydro statistiques.

MOTOR OIL HP : adapté à tous les types des moteurs lorsque le constructeur préconise une huile mono grade ou lorsqu'on préfère changer l'huile à chaque saison en faisant un choix adapté aux conditions climatiques.

GREASE MUEP : son aptitude à supporter les fortes sollicitations dynamiques alternées permet une utilisation dans la lubrification de très nombreux matériels.

BLASIA : pour la fabrication de tous les types d'engrenas des formé avec les systèmes par barbotage ou par circulation surtout quand les conditions de services comportent des fortes charges, des vitesses élevées d'importants gisements entre les dents et une température ambiante ou de fonctionnement élevés.

ASPC : sert à la lubrification à basse température de perforateurs pneumatiques. [2]

chapitre II



Etude d'injection de l'eau

II.1. Prospection et Production

Prospection et production sont les termes couramment utilisés pour désigner les activités de L'industrie pétrolière consistant d'une part à rechercher (forages d'exploration pour confirmer la Présence d'hydrocarbures) et découvrir de nouveaux gisements de pétrole et de gaz naturel (Forages d'évaluation qui permettent d'estimer la fiabilité économique du développement) puis D'autre part à forer des puits et à faire remonter les produits jusqu'à la surface. Plusieurs forages Sont ainsi nécessaires avant d'aboutir à l'exploitation d'un gisement avec les puits de Développement pour la mise en production (forages de production) (Garcia et Parigot, 1968). On Appelle puits (puits de forage ou sonde) une excavation cylindrique verticale ou déviée établie à Partir de la surface dans un massif rocheux à l'aide de dispositifs mécaniques.

La prospection du Pétrole et du gaz nécessite donc des connaissances pluridisciplinaires, en géographie, en géologie et en géophysique. [3]

II.1.1. Le forage

Le premier forage pétrolier a été effectué le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake à Titusville (Pennsylvanie). La technique classique du forage, inventée par Lucas (Nguyen, 1993) au début du 20ième siècle pour les opérations de forage au Texas, a connu une grande évolution afin de résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Des apports considérables ont été apportés lors des forages spéciaux (forages hautes pressions et hautes températures, forages horizontaux et multi-drains, forage à la mousse et à l'air, etc.). Le développement du forage optimisé a évolué depuis la fin des années 1930.

Ainsi, de 1930 à 1947, les recherches ont été concentrées sur la composition et les propriétés des fluides de forage. Une moindre attention a été apportée à la vitesse d'avancement. L'objectif était de forer le puits, de procéder à sa complétion et de le mettre en production. La complétion implique un certain nombre d'opérations, y compris l'insertion du tubage et l'enlèvement de l'eau et des sédiments de la conduite afin que le fluide de forage ne rencontre pas d'obstacle. De 1947 à 1957, la recherche s'est plus focalisée sur les tests des produits de base utilisés dans les fluides de forage, en essayant de lier les propriétés des fluides aux problèmes de stabilité des puits et à l'efficacité du nettoyage du trou (Lummus et Azar, 1986). Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs, parmi lesquels celui du choix des fluides de forage. Ces fluides dits complexes, du fait de leur nature

même, et appelés plus classiquement boues de forage, sont le plus souvent des émulsions/suspensions, de divers constituants dont les fonctions sont multiples. [3]

II.2. L'eau et la production du pétrole brut

L'eau est essentielle à la production des carburants. Dans un contexte de très fortes pressions environnementales, énergétiques et sociétales incluant la nécessité de la protection de la ressource en eau et la limitation des émissions de gaz à effet de serre, la gestion de l'eau est devenue un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière. Ces préoccupations sont largement prises en compte dans les programmes de gestion intégrée de l'eau qui ont été mis en place, à la fois en production et en raffinage. Ces programmes visent à limiter les rejets et les émissions et à minimiser les apports d'eau. [4]

II.2.1. Pour quelle utilisation ?

Dans l'opinion publique, la production des hydrocarbures est rarement associée à une utilisation massive de l'eau. En réalité, l'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de forage, de fracturation hydraulique de complétion et de traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits spécifiques (puits injecteurs), au cours de la récupération dite "secondaire" afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production. Elle sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile (water flood, Enhanced Oil Recovery (EOR)). [4]

II.2.2. Les sources de l'eau et son traitement

L'eau utilisée pour les besoins de la production provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins. Celles-ci comprennent :

- L'eau de mer (offshore notamment),
- L'eau des rivières et des estuaires,
- L'eau des aquifères,
- Les eaux usées dans certains cas (domestiques et industrielles).

Quelle que soit son origine, l'eau destinée à l'injection est d'abord traitée, puis conditionnée pour satisfaire à la qualité requise pour l'injection. Celle-ci dépend de la nature du réservoir, des fluides en place et des conditions d'exploitation.

Dans la plupart des cas, des traitements de filtration, de stérilisation et d'élimination de l'oxygène ainsi que des conditionnements par des additifs (anticorrosion, antibactériens, antidépôts, etc.) sont nécessaires. Dans certains cas, et notamment pour remédier à une trop forte incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation, des traitements spécifiques comme la désulfatation, voire la désalinisation, peuvent être nécessaires. L'objectif est de disposer d'une eau de qualité suffisante pour répondre au besoin premier d'amélioration de la récupération du pétrole tout en préservant la qualité des puits, du réservoir et des équipements (corrosion). [4]

II.2.3. La qualité des eaux

Les eaux de production ont séjourné pendant des périodes plus ou moins longues dans le réservoir où elles étaient en contact avec l'huile, le gaz et la roche. Comme leur quantité, leur qualité dépend donc de leur origine. Elle varie considérablement en fonction de la région, de la géologie de la formation, des types de fluides, du procédé de récupération, des conditions d'exploitation et du management des puits et du réservoir. Au puits producteur, au voisinage duquel les pressions et les débits varient considérablement, les équilibres établis au sein du réservoir sont fortement perturbés, ce qui impacte directement la composition des eaux. Le plus souvent, l'eau est produite sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile qu'il faut séparer des hydrocarbures. Cette séparation se fait moyennant différents procédés physico-chimiques lors desquels divers additifs sont utilisés, qui se retrouvent dans l'eau après séparation.

Une eau de production peut donc typiquement contenir :

- des particules en suspension (TSS) :
 - minérales : argiles, silice, différents précipités minéraux de calcium, de sulfate et de fer notamment, résidus de corrosion bactérienne comme le FeS, etc.
 - organiques : émulsions résiduelles, bactéries, asphaltènes, etc.
- des sels dissous (TDS) de différentes natures,
- des métaux lourds et radioactifs,
- des produits organiques dissous :

- des hydrocarbures et notamment : BTEX2, PAH3, phénols et naphthalènes,
- des additifs liés au management des puits, à la production (forage, complétion, fracturation, traitement de puits), au conditionnement de l'eau d'injection et à la séparation,
- des additifs pour l'EOR : alcalins, tensioactifs, polymères, bactéries (MEOR), etc.
- des bactéries et des résidus de l'activité bactérienne (biofilm, FeS, etc.),
- des gaz dissous (CO₂, O₂, H₂S, etc.).

Les eaux de production sont donc corrosives, instables, huileuses (émulsions, huile dissoute), elles contiennent Des particules en suspension de taille submicronique à millimétrique ; elles sont également biologiquement actives, toxiques (métaux lourds, radioactivité, produits chimiques) et leur salinité peut atteindre la saturation. [4]

II.3. Etude de l'injection d'eau

II.3.1. généralités sur la récupération assistée

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire (secondary recovery).

