

N° Série :/2020

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

BEN ABDALLAH Salah Eddine, SANDALI Abdelghani

-THEME-

**Etude de l'injection d'eau et son effet sur la
production dans le champ Ourhoud
(Hassi Berkine)**

Soutenue le : ... / ... / 2020 devant la commission d'examen

Jury:

| | | |
|----------------------|--------------------------|---------------------------|
| President: | Mr. | M.C (B) Univ. Ouargla |
| Examineur: | Mr. | M.A (A) Univ. Ouargla |
| Encadreur: | Melle. BOUFADDES Djamila | M.A (B) Univ. Ouargla |
| Co-encadreur: | Mr. SANDALI Mebrouk | Assistant chez SH-Ourhoud |



Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de nos études, nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A nos très chères mères, qui nous donnons toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A nos très chers pères, pour leurs encouragements.

Leur soutien, surtout pour leur amour.

Et leurs sacrifices afin que rien n'entrave.

Le déroulement de nos études.

A nous adorables sœurs.

A nous chers frères.

A toute nos grandes familles,

SANDALI et BEN ABDALLAH.

A Melle. BOUFADDES Djamila

Et Mr. SANDALI Mabrouk

Pour leurs aides et encouragements.

A nous meilleurs amis, ainsi tous nos amis de classe.

A Tous ceux que nous aimons et nous respectons.

Abd Elghani et Salah Eddine.



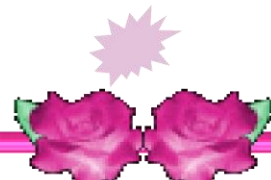
REMERCIEMENTS

*Nos remerciements vont d'abord au tout Puissant **ALLAH**, qui nous a créé à partir de rien, nous a enseigné alors qu'on est ignorant.*

*Nous remercions nos parents précisément, nos mères et pères qui nous ont soutenus depuis notre enfance, financièrement, physiquement et moralement tout au long du parcours de notre vie privée et étudiante, que **DIEU** récompense leurs sacrifices avec le Paradis Firdaous.*

*Nous remercions notre encadreur **Melle. BOUFADDES Djamila** d'avoir accepté de nous suivre avec le Co-encadreur **Mr. SANDALI Mabrouk** qui s'est efforcé de tendre la main autant qu'il le pouvait, sans oublier, Les ingénieurs de Sonatrach, **TAJBAOUI Med El hafed** et **MANAI Abdelhakim** de Haoud Berkaoui, et toute la famille de Sonatrach qui nous ont beaucoup aidés, et tous les enseignants de L'université Kasdi Merbah sans exception, Précisément les enseignants de notre département de production qui ont Participé à notre formation.*

Enfin, nous remercions nos amis et amies qui nous ont accompagné et soutenu durant notre parcours universitaire.



SOMMAIRE

| | |
|------------------------------------|-----|
| Dédicace | I |
| Remercîment | II |
| Liste des figures | III |
| Liste des tableaux | IV |
| Nomenclature et Abréviations | V |
| Résumé | VI |
| Introduction générale | 1 |

Etude bibliographique

Chapitre I : Les mécanismes de récupération de pétrole.

| | |
|---|----|
| Introduction | 3 |
| I.1. Les types de la récupération des hydrocarbures | 3 |
| I.1.1. La récupération primaire | 3 |
| I.1.2. La récupération secondaire | 5 |
| I.1.2.1. Les mécanismes de récupération secondaire | 5 |
| I.1.2.2. Facteurs influant sur la récupération secondaire | 7 |
| I.1.2.2.1. Influence des caractéristiques pétrophysiques et des fluides | 7 |
| I.1.2.2.2. Influence des caractéristiques réservoir | 9 |
| I.1.3. La récupération tertiaire | 11 |
| Conclusion | 11 |

Chapitre II : Généralités sur l'injection d'eau.

| | |
|--|----|
| Introduction | 13 |
| II.1. Etude de la récupération par l'injection d'eau | 13 |
| II.1.1. Définition | 13 |
| II.1.2. Le But d'injection d'eau | 13 |
| II.1.3. Mise en œuvre | 14 |
| II.1.4. Principe | 14 |
| II.1.5. Les configurations d'injection..... | 15 |
| II.1.6. Caractéristiques d'injection d'eau | 18 |
| II.1.7. Origine de l'eau injecté | 18 |
| II.1.8. Traitement de l'eau d'injection | 19 |
| II.1.9. Les problèmes de l'injection d'eau | 20 |

| | |
|---|----|
| II.1.9.1. Les problèmes de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation | 20 |
| II.1.9.2. Les percées | 20 |
| II.1.10. Aspect technique et économique de l'injection | 20 |
| Conclusion | 21 |