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement. Encore faut-il être sur, avant d'entreprendre l'un de ces procédés, de l'insuffisance de mécanismes naturels, ce qui n'est pas facile de connaître au début de la production du champ. Aussi faudra t il un minimum de production (1a2ans de production par exemple). Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée : C'est la récupération améliorée ou tertiaire. [5]

II.3.2. Différents méthodes de la récupération assiste

A).La Récupération secondaire

- l'injection d'eau
- l'injection de gaz : Avec un déplacement miscible et non miscible.

B). La récupération tertiaire

- Méthodes chimique (polymères, micro-émulsion).
- Méthodes thermiques : pour l'huile lourdes (vapeur, combustion in situ).

- Méthode miscible (CO₂-CH₄). [5]

II.4. L'injection D'eau

Dans un champ de pétrole qui s'étend sur des dizaines ou des centaines de kilomètres carrés, les paramètres tels que la pression exercée à la sortie des puits ainsi que la température du pétrole sont très variables sans parler de la qualité des hydrocarbures, et de la structure des roches et leur perméabilité, à la fin tous ces paramètres et bien d'autres vont déterminer les réserves récupérables.

En effet, on ne peut généralement, au premier stade de la production, récupérer qu'une faible fraction du pétrole contenu dans le gisement (de l'ordre de 30% en moyenne), on parle dans ce cas de récupération " Primaire", où le pétrole est produit spontanément sous le seul effet de la pression régnant dans le réservoir. Au fur et à mesure de l'extraction du brut, la pression interne du gisement diminue et tend vers la pression atmosphérique.

Depuis de nombreuses années, des travaux de recherche ont été entrepris pour améliorer la récupération finale des gisements, une des méthodes la plus couramment utilisée est dite "Secondaire" ou "Récupération assistée", et consiste à injecter dans la formation de l'eau sous pression, mais cette dernière ne doit pas provoquer le colmatage (obstruction plus ou moins importante des pores) de la roche réservoir, ce phénomène peut être dû, soit aux matières en suspension dans l'eau, soit aux produits de la corrosion des conduites, soit au gonflement à l'eau des argiles de la formation, et dans bien des cas l'eau en place dans le gisement est incompatible avec l'eau injectée.

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80 % de l'huile produite aux Etats-Unis en 1970 l'a été par injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

- ❖ Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère(ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire à proprement parler mais de **maintien de pression** et c'est le cas de champs de haoud berkaoui
- ❖ Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

L'injection d'eau peut être soit répartie soit localisée dans un aquifère sous-jacent ou de bordure. [6]

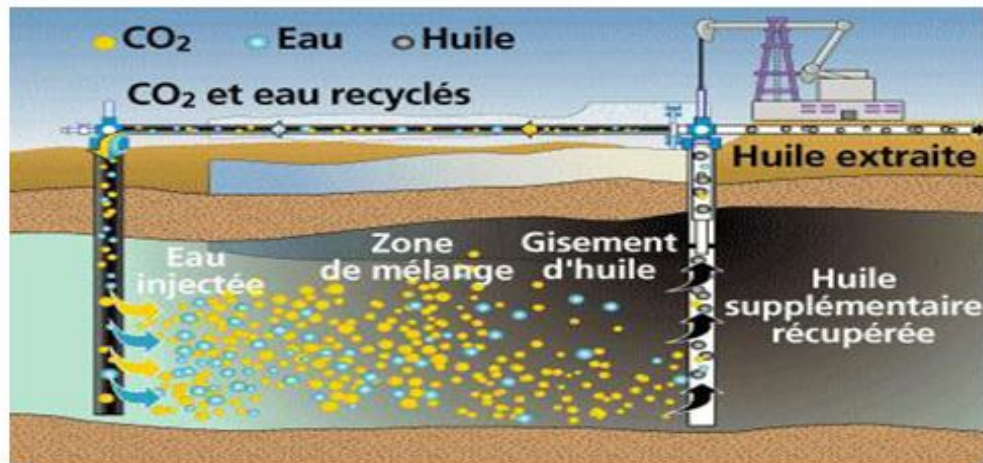


Figure II.1. Schématisation du procédé récupération secondaire

II.4.1. Les différents types d'injection

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type (contenu fluide) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer. On distingue deux schémas de localisation d'injection, qui peuvent éventuellement être utilisés conjointement sur certains réservoirs.

-L'injection groupée ou les puits sont groupés localement.

-L'injection dispersée ou les puits d'injection et de production sont intercalées.

II.4.1.a. l'injection groupée

Dans un réservoir assez pentu, on cherche à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rende le déplacement assez régulier que possible. Dans les cas notamment où un gisement présente un gas-cap ou un aquifère, il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gas-cap, soit de l'eau dans l'aquifère au voisinage de l'interface huile-eau, injection d'eau périphérique.

Dans le cas d'une injection d'eau, les puits producteurs situés en aval-pendage seront souvent reconvertis en injecteur lorsque l'eau aura envahi la zone correspondante.

II.4.1.b. Injection dispersée

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étendu, de plus, si la perméabilité est médiocre, d'autre part, en offshore, une injection périphérique peut amener des distances importantes entre puits.

Pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteur et injecteurs sont alors répartis suivants un schéma assez régulier : il s'agit d'injection dispersée ou répartie dans la zone à huile.

Différentes configurations sont employées : Les puits sont implantés en ligne directe, ou décalés avec en particulier des schémas à 5 puits (Five spot) ,7 puits (seven spot) ou 9 puits (nine spot).

II.4.2. Facteurs influents sur l'injection

Les divers types de récupération secondaire font apparaître que tous ces procédés de drainage de l'huile se présentent sous l'aspect d'un balayage de réservoir entre puits injecteur et producteur. Il s'agit toujours d'un écoulement de fluide et de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche magasin dont l'influence sur la récupération est importante, de même que la nature des fluides en place et fluide injectés.

II.4.2.a. Géologies du réservoirs

Comme le drainage résulte d'écoulement entre les puits, l'une des conditions de réussite d'est qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose a cette circulation.

L'homogénéité ou l'hétérogénéité du réservoir, la stratigraphie et la fissuration jouent un rôle trop important sur le front d'eau et ses chemins préférés.

II.4.2.b. La profondeur

- Sur le plan technique : Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne les pressions à mètre en œuvre, et le débit d'injection par puits est donc, aussi limité.
- Sur le plan économique : Un gisement profond a une pression initiale importante et dispose donc d'une énergie interne plus grande, le gain a espérer d'une récupération secondaire en est réduit ,par ailleurs dans ce cas le coût des forages des puits injecteur est plus élevé.

II.4.2.c. Caractéristique petro physiques

Porosité :

Plus la porosité est grande, plus la saturation en huile est possible ce qui est un avantage pour la récupération primaire et secondaire.

Perméabilité :

Pour la récupération secondaire comme pour une la récupération primaire forte perméabilité est un facteur favorable .Toute fois il existe une limite supérieure de perméabilité au-delà de la quelle la récupération secondaire devienne nom rentable.

La distribution de la perméabilité dans le gisement dépend de l'homogénéité de réservoir.

La pression capillaire:

Les phénomènes capillaires ont une_influence qui est en fonction du rythme d'exploitation.ils ont parfois un rôle utile dans la régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène.

Mais parfois elles ont un rôle néfaste. Elles sont responsables du piégeage de l'huile dans les pores. Ce piégeage est en fonction du rapport $V\mu/T \cos \theta$.

II.4.2.d. Caractéristique des fluides

Les principaux paramètres qui influent sur le déplacement sont :

Les viscosités, les perméabilités, ainsi que le rapport de mobilité, par exemple si les viscosités sont très élevées la vitesse du déplacement sera très faible et la récupération sera moindre.

II.4.3. le gisement vu dans son ensemble :

Un gisement de pétrole est une structure d'origine sédimentaire (on ne dénombre que quelques rares exceptions à cette règle), poreuse et perméable puisque pétrole et gaz naturel ont pu y parvenir. Cette structure est d'autre part limitée par des barrières imperméables qui empêchent une nouvelle migration du pétrole.

Dans la plupart des cas (80 % environ des réserves connues de pétrole liquide), ces barrières sont constituées par des couches imperméables généralement argileuses,souvent de faible épaisseur, situées au sommet d'un anticlinal (pli dont la convexité est tournée vers le haut).

La disposition relative des fluides contenus dans la structure, dans le sens vertical, est régie par leurs densités. La figure N°01 représente un cas typique, où la partie inférieure de la roche-réservoir contient de l'eau (partie appelée « aquifère du gisement »), la partie moyenne des hydrocarbures liquides, et la partie haute du gaz naturel (partie appelée « gas-cap » du gisement).

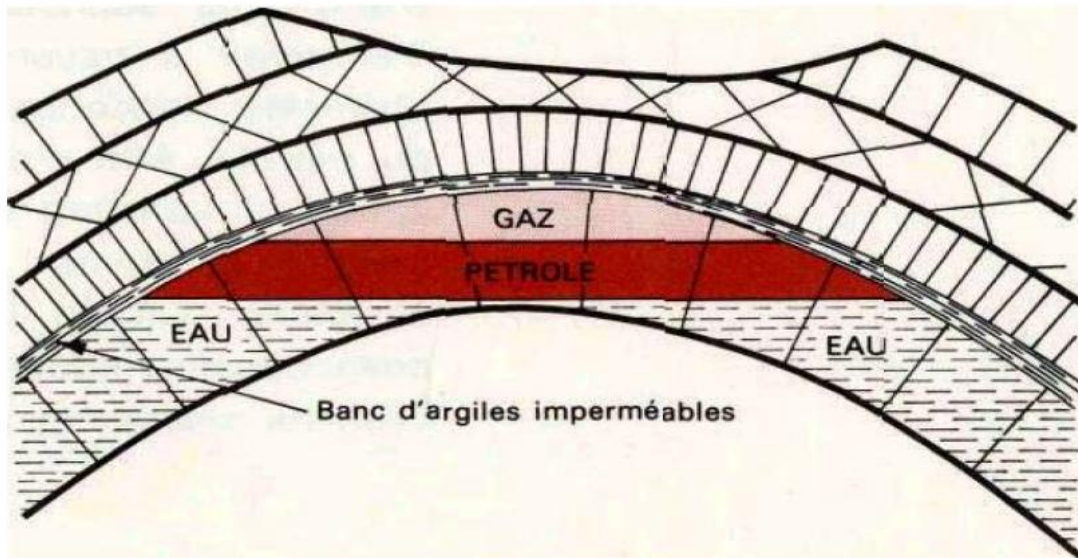


Figure II.2. Coupe d'un gisement d'hydrocarbures typique.

L'ensemble des caractéristiques géométriques des gisements actuellement exploités présente une très grande diversité tant en ce qui concerne la profondeur (quelques dizaines de mètres à 4 000 ou 5 000 m), l'épaisseur (parfois inférieure au mètre, quelquefois aussi supérieure à 100 m), l'extension horizontale (de quelques centaines de mètres à plusieurs centaines de kilomètres parfois) ainsi que la forme : lentilles fortement inclinées, couches minces horizontales, gisements dont l'extension verticale est supérieure à l'extension horizontale, etc . A titre d'exemple, indiquons que le gisement de Hassi-Messaoud, situé à une profondeur moyenne de 3 400 m, a une épaisseur d'environ 150 m et une superficie de 1 600 km² (environ 40 km x 40 Km). [5]

II.5. Influence de la nature de l'eau

Les descriptions suivantes des différents types d'eau d'injection résument brièvement quelques uns des principaux problèmes qui peuvent être rencontrés.

II.5.1. Eau de nappes phréatiques

- ❖ Elles sont plus ou moins corrosives suivant leur composition et leur aération;
- ❖ Elles peuvent contenir de matières en suspension, ce n'est normalement pas un problème sérieux, d'où la plupart des eaux de sources, ne nécessitent pas de filtration;
- ❖ Les bactéries sulfato-réductrices peuvent poser un problème;
- ❖ Des formations des dépôts peuvent se produire.

II.5.2. Eau de mer

- ❖ Elles sont saturées d'oxygène, donc très corrosives;

- ❖ Des MES et des organismes se rencontrent dans ce type d'eau, leur quantité est variables suivant les lieux et la profondeur, et une filtration nécessaire;
- ❖ L'eau de mer contient des bactéries sulfato-réductrices et des bactéries aérobies;
- ❖ Des dépôts de carbonates de calcium peuvent se former dans les puits d'injection;
- ❖ Elles présentent une grande concentration des sulfates. Des dépôts de sulfates de calcium sont peu probables dans le système d'injection. Cependant, si l'eau de formation contient suffisamment de baryum ou calcium, le sulfate de baryum et/ou le sulfate de calcium se déposent dans les puits de production.

II.5.3. Eaux de surface

- ❖ Elles sont saturés d'oxygène et leurs corrosivités qui varient avec leurs compositions, sont souvent importantes;
- ❖ Des bactéries se présentent souvent, et il n'est pas de rencontrer des sulfato réductrices qui croissent sous des dépôts d'aérobies;
- ❖ Des formations des dépôts en font du puits se réduire;
- ❖ Elles contiennent des solides en suspension qui doivent être enlevés.
- ❖ Elles peuvent être la cause du gonflement des argiles et de perte d'injectivité.

II.5.4. Eaux huileuses

- ❖ Elles contiennent du H₂S et/ou du CO₂ dessous
- ❖ Elles peuvent contenir des MES;
- ❖ Des bactéries sulfato-réductrices se rencontrent souvent;
- ❖ L'entraînement d'huile est un problème fréquent. [5]

II.6. Choix de l'eau comme agent de balayage

Le choix de l'eau comme agent de balayage s'explique par :

- ❖ Sa disponibilité et son faible coût.
- ❖ Son efficacité de déplacement de l'huile (selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et l'hétérogénéité de la roche réservoir).

Mais l'utilisation de l'eau comme agent de maintien de la pression doit satisfaire aux exigences suivantes :

1. Cette eau ne doit pas corroder les installations au point d'affecter leur durée de vie

- ❖ Par la présence de bactéries sulfato-réductrices ou de fer ;

- ❖ Par la présence des gaz dissous tels que : l'oxygène, le CO₂ et le H₂S.

2. Cette eau ne doit pas provoquer le colmatage du gisement

- ❖ Par la présence de matières en suspension (MES) ;
- ❖ Par la formation de dépôts résultant de l'incompatibilité de cette eau avec celle du gisement.

3. Elle ne doit pas :

- Provoquer le gonflement des argiles de la formation, car l'introduction d'une eau étrangère dans un réservoir argileux peut entraîner le gonflement des argiles bentonitiques (bentonite : argile à fort pouvoir absorbant et décolorant) par échange d'ions entre l'eau et l'argile ; il en résulte une réduction de la perméabilité de la roche et cet effet est sensible au pH du milieu; une eau acide entraînerait une contraction de ces argiles, et une telle eau serait malheureusement fortement corrosive.

Les risques de colmatage les plus grands se situent aux abords des puits d'injection, un traitement a été expérimenté avec succès, qui consiste, à injecter un volume important d'acide chlorhydrique dans la formation avant de commencer l'injection d'eau et à l'y laisser plusieurs heures. Dans la zone considérée, ce traitement protège les argiles d'un gonflement ultérieur sous l'effet de l'injection d'eau.