Partie pratique

Chapitre III : Présentation du champ Ourhoud.

| | |
|---|----|
| III.1. Définition | 23 |
| III.2. Situation Géographique | 23 |
| III.3. Historique de découverte | 24 |
| III.4. Le cadre géologique | 25 |
| III.5. Subdivision géologique du réservoir | 26 |
| III.6. Formation TAGI | 26 |
| III.6.1. Le TAGI inférieur (Lower TAGI) | 26 |
| III.6.2. Le TAGI moyen (Middle TAGI) | 26 |
| III.6.3. Le TAGI supérieur (Upper TAGI) | 27 |
| III.7. Aspect stratigraphique | 27 |
| III.8. Caractéristique du réservoir | 29 |
| III.9. Caractéristique pétro physique des fluides de gisement | 29 |
| III.10. Historique de production | 30 |
| III.11. Procédures d'exploitation du champ | 30 |
| III.11.1. Système de production d'huile | 31 |
| III.11.2. Traitement de pétrole brut | 31 |
| III.11.3. Expédition du brut | 31 |
| III.11.4. Système gaz lift | 31 |
| III.11.5. Système d'injection de gaz | 31 |
| III.11.6. Système d'injection d'eau | 31 |
| III.11.7. Water Alternating Gas (WAG) | 31 |
| III.11.8. Système satellites | 32 |
| III.12. Problème d'exploitation | 32 |

Chapitre IV : Etude de l'injection d'eau dans le champ Ourhoud (Etude de cas).

| | |
|--|----|
| Introduction | 34 |
| IV.1. Choix d'eau d'injection par l'organisation Ourhoud | 34 |

| | |
|--|----|
| IV.2. Origine des eaux utilisées en récupération secondaire au champ Ourhoud | 35 |
| IV.2.1. L'eau de TAGI | 35 |
| IV.2.2. L'eau d'Albien/Barrémien | 38 |
| IV.3. La quantité d'eau injectée pour chaque type | 40 |
| IV.4. Système d'injection d'eau après le traitement au champ | 40 |
| IV.5. Les problèmes majeurs de l'injection à travers champ Ourhoud | 41 |
| IV.5.1. Les sulfates de Calcium (CaSO ₄) | 41 |
| IV.5.2. La corrosion bactérienne | 43 |
| IV.6. Contribution de l'injection d'eau à la production au Ourhoud | 45 |
| IV.6.1 Rapport de l'injection avec la pression | 45 |
| IV.6.2. Rapport de l'injection avec la production | 46 |
| Conclusion | 47 |
| Conclusion générale et Recommandations | 49 |
| Références | |
| Annexe | |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure I.1 : Présentation générale sur les types de la récupération | 3 |
| Figure I.2 : Schéma simplifié de l'injection d'eau et de gaz | 5 |
| Figure I.3 : Le balayage par l'injection de WAG | 7 |
| Figure I.4 : Différents géologie du réservoir | 9 |
| Figure I.5 : L'effet de pendage sur le débit fractionnaire | 10 |
| Figure II.1 : Le mécanisme de l'injection d'eau | 13 |
| Figure II.2 : Schéma simplifié de balayage au réservoir pétrolier | 14 |
| Figure II.3 : L'état des fluides dans le réservoir pour les trois étapes de l'injection d'eau | 15 |
| Figure II.5 : Schéma d'injection périphérique | 16 |
| Figure II.6 : Schéma d'injection centrale | 17 |
| Figure II.7 : Schéma d'injection basal et à la crête | 17 |
| Figure II.8 : Le schéma des dispositions d'injection régulière | 18 |
| Figure III.1 : les dunes de sable au champ Ourhoud | 23 |
| Figure III.2 : Situation géographique du champ Ourhoud | 23 |
| Figure III.3 : Les partenaires SH-ORD (2012) | 24 |
| Figure III.4 : Configuration de champ Ourhoud | 25 |
| Figure III.5 : La structure du champ | 27 |
| Figure III.6 : La colonne stratigraphique du champ Ourhoud | 29 |
| Figure IV.1 : les eaux utilisées à l'injection d'eau au champ Ourhoud | 35 |
| Figure IV.2 : Schéma simplifié du traitement de l'eau du TAGI | 37 |
| Figure IV.3 : Schéma simplifié du traitement de l'eau d'Albien/Barrémien | 39 |
| Figure IV.4 : La quantité d'eau injectée pour chaque type | 40 |
| Figure IV.5 : les dépôts des Sulfates de Calcium à travers au champ Ourhoud | 43 |
| Figure IV.6 : La corrosion bactérienne à travers au champ Ourhoud | 44 |
| Figure IV.7 : Courbe de l'injection d'eau avec la pression (2002 à 2012). Vue de logiciel | 45 |
| Figure IV.8 : Courbe de l'injection d'eau avec la pression (2012 à 2019). Vue de tableau | 45 |
| Figure IV.9 : histogramme de réalisation de production d'huile et l'injection d'eau par année au 31/05/2020..... | 46 |

Liste des tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau I.1 : Performance de différents régimes de drainage | 4 |
| Tableau I.2 : Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz | 6 |
| Tableau II.1 : quelques processus de traitement d'eau d'injection | 19 |
| Tableau III.1 : Caractéristique du réservoir d'Ourhoud | 29 |
| Tableau III.2 : la quantité d'eau produit et injecté dans le champ Ourhoud jusqu'à 26/08/2020 | 30 |
| Tableau IV.1 : L'analyse chimique de l'eau de TAGI | 36 |
| Tableau IV.2 : L'analyse chimique de l'eau d'Albien et de Barrémien | 38 |

Nomenclature et abréviations

| | |
|--|---|
| <p>K : La perméabilité (md).</p> <p>K_{ro} : mobilité relative à l'huile.</p> <p>K_{rw} : mobilité relative à l'eau.</p> <p>Sdbt : saturation totale du fluide déplaçant.</p> <p>Sdi : saturation initial du fluide déplaçant.</p> <p>μ_o : viscosité d'huile.</p> <p>μ_d : viscosité du fluide déplaçant (eau).</p> <p>μ_t : La viscosité thermique (cp).</p> <p>P_C: La pression capillaire (psi).</p> <p>$\frac{\partial P_c}{\partial x}$: Le dérivé de pression capillaire (psi) par rapport au X.</p> <p>r_1, r_2 : rayons.</p> <p>P_o : la pression dans la phase huile</p> <p>P_w : la pression dans la phase eau.</p> <p>σ : La Tension Inter Facial.</p> <p>θ : l'angle de contact (mouillabilité).</p> <p>α : l'angle de pendage.</p> <p>0 : puits producteur (P).</p> <p>Δ : puits injecteur (I).</p> <p>N_2: Azote.</p> <p>CO_2 : dioxyde de carbone.</p> <p>H_2S : hydrogène sulfuré.</p> <p>$CaSO_4$: sulfate de calcium.</p> <p>$CaCO_3$: carbonate de calcium.</p> <p>$BaSO_4$: sulfate de barium.</p> <p>$SrSO_4$: sulfate de strontium.</p> <p>Na_2CO_3 : carbonate de sodium.</p> <p>K_2CO_3 : carbonate de potassium.</p> <p>$BaCl_2$: chlorure de baryum.</p> <p>$NaOH$: hydroxyde de sodium.</p> | <p>KOH : hydroxyde de potassium.</p> <p>Psi : Pound Square Inch (Unité de pression).</p> <p>Dyne : unité de la Tension Inter Facial.</p> <p>m : mètre (Unité de distance).</p> <p>Cp : Centpoise unité de la viscosité.</p> <p>md : milli-darcy (Unité de perméabilité).</p> <p>bbl/J : barils par jours.</p> <p>°API : American Petroleum Instituté.</p> <p>°C : degré Celsius.</p> <p>Ohm : Unité de résistivité.</p> <p>g : gramme (Unité de masse).</p> <p>l : litre (Unité de volume).</p> <p>" : pouce (Inch).</p> <p>\$: Dollar.</p> <p>% : pourcentage.</p> <p>ppm : Partie par million.</p> <p>TAGI : Triasique Argileux Gréseux Inférieur.</p> <p>GOR : Gas Oil Ratio.</p> <p>WAG : Water Alternate Gas.</p> <p>TIF : Tension Inter Facial.</p> <p>MPFM : Multiphase Flow Meter (débitmètre Multiphasique).</p> <p>TVR : Tension de vapeur raid</p> <p>MDT: Modular Dynamic Tool.</p> <p>CPF: Central Processing Facility.</p> <p>Hu/Ht : hauteur nette/hauteur totale.</p> <p>EDTA : éthyle diamine tétra acétique.</p> <p>OWTS: Oily water treatment system.</p> <p>ABWTS: Albian /Barrémian water treatment system.</p> |
|--|---|