- Etre plus douce que l'eau du gisement. Pour éviter tous ces problèmes, la composition d'une eau d'injection doit être contrôlée régulièrement par le dosage de tous les éléments liés à ces phénomènes.

L'effluent (eau traitée sortant de la station d'injection) doit répondre aux spécifications suivantes :

- La teneur en hydrocarbure < 20 mg/l .
- La teneur en matières en suspension (MES) < 30 mg/l .
- L'oxygène dissous < 50 PPM.
- Les bactéries sulfato-réductrices doivent être inexistantes.

Aquifère (faible poussée) Augmentation de la poussée de l'eau de formation.[7]

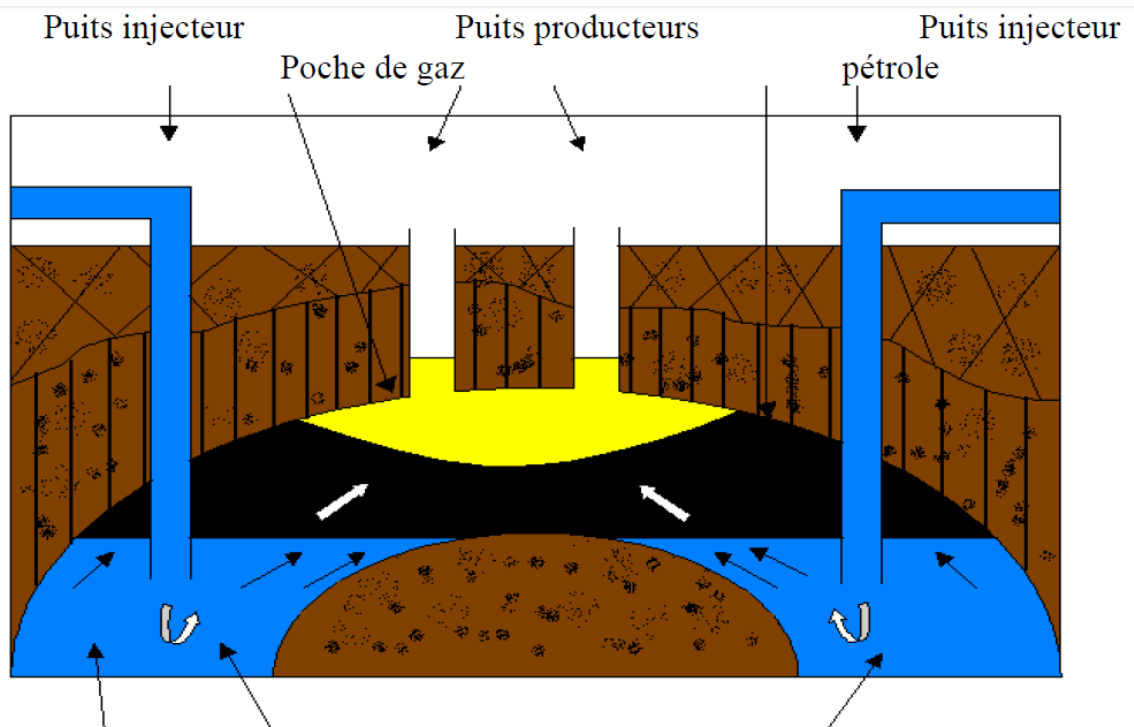


Figure II.3. *maintien de pression par injection d'eau à la base du gisement*

chapitre III



Fondement du dépôts

III.1. Généralités sur les fluides pétroliers

Les dépôts formés dans un champ pétrolier reflètent la composition géologique de la formation dans laquelle le pétrole brut a été prélevé, un grand pourcentage de réservoirs pétroliers se trouve dans des régions riches en carbonates, sulfates et silicates, ce qui fournit des concentrations considérables d'anions. et l'abondance des espèces cationiques présentes dans l'entourage de la formation géologique est responsable de la forme que prennent les couches minérales. Ainsi les pourcentages élevés de silice, calcium et fer fournissent les espèces cationiques pour se combiner avec les anions disponibles. Aussi, pendant les longues périodes géologiques, les processus de biodégradation et de filtration aqueuse à travers les différentes couches minérales ont produit des eaux salées, ces eaux salées sont responsables pour beaucoup, de la formation des cristaux dans les pores de la roche.

Pendant le peu de temps durant lequel les fluides contenus dans la formation productrice ont été confinés dans des régions de faible mobilité, le système aura atteint un équilibre apparent. Donc, dans le contexte non géologique du temps, les changements de composition ont approché un état qui paraît être constant. Cependant, quand les fluides de la formation trouvent une issue pour s'écouler, tel qu'un puits de pétrole, la dynamique du système change, les gaz et les liquides s'échappent à travers le puits, les pressions et les températures chutent et provoquent un changement des forces de cisaillement. Avec ces changements physiques un changement de l'équilibre pré-établi se produit, et des processus tels que la formation de dépôts et la corrosion démarrent et se répercutent négativement sur la production de brut.[8]

III .2 . Les dépôts

Les substances en suspension ou en solution, véhiculées par les eaux sont susceptibles de former des dépôts au contact des parois, on parlera de tartres (Scaling) lorsqu'il s'agira de dépôts de matières dissoutes cristallisant plus au moins correctement au contact des parois et donnant lieu à des revêtements mécaniques résistants et quelques fois très durs. Les dépôts peuvent être des sels denses de calcium et de magnésium, des composés du fer et d'aluminium. Ou de la boue, Ils peuvent être des huiles ou d'autres contaminants à base d'hydrocarbures provenant du procédé.

Les dépôts causent des pertes d'énergie par suite d'une mauvaise transmission de chaleur, un supplément de consommation d'énergie de pompage et des arrêts pour le nettoyage ou le remplacement du matériel.

Dans les exploitations pétrolières. En particulier lorsque la production du champ est stimulée par injection d'eau dans les structures réservoirs. De très graves problèmes d'entartrage peuvent survenir par suite du mélange des eaux de gisement (chaudes et très fortement minéralisées) et des eaux injectées.

Les risques des dépôts découlent alors des variations de température consécutives au mélange et de la réaction de double décomposition entre les ions apportés par les deux (02) types d'eaux mélangées.

Aux risques de précipitation de CaCO_4 et CaSO^+ s'ajoutent alors les risques d'apparition de BaCO_4 et BaSO^+ . Il peut même se poser un risque de dépôt de chlorures HCl (en particulier) au niveau des puits de production si l'eau de gisement est sursaturée par rapport aux conditions de surfaces.

Les causes de la formation des dépôts peuvent être très variées :

- ❖ Concentration excessive en solides.
- ❖ Incompatibilité de l'inhibiteur.
- ❖ Variation des écoulements.
- ❖ Variations dans la qualité de l'eau d'appoint.

III .3. Etapes de formation de dépôts

III .3 .1. Sursaturations clés sels économiquement solubles

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique; toute variation de ces derniers 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. Ce dépassement est caractérisé par le degré de saturation défini comme suit:

$$\Phi = C_{sel} / C_{p sel} [17]$$

Φ : degré de saturation.

C_{sel} : concentration du sel à $t=0$.

$C_{p sel}$: concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

III.3.2. Formation du germe

La germination est la période 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_4^{2-} ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de Ba^{2+} et SO_4^{2-} le cristal grossit.

III .3 .3. Croissance du cristal

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux 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 vite 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. [9-10]



Figure III-1 : Echantillons des dépôts

III.4. L'origine des dépôts

III.4.1. Dépôts d'origine naturelle

Les dépôts d'origine naturelle sont rassemblés dans le tableau suivant :

Dépôts d'origine naturelle	
Provenant de l'eau	Provenant de l'air
-Vase	-Gaz
-Boue	-Poussière et poussière de sol
-Matières organiques naturelles	-Matières organiques (végétation)
-Minéraux dissous	-Organismes microbiologiques
-Organismes micro et macro-biologiques	

Tableau. III.1. Les dépôts d'origine naturelle sont rassemblés

III.4.2. Dépôts d'origine artificielle

Les dépôts d'origine artificielle sont rassemblés dans le tableau suivant :

DEPOTS D'ORIGINE ARTIFICIELLE		
Provenant de l'eau	Provenant de l'air	Provenant du systè
-Particules entraînées après pass dans le clarificateur	-Gaz organique	-Produits de corrosion
-Polluants	-Hydrogène sulfuré	-Inhibiteurs de corrosion et leurs réactifs
- Phosphates	-Anhydride sulfureux	-Produits d'érosion
-Détergent	-Gaz carbonique	-Autres produits de traitements chimiques
-Effluents d'égouts	-Ammoniac (NH ₃)	

Tableau. III.2. Les dépôts d'origine artificielle sont rassemblés

III.5. Les dépôts provenant de la qualité de l'eau

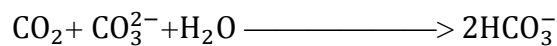
Les eaux naturelles contiennent toujours, beaucoup d'ions dissous provenant de la solubilisation partielle des roches rencontrées au cours du ruissellement ou de la percolation des eaux météoriques dans les sols.

Parmi les plus fréquemment rencontrés, citons :

- Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- et CO_3^{2-} pour les anions.
- Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} et Mn^{2+} pour les cations.

Si des dépôts se forment à partir de ces eaux, ils seront évidemment constitués des sels les moins solubles que l'on puisse obtenir par combinaison de ces différents ions. Dans l'immense majorité des cas se sera $CaCO_3$ ou $FeCO_3$ après apparition du $CaSO_4$.

CO_3^{2-} et HCO_3^- proviennent des carbonates naturels dissous au contact du sol mais aussi du CO_2 atmosphérique selon la réaction suivante :



Le type de dépôt et sa structure dépendent beaucoup de la nature et de l'état de surface des parois.

Si l'on part d'une configuration du système correspondant à l'équilibre, différentes causes peuvent détruire cet équilibre :

- ❖ La variation de température.
- ❖ La variation de concentration causée soit par une évaporation soit par un mélange d'eaux de caractéristiques différentes.
- ❖ La variation de la teneur du CO_2 dans la phase gazeuse, est qui est le cas le plus fréquent. [11]

III.6. Les facteurs principaux conduisant aux dépôts de sels

Beaucoup de facteurs contribuent aux problèmes de dépôts et de corrosion. Ceux-ci incluent les conditions de température et de pression, la concentration des ions dissous dans les fractions aqueuses co-produites. Et les valeurs très variables du pH.

III.6.1 Influence de la température

Elle a une action très notable sur la solubilité. Dans le cas général, une élévation de la température provoque une plus grande dissolution, dans des proportions qui peuvent être considérables.

Cependant il existe quelques exceptions : les sels courants de calcium tels que $MgCa(CO_3)_2$, $CaCO_3$, $SrSO_4$ et $CaSO_4$ sont moins solubles à chaud .

III.6.2. Influence de la Pression

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

III.6.3 Influence du pH

Le pH de solution est un facteur important affectant la nature et la concentration des complexes métalliques de sels. Dans beaucoup de cas l'anion contenu dans un complexe peut former un acide faible avec un ion d'hydrogène, de même que vrai dans le cas de l'acide carbonique du carbonate de calcium. Cet acide faible est considérablement plus soluble dans l'eau que le parent de calcium complexe et après peu de temps se décompose en anhydride carbonique et eau. Des effets dissolvants semblables peuvent être attribués à la présence de l'anion d'hydroxyle dans une solution de sels complexes en métal. Ainsi au pH élevé, le taux de change de l'hydroxyle pour des anions de carbonate en tant que ligands complexes est haut. Ce remplacement de carbonate avec des anions d'hydroxyle mène à la plus grande solubilité des sels de baryum. [12]

III.7. Les différentes formes (structures) des dépôts de sels

La formation des dépôts se manifeste également sous plusieurs formes parmi lesquelles :

- ❖ Cristaux Homogènes.
- ❖ Cristaux hétérogènes.
- ❖ Cristaux de formation continue (couverture uniforme de la surface) .
- ❖ Cristaux de formation discontinue (couverture non uniforme de la surface). [13]

III.8. Les principaux types de dépôts

Ce phénomène de déposition des sels provient de deux éléments essentiels, l'eau d'injection et l'eau de gisement.

Quelque soit son utilisation, l'injection d'eau pose de sérieux problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement.

En effet les eaux de gisement contiennent une quantité importante de baryum (Ba^{2+}), strontium (Sr^{2+}) et calcium (Ca^{2+}) sous forme de chlorure de baryum ($BaCl_2$), Chlorure de strontium ($SrCl_2$) et chlorure de calcium ($CaCl_2$).

Par contre les eaux d'injection, soit de maintien de pression, soit de lavage contiennent une quantité importante de sulfate sous forme de sulfate de sodium (Na_2SO_4). Tous ces éléments en présence commune et dans des conditions particulières réagissent entre eux et il en résulte de cette réaction la formation de dépôts.

III.8.1 Dépôts de sulfates

III.8.1.1. Le sulfate de calcium $CaSO_4$

C'est un sel relativement soluble (environ 2g/l) son produit de solubilité est de $6.1 \cdot 10^{-5}$ mol/l mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine à sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. La structure cristalline de sulfate de calcium est mono-clinique à mailles très différentes par rapport à celle de $BaSO_4$ et $SrSO_4$.



Une cause principale de la formation de $CaSO_4$ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit la sursaturation du sulfate de calcium, et donc à une précipitation rapide par la suite.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfates de calcium enfin le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux.

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium son produit de solubilité est de $2.8 \cdot 10^{-7}$ mol/l et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température.



La précipitation de $SrSO_4$ peut se produire par :

- ❖ Une évaporation de l'eau;
- ❖ Une élévation de température
- ❖ Un mélange d'eaux incompatibles.

Les cristaux de sulfate de strontium sont d'une part orthorhombiques à mailles très voisines. D'autre part, Ils sont de nature poreuse avec tendance à adsorber les ions étrangers

qui peuvent co-précipiter. Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, même par les acides.

III.8.1.3 Le sulfate de baryum BaSO_4

En règle générale les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux.

Les eaux de gisement peuvent contenir des ions Baryum et être mises en contact avec les eaux injections, soit de lavage. Soit de maintien de pression qui, elles. Contiennent des ions Sulfates. C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts durs et compacts, à titre de comparaison, rappelons que la solubilité du sulfate de Baryum dans l'eau douce est près de cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium[11]. Les cristaux de sulfate de baryum sont comme ceux de sulfate de strontium.

III.8.2. Dépôts de carbonate de calcium

La formation des cristaux de carbonates de calcium, s'explique par l'existence dans l'eau de gisement une forme soluble de sel (bicarbonate de calcium). Ce dernier est stable dans les conditions de pression et de température existantes au fond du puits. La précipitation réussie des carbonates de calcium dépend de l'équilibre calco-carbonique :



Une chute de pression favorise le dégagement de CO_2 , déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO_3 insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratique, mais il faut se prémunir contre les problèmes de corrosion qu'elle peut entraîner. C'est ainsi que lorsque ces derniers risqueront d'être important, on aura recours à l'utilisation de produits anti-dépôts.