Résumé :

La récupération d'huile par l'injection d'eau est une technique plus couramment utilisée et marche avec les paramètres de réservoir, elle est utilisée en routine sur les champs pétroliers pour le poussage d'huile et le maintien de pression. Malgré ces avantages, elle peut provoquer quelques problèmes.

Notre travail a étudié plusieurs aspects liés à la technique de l'injection d'eau dans le champ Ourhoud (Hassi Berkine), les sources d'eau d'injection, leur effet sur la production, leur inconvénients et... etc. Les résultats obtenus révèlent que l'injection d'eau au champ Ourhoud est efficace et optimisé, il se fait grâce à l'injection des meilleures sources d'eau qui sont l'eau de l'Albien/Barrémien et de TAGI dans les puits injecteur d'eau qui se trouve au périphérique ou dispersé, mais il y a des problèmes (les dépôts de sulfates de calcium et la corrosion bactérienne) qui sont surveillés à partir l'utilisation des produits chimiques.

Les mots clés :

L'injection d'eau, l'Albien/Barrémien, TAGI, les dépôts de sulfates de calcium, corrosion bactérienne.

ملخص:

يعد استخلاص الزيت عن طريق حقن الماء تقنية شائعة الاستخدام كما أنها تتماشى مع خصائص الخزان. تستعمل بشكل روتيني في الحقول البترولية من اجل دفع الزيت و المحافظة على الضغط. على الرغم من هذه المزايا ، يمكن أن تسبب بعض المشاكل.

قمنا من خلال عملنا بدراسة العديد من الجوانب التي تخص تقنية ضخ المياه في حقل أورهود (حاسي بركين). مصادر المياه المضخة، التأثير على الإنتاج، سلبياتها... الخ. أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن حقن المياه في حقل أورهود ذو كفاءة فعالة ومثالية ، ويتم ذلك من خلال ضخ المياه الأكثر ملائمة والتي تتمثل في المياه المستخرجة من طبقات الألبان، البريميان و طاقي في آبار ضخ المياه التي تتواجد متفرقة أو على محيط الحقل، لكن يوجد بعض المشاكل مثل (ترسبات كبريتات الكالسيوم و التآكل البكتيري) التي يتم مراقبتها من خلال استعمال المواد الكيميائية.

الكلمات المفتاحية:

ضخ المياه، ألبان/بريميان، طاقي، ترسبات كبريتات الكالسيوم، التآكل البكتيري.

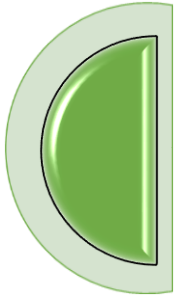
Abstract:

Oil recovery by water injection is a more commonly used technique and works with reservoir settings, it is routinely used in oil fields for oil poussing and pressure maintenance. Despite these advantages, it can cause some problems.

Our work has studied several aspects related to the technique of water injection in the Ourhoud field (Hassi Berkine), the sources of injection water, their effect on production, their drawbacks and ... etc. The results obtained show that the injection of water in Ourhoud field is efficient and optimized, it is done thanks to the injection of the best water sources which are the water of the Albien / Barremian and of TAGI in the wells of water injector that is found on the device or scattered around, but there are issues (calcium sulfate deposits and bacterial corrosion) that are monitored from chemical usage.

Keywords:

Water injection, Albien / Barremian, TAGI, calcium sulfate deposits, bacterial corrosion.



Introduction générale.

Introduction générale

Le pétrole aujourd'hui est une ressource majeure de l'industrie. Cette énergie non renouvelable fournit la grande majorité des carburants liquides actuels constitue l'un des piliers de l'économie mondiale.