La distribution répandue des bicarbonates contenus dans les solutions de saumure de formation favorise l'apparition de dépôts de calcium quand des quantités appréciables de celui-ci deviennent disponibles. [14]

III.9. Conséquences liées aux dépôts de sel

Les dépôts de sels présentent généralement les inconvénients suivants au niveau des équipements des unités de traitement du brut :

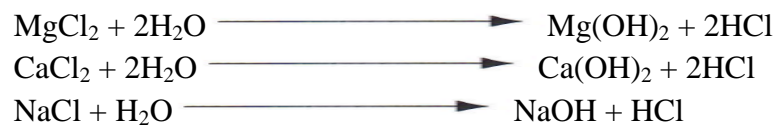
III.9.1. Bouchage des échangeurs de chaleur

Les sels qui se trouvent sous forme dissoute dans l'eau se précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur et fours et causent les problèmes suivants :

- ❖ Augmentation des pertes de charge qui implique une réduction de débit ou augmentation de la vitesse de passage (qui gênera le transfert de chaleur).
- ❖ Diminution du coefficient de transfert dans la batterie des échangeurs car les sels sont de mauvais conducteurs de chaleur d'où une augmentation de température de peau ou risque de ruptures des tubes ce qui implique :
 - Le changement des paramètres de marche des unités
 - L'augmentation de pression des unités de topping dans le cas où il y aurait présence de sel dans les tubes de condenseurs de vapeurs de tête, donc augmentation du coût d'exploitation des unités.

III.9.2. La corrosion

Sous l'effet de la température les sels $MgCl_2$, $CaCl_2$ et $NaCl$ s'hydrolysent en donnant un Hydroxyde et de l'acide chlorhydrique (HCl).



La corrosion est provoquée par la condensation des vapeurs de HCl (en solution aqueuse) Surtout en tête de colonne de stabilisation et dans les condenseurs de tête. Le Fer est attaqué suivant la réaction :



La corrosion devient encore plus importante en présence de H_2S



Alors l'HCl formé précédemment entre en réaction avec FeS qui n'est pas soluble dans l'eau :



Les deux réactions s'entretiennent, ainsi la corrosion est plus importante en présence de ces deux acides.

Les conséquences du non protection des équipements de transport, de stockage et de traitement peuvent être catastrophiques pour les compagnies pétrolières. Il y a eu de nombreux exemples de fuites de pétrole et de dégagement de gaz à cause des éclatements générés par des attaques de corrosion dans les canalisations, les fonds de réservoirs. et les pompes. Ces attaques ont. Non seulement, comme conséquence la perte de pétrole brut, mais elles constituent également un vrai risque sur l'environnement. Ainsi. le vrai coût de ces

attaques est mesuré aussi bien en termes d'incidences sur l'environnement qu'en termes économiques .[15]

III.10. Les méthodes utilisées pour éliminer les dépôts de sels

L'élimination des dépôts après qu'ils aient été formés par des moyens mécaniques ou chimiques est difficile, onéreuse, et pas toujours possible. L'utilisation des inhibiteurs de dépôts empêchera l'entartrage et /ou la formation de dépôts dans les puits ou les équipements de surface.

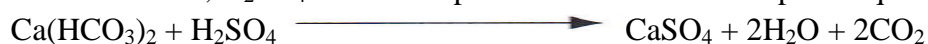
III.10.1. Nettoyage mécanique

Ce procédé utilise une tringle constituée d'une tige d'une longueur d'environ douze mètres; son extrémité est constituée d'un outil en forme d'arêtes tranchantes qui seront en contact avec les dépôts. Grâce à une grande rotation de la tige et avec l'aide d'un jet d'eau en simultané, on peut éliminer le tartre, cependant ce procédé présente plusieurs inconvénients :

- Nécessite beaucoup de temps, presque un mois ce qui entraîne une perte de la production ou diminution du rendement de l'unité.
- Risque d'abîmer la peau des faisceaux.

III.10.2. Nettoyage chimique

L'addition d'un acide fort, H₂SO₄ ou HCl. déplace les bicarbonates d'après l'équation suivante :



Le CO₂ formé peut être éliminé par dégazage.

La vaccination par H₂SO₄ pose dans le cas présent un problème particulier lié au fait qu'il substitue dans l'appoint une dureté permanente en CaSO₄ à une dureté temporaire en Ca(HCO₃)₂. Dans les circuits à forte concentration en bicarbonates de calcium il faut alors fixer le taux limite de l'acide assez bas de façon à éviter le risque d'entartrage par CaSO₄. [11]

III.11. Méthodes de protection contre la formation des dépôts

III.11.1 Traitement des eaux industrielles

- Décarbonatation à la chaux.
- Décarbonatation sur résine.
- Adoucissement par échange d'ions (utilisation des zéolites).
- La déminéralisation totale sur résines.

III.12. Les inhibiteurs de dépôts (anti- dépôts)

La formation de précipités insolubles tels que le carbonate ou le sulfate de calcium, les sulfates de baryum ou de strontium, les sels de fer, peut être évitée dans les conduites et installations d'injection d'eau grâce à l'utilisation d'agents dits "complexant" ou "séquestrant", ce sont les inhibiteurs de dépôts. Ces agents ont la propriété de former des composés complexes solubles.

III.12.1. Mécanismes d'inhibition

Tous les mécanismes chimiques d'inhibition comportant le contrôle efficace de dépôt exigent l'incorporation du groupe un-actif de ligand aux emplacements du même rang du complexe en métal de graduation. Cette condition fréquemment, mais pas toujours, exige que le produit chimique d'inhibition remplacent les groupes anioniques de ligand du sel de graduation avec ses propres. L'inhibition peut également être accomplie par le remplacement de certains ou tous les ligands non ioniques, tout en laissant les ligands anioniques inchangés.

Le remplacement anionique de ligand peut être accompli en présentant des produits chimiques avec des anions de tranger, tels que des sulfates ou des phosphates pour des carbonates.

Des remplacements peuvent également être accomplis avec des dianions géométriquement concertés (par exemple, des diglycolates ou des diacetates pour des carbonates) et des effets non ioniques combinés d'anion (par exemple, le chélate composé l'EDTA pour des carbonates et des sulfates). Le remplacement non ionique de ligand peut également changer la morphologie de la balance sans remplacement des groupes anioniques.

L'efficacité des groupes non ioniques de ligand est dépendue de sa capacité de déplacer d'autres groupes non ioniques de ligand dans les sels en métal complexes. Comme mentionné avant, le groupe de ligand non ionique le plus commun trouvé dans les systèmes liquides de pétrole est l'eau. Ainsi, la capacité de l'inhibiteur non ionique de remplacer l'eau de ses emplacements de ligand est principale à l'efficacité de l'inhibiteur. Deux facteurs importants déterminent l'efficacité du succès de l'inhibiteur en remplaçant les ligands de l'eau : électro-négativité de groupe de ligand et sa concentration relative au présent de l'eau. Évidemment, l'ajustement de la concentration en inhibiteur est une approche inadéquate et coûteuse ; ainsi l'approche d'électronégativité est la plus viable.

Très peu de molécules possèdent la polarité de l'eau ou l'électronégativité de l'oxygène. Par conséquent, on profite des effets combinés de plusieurs groupes d'électronégativité étant présents en la même molécule. Ainsi, les produits chimiques contenant plusieurs groupes d'électronégativité avec des orientations appropriées peuvent

efficacement déplacer l'eau par des interactions concertées de groupe. Plusieurs de ces types chimiques sont représentés par des polyamines (par exemple, ethylendiamine, diethylenetriamine, tri-ethylentetraamine, et tetraethylenepentaamine).

III.12.2. L'effet de L'inhibition

L'effet de L'inhibition observé avec les organophosphonates résulte de deux interaction simultanées :

- ❖ Des liaisons de coordination entre les groupes phosphate et le cation.
- ❖ Des liaisons hydrogène entre l'anion SO_4^{2-} ou CO_3^{2-} et l'organophosphonate, important surtout à bas PH. [16]

III.12.3. Mode d'action de l'inhibiteur

Cette explication s'appuie sur 3 faits expérimentaux :

- 1- La technique de la précipitation par ensemencement qui montre que le effet tartrifuge peut être modélisé selon un isotherme de LANGMUIR conduit à l'idée qu'au départ on est en présence d'un phénomène d'adsorption de l'organophosphonate sur les cristaux en cours de croissance .
- 2- L'observation selon laquelle l'effet tartrifuge se manifeste à des concentrations inférieures à 0.1% des ions calcium présents en solution exclut par ailleurs la possibilité d'une complexation de ces ions dans la solution.
- 3- Par les méthodes B.E.T. classique on peut mesurer la surface développée des cristaux d'ensemencement. Même en supposant la formation d'une couche monomoléculaire, les quantités de tartrifuge présentes aux doses efficaces sont considérablement trop faibles pour retenir l'hypothèse d'une adsorption uniforme sur les faces cristallines. [16]

Chapitre IV



Partie pratique

IV.1. Introduction

La formation de dépôts sur les pipes de sub-surface (réservoir) est déterminée par les formes de fluides constituées par les différentes phases présentes.

Les risques des dépôts découlent alors des variations de température consécutives au mélange et des réactions de double décomposition entre les ions apportés par les deux (02) types d'eau mélangées. Aux risques de précipitation de CaCO_3 et CaSO_4 s'ajoutent alors les risques d'apparition de BaCO_3 et BaSO_4 ; dans cette étude on se base sur les dépôts de sulfates de calcium. Parmi les méthodes de protection contre la formation ces dépôts c'est l'addition des produits chimiques appelés des inhibiteurs avec étude ses efficacités .mécanisme d'inhibition, et influence de la température sur l'inhibition.

IV.2. Le choix d'inhibiteur

Pour considérer une substance comme un inhibiteur de dépôt, il doit en premier lieu répondre aux exigences actuelles en matière d'environnement; c'est-à-dire il doit être non toxique et biodégradables.

En parallèles il doit agir vis-à-vis des différents sels capables de générer ces dépôts tel que les sels de calcium dont les sulfates sont connus par leurs très solubilités à hautes température (condition d'utilisation des eaux industrielles), en outre doit être efficace à faible concentration Dans ce sens, on va étudier trois produits commerciaux utilisés comme inhibiteurs des dépôts à savoir AD32 (la formule chimique de ce produit est inconnue et n'est pas fournie par le fabricant).

IV.3. Techniques et appareils de mesure

IV.3.1. les appareils

- Béchers
- Fioles jaugés
- Tube gradué
- Papiers filtres
- Agitateur
- Balance sensible
- Micro pipette 0,1

- Erlynemeyer
- Entonnoir

IV.3.2. les produits

Les tests ont été effectués à l'aide d'eaux reconstituées au laboratoire en prenant comme référence les compositions des eaux d'injection et de gisement du complexe Ourhoud, l'utilisation d'une eau réelle étant impossible pour cause de traitement. On prépare donc deux solutions mères avec des doses de Na_2SO_4 et CaCl_2 calculées à partir de leurs concentrations dans l'eau d'injection et de formation du champ pétrolier d'Ourhoud comme suit :

- ❖ Une solution de CaCl_2 de concentration 44.8 g/l (solution a).
- ❖ Une solution de Na_2SO_4 de concentration 56.8 g/l (solution b).
- ❖ Le mélange des deux solutions se fait à des proportions égales (50ml/50ml).

IV.4. mode opératoire et réactif

IV.4.1. conditions expérimentales

- ❖ Température ambiante (28 °C)
- ❖ pression atmosphérique.
- ❖ pH neutre.
- ❖ Les courbes ont été tracées dans un domaine de concentration correspondant à (10 ppm jusqu'aux 80 ppm).

IV.4.2. les étapes expérimentales

- ❖ Dans un bêcher on procède au mélange de 50 ml de solution de Na_2SO_4 avec 50 ml de solution de CaCl_2 avec addition de différentes doses d'inhibiteurs (10 ppm jusqu'aux 80 ppm).
- ❖ contenue l'agitation pendant 5 minutes, et on laisse la solution finale repose pendant 24 heures.
- ❖ La filtration est effectuée avec des papiers filtre et ce après 1 heure de repos.
- ❖ Séchage dans une étuve à 110°C pendant 30 minutes. La pesée des dépôts formés après séchage et refroidissement dans un dessiccateur, à l'aide d'une balance électronique de précision à ± 0.0001 g.
- ❖ Noter les résultats des mesures après chaque essai.

IV.5. Etude d'inhibition Par AD32

IV.5.1. Présentation sur inhibiteur L'INIPOL AD32

L'INIPOL AD32 est un inhibiteur de dépôts développé pour le traitement des circuits d'eau pour éviter la précipitation des sels de calcium ,de strontium, de baryum, de fer et d'autres cations en association avec des sulfates, des carbonates et des oxydes.

L'INIPOL AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartrage du tubing, des pompes, des conduites, etc..... [18]

IV.6. Résultats et discussions

Ce tableau présente les résultats obtenus :

Dosage de l'inhibiteur (ppm)	Poids du précipité formé (g)
0	3.20
10	2.80
20	2.68
30	2.62
40	2.50
50	2.16
60	1.45
70	0.10
80	00

Tableau. IV.1 variation du poids du dépôt (CaSO_4) formé en fonction de concentration d'inhibiteur AD32

Ce résultat est représenté par le graphe suivant :

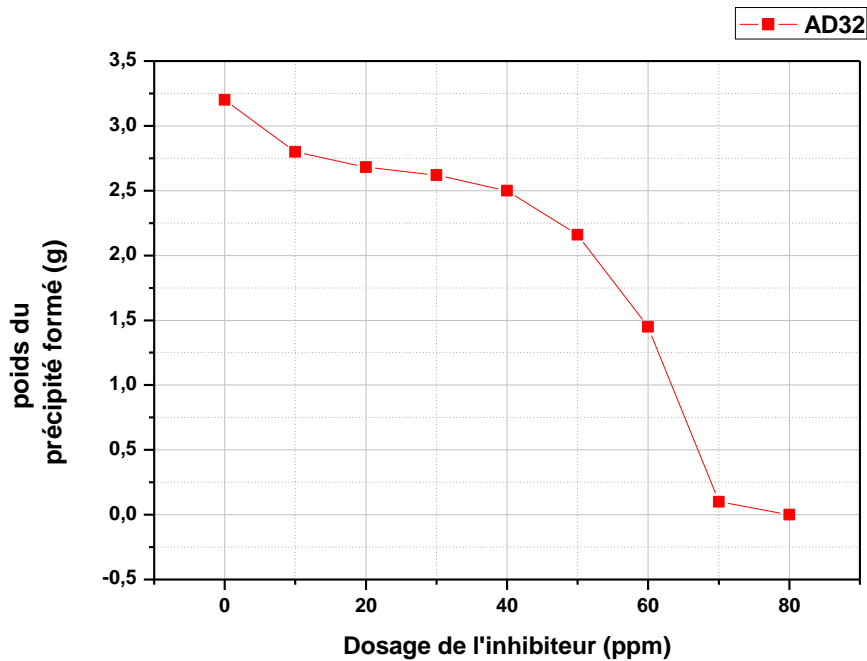


Figure IV.1. variation du poids du dépôt (CaSO₄) formé en fonction de concentration d'inhibiteur AD32

IV.6.1 Calcul de taux d'inhibition

Le taux d'inhibition (IE%) est calculé par la relation suivante:

$$IE(\%) = (P_0 - P)/P_0$$

p₀: Le poids de sulfate de calcium en absence de l'inhibiteur.