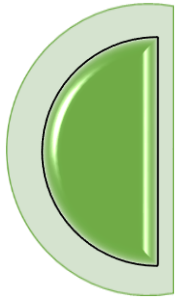
Au premier temps, L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle quand l'huile remonte spontanément à la surface due à l'énergie propre du réservoir qu'est provoqué par plusieurs mécanismes de drainage. Cette période de récupération primaire permet d'obtenir selon les cas 5 à 30% du pétrole en place. [11]

Avec le vieillissement des gisements d'huile, les forces de compression et celle des couches géologiques, deviennent insuffisantes pour faire jaillir le pétrole en surface, et suite à l'augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. Le nombre de nouvelles découvertes par année diminue, C'est pourquoi l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérative. Elle comprend deux modes de récupération (secondaire et tertiaire) que nécessite l'installation d'équipements complémentaires dans le puits. [17]

La récupération secondaire peut être réalisée à l'aide d'injection d'eau qu'est la technique la plus répandue (15 à 20 % du gisement au monde sont activés par ce mode) et parmi les processus le plus ancien afin d'améliorer le taux de production et permet de maintenir la pression durant l'exploitation. Il peut être exploité à partir de diverses sources, mais généralement on emploie dans ce genre d'opération, les eaux des puits spécialement puisés à cet effet. D'autre part, il y a quelques problèmes où l'eau devient un fluide indésirable ou le problème de dépôt qui se forme aux cours de l'exploitation représentant une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis des décennies, sans trop de succès.

Dans ce contexte, l'objectif principal de ce travail est d'étudier l'injection d'eau et leur impact sur la production au niveau de champ pétrolière Ourhoud, l'étude menée a été divisé en quatre chapitres :

- ✚ Au premier chapitre on a éclairci l'influence des différents mécanismes de récupération de pétrole sur le réservoir.
- ✚ Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de la méthode de récupération par l'injection d'eau (définition, origine, but, principe ...etc.)
- ✚ Le chapitre trois est définie la présentation générale sur le champ pétrolier Ourhoud (Hassi Berkine) et les caractéristiques de son réservoir.
- ✚ Dans Le dernier chapitre on a présenté une étude de cas sur l'injection d'eau au champ Ourhoud.
- ✚ Finalement, on termine notre mémoire par une conclusion générale.



Chapitre I

Les mécanismes de récupération de pétrole.

Introduction :

Les puits de forage utilisés pour la détection du pétrole servent également à son extraction. Au début de l'extraction, le pétrole jaillit naturellement (extraction primaire). Lorsque la pression naturelle est épuisée ou insuffisante, des techniques artificielles peuvent être utilisées pour activer l'extraction.

A partir de ce chapitre on va définir les différents mécanismes de récupération primaires, secondaires et tertiaire et ses influences sur la performance du réservoir.

I.1. Les types de la récupération des hydrocarbures :

La récupération du pétrole assistée consiste en la mise en œuvre de diverses techniques pour augmenter la quantité de pétrole brut qui peut être extraite à partir d'un gisement de pétrole.