P : Le poids de sulfate de calcium en présence de l'inhibiteur.

Dosage de l'inhibiteur (ppm)	Taux d'inhibition (%)
0	0
10	43.61
20	50.70
30	58.80
40	53.87
50	55.98
60	61.97
70	74.47
80	98.23

Tableau. IV.2. *variation de taux d'inhibition en fonction de concentration d'inhibiteur AD32*

Ce résultat est représenté par le graphe suivant :

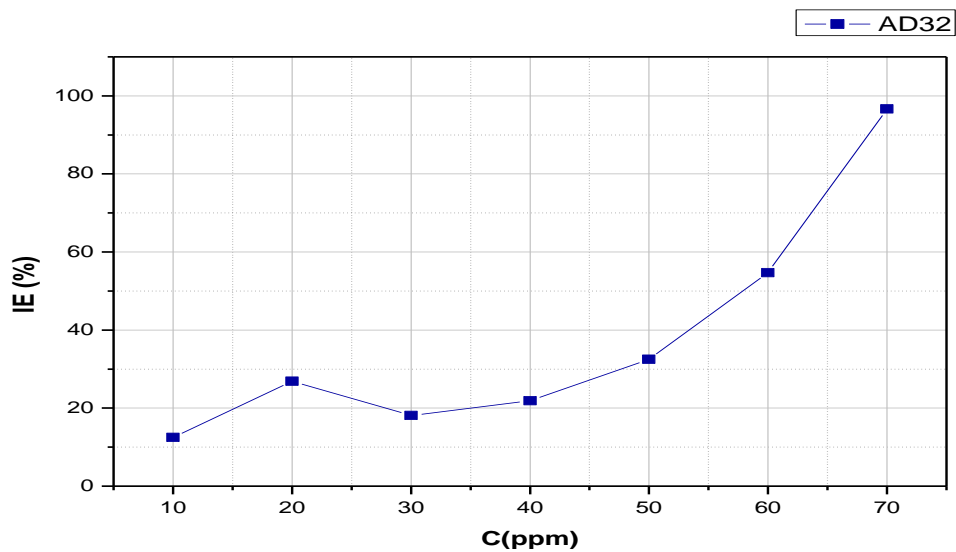


Figure IV.2. variation de taux d'inhibition en fonction de concentration d'inhibiteur AD32

IV.6.2. Discussion des résultats

Les résultats obtenus des figures IV-01-02 représentent le comportement de dépôt (CaSO_4) et de sulfate avec différentes concentrations de l'AD32, qui montrent que l'addition de l'inhibiteur diminue le poids du dépôt, cette diminution continue progressivement avec la quantité d'inhibiteur ajouter. Cette diminution du poids de CaSO_4 formé est confirmée par l'augmentation de la teneur des sulfates solubles d'après la figure IV-07, il est à noter que les optimums concordent parfaitement.

Donc la concentration optimale de l'inhibiteur AD32 est entre 10 et 80 ppm pour un taux D'inhibition comprise entre 43.61% et 98.23%.

Conclusion

Au vu des différents résultats obtenus lors de cette étude, nous avons conclu que :

Il y a une concordance presque parfaite entre les deux méthodes excepté pour l'inhibiteur AD32 qui est contradictoire. En effet, une augmentation de la quantité de précipité est souvent accompagnée par une diminution de la concentration des sulfates et vis versa.

Un excès d'inhibiteur peut avoir un effet inverse d'où la nécessité de procéder à des optimisations.

La température a un effet important pour l'inhibition des dépôts du sulfate de calcium.

Les doses optimales sont situées aux alentours de 10 à 80 ppm. En comparant les valeurs de taux d'inhibition, on remarque que L'inhibiteur AD32 montre l'effet d'inhibition important et le plus efficace avec une protection comprise entre 43.61 à 98.23% selon la température d'utilisation.

Références bibliographiques

- [1] Encyclopédie universelle « pétrole brut ».
- [2] La vente des produits pétroliers et leur impact sur le développement socio économique de La ville de Goma (2006-2008).
- [3] Mémoire << Khodja Mohamed >>, Les fluides de forage :étude des performances et considérations environnementales (15 Février 2008).
- [4] IFP énergies nouvelles, panorama 2011.
- [5] Université de Boumerdes FHC 2004.
- [6] M. LATIL, «Cours de production, Récupération assistée », tome 6, Technip, Paris, 1975.
- [7] Marcel. G. RITTER, « Cours de forage », Technip, 1976.
- [8] I. ABRIKOSSOV, I. GOUTMAN, « Géologie du pétrole, généralités, prospection, exploitation », Edition Mir, 1986.
- [9] Boffardi, Bennett P, Scale and Deposit Control for Reverse Osmosis. AV/WA Membrane Technology Conference Proceeding. New Orleans. LA:AWWA, February 23-26 1997.
- [10] Kasper, Dennis R, Pre-and Post treatment Processes For Membrane Water Treatment System. AWWA Proceedings Membrane Technology Conference Baltimore, MD:AWWA, August 14 1993: p11,2.
- [11] Sous-commission production du comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, « Manuel de traitement des eaux d'injection », Technip, Paris, 1973, p 105-120, 254-260.
- [12] Manuel des désémulsionnants PROCHINOR. CECA, 1984.
- [13] David R. LIDE « Handbook of chemistry and physics » 7th edition, 1998-1999.
- [14] J.RADIER, « L'analyse chimique et physico-chimique de l' eau », Dunod, Paris.
- [15] ESKEL NORDEL, « water treatment for industrial and other uses », Reinhold Publishing Corp ,New York.
- [16] Henry Roques, Fondements théoriques du traitement chimique des eaux, Volumel , Paris, 1990.
- [17] Les phosphates à solubilité contrôlée : une solution souple aux problèmes de tartre dans les gisements d'huile. J. Pétrole. Technol., Oct 1959.
- [18] Fiches techniques et fiches des données de sécurité des produits chimiques utilisés par la direction exploitation (Sonatrach).

Résumé

Les dépôts à base de sulfate de calcium posent beaucoup de problèmes au niveau des puits pétroliers et des installations de production et de traitement des hydrocarbures.

Dans ce travail on fait une étude d'inhibition du dépôt de sulfate de calcium et d'optimiser la dose de quelques inhibiteurs de la déposition de sulfates et d'étudier le mécanisme d'action de ces inhibiteurs.

- Etude de l'inhibition par AD32 sur le sulfate de calcium, la concentration optimale à température ambiante 28 °C est 10 à 80ppm pour un taux d'inhibition compris entre 43.61 et 98.23 % .

❖ Les mots clés : l'eau albienne, dépôts, corrosion, l'inhibiteur.

ملخص

تشكل رواسب كبريتات الكالسيوم تسبب عدة مشاكل على مستوى الآبار البترولية ومنشآت الإنتاج ومعالجة الكربوهيدرات

تطرقنا في هذا العمل إلى دراسة تثبيط رواسب كبريتات الكالسيوم عن طريق مثبط تجاري "AD32"

التركيز الحدي و عند درجة الحرارة 28 C° الجو هو ما بين 10ppm و 80ppm مع نسبة تثبيط ما بين 43.61% و 98.23%

❖ الكلمات المفتاحية: المياه الجوفية, الترسبات, التآكل, المثبطات .