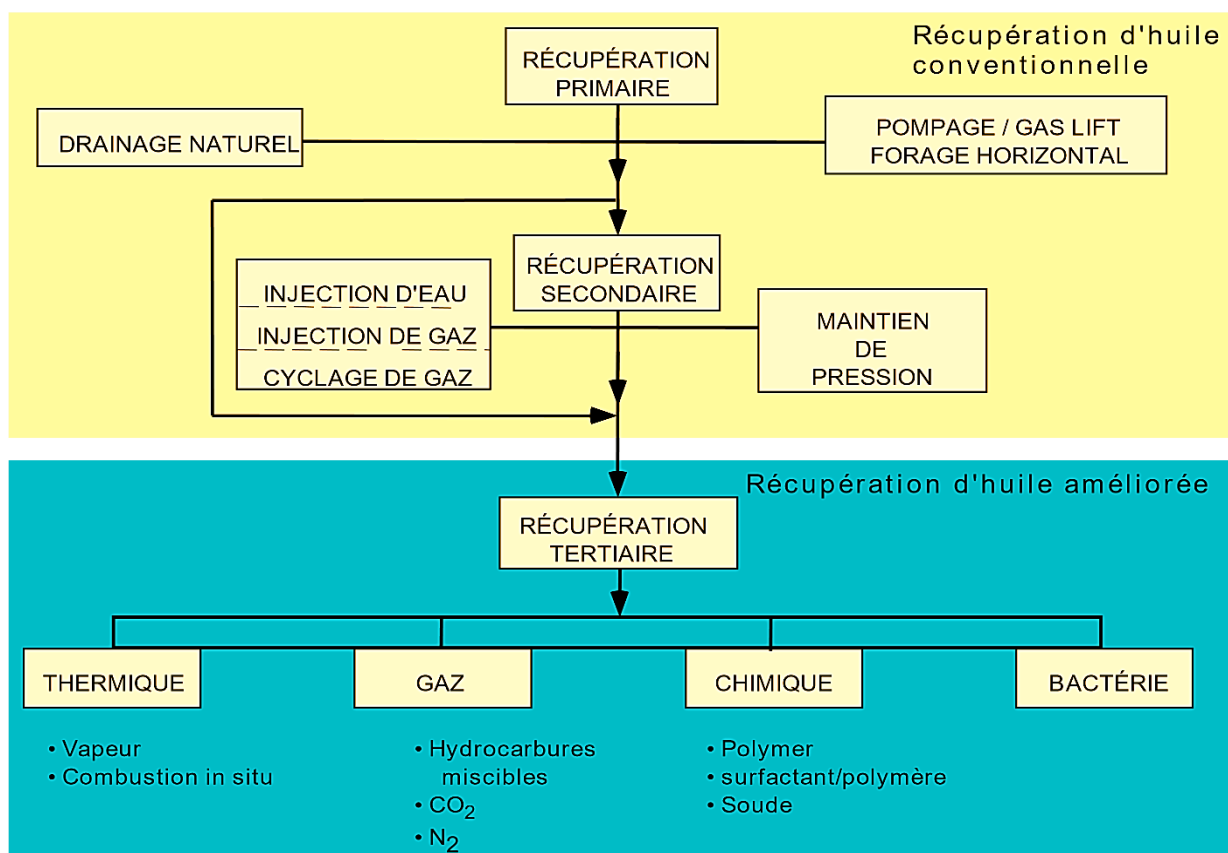


Figure I.1 : Présentation générale sur les types de la récupération.[6]

I.1.1. La récupération primaire :

Elle est définie comme la récupération obtenue grâce à l'énergie naturelle de système de réservoir. Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords des puits. On distingue : [7]

- Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Expansion monophasique d'huile et de gaz dissout.
- Gas cap drive.
- Water drive.

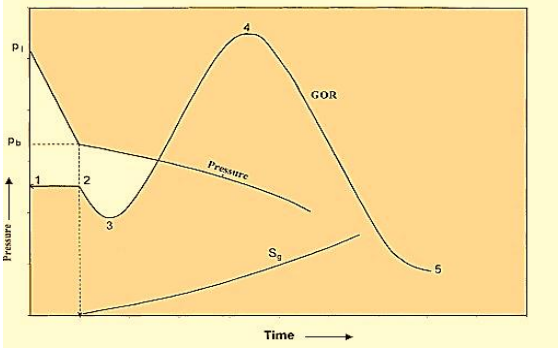
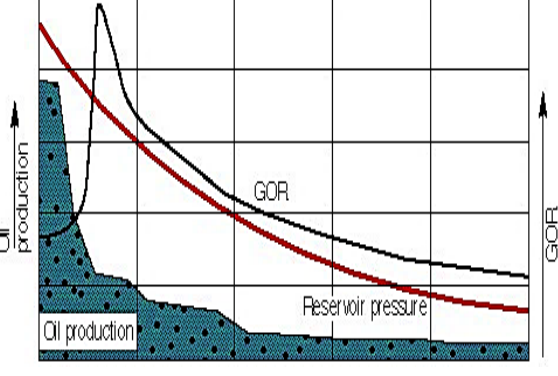
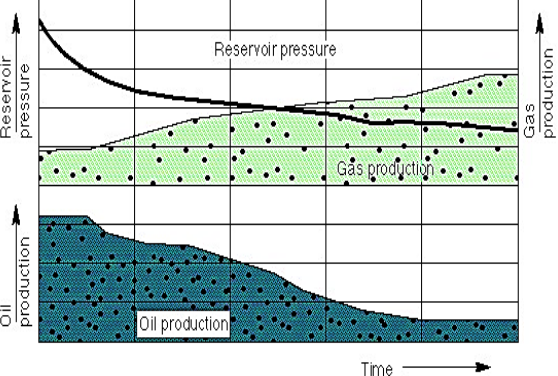
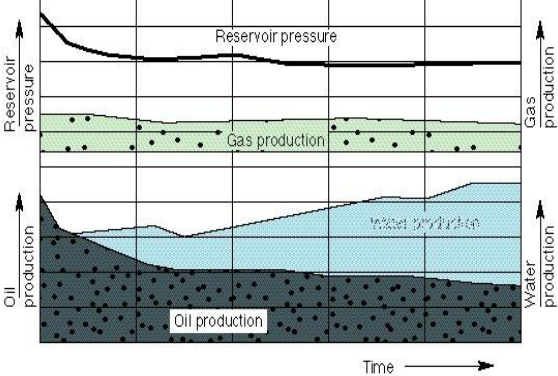
| Mécanisme de drainage | Origine de l'énergie | Performance du réservoir | Taux de récupération |
|---|---|--|----------------------|
| <p>Expansion de la roche et du liquide</p> | <p>Compressibilité de la roche et de l'eau interstitielle</p> |  | <p>(5 - 10) %</p> |
| <p>Solution gaz drive</p> | <p>Compressibilité du gaz dissout dans l'huile</p> |  | <p>(5 - 30) %</p> |
| <p>Gaz cap drive</p> | <p>Expansion du gaz libre (chapeau de gaz)</p> |  | <p>(20 - 40) %</p> |
| <p>Water drive</p> | <p>Aquifère actif</p> |  | <p>(30 - 60) %</p> |

Tableau I.1 : Performance de différents régimes de drainage.[7]

I.1.2. La récupération secondaire :

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 de :

- ✚ Maintenir la pression.
- ✚ Assurer le balayage de l'huile.

Les premiers procédés utilisés (injection d'eau et 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.

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap. [7]

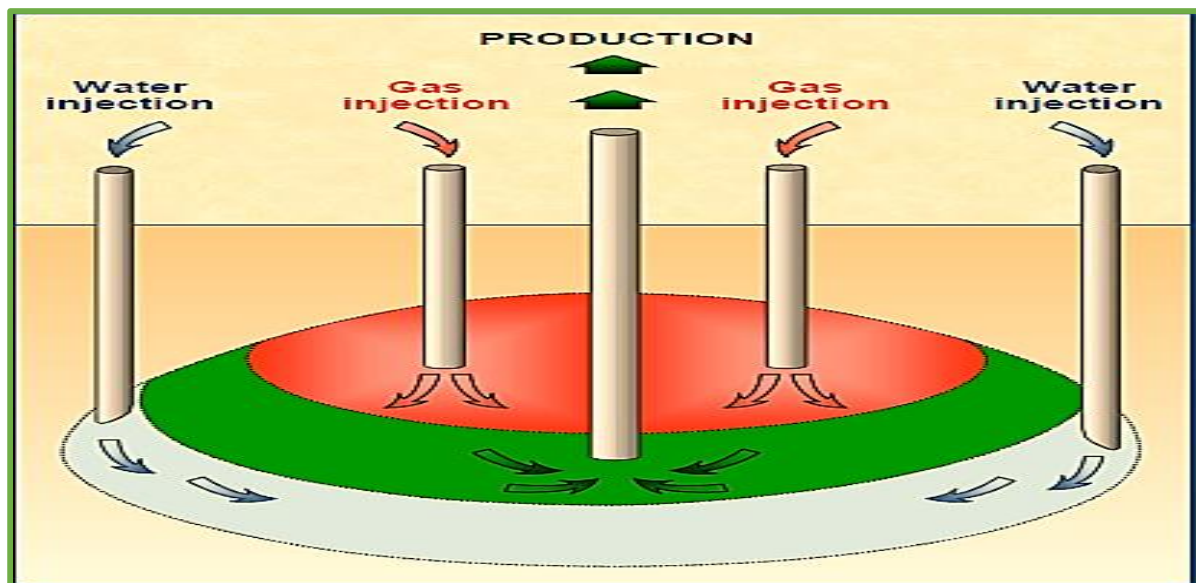


Figure I.2 : Schéma simplifié de l'injection d'eau et de gaz.

I.1.2.1. Les mécanismes de récupération secondaire :

1) Injection d'eau :

L'injection d'eau est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, elle reste la plus employée, elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.

- Maintenir la pression de gisement, si l'expansion de l'aquifère (ou de gaz cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie ;
- Éliminer éventuellement l'eau salée pendant la production.

2) Injection de gaz :

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à forte perméabilité.

L'analyse de déplacement du gaz miscible repose sur les concepts fondamentaux des écoulements diphasiques (gaz, huile) en terme de perméabilité relative, saturation d'huile de gaz et de GOR.

On a une petite comparaison entre l'injection d'eau et de gaz :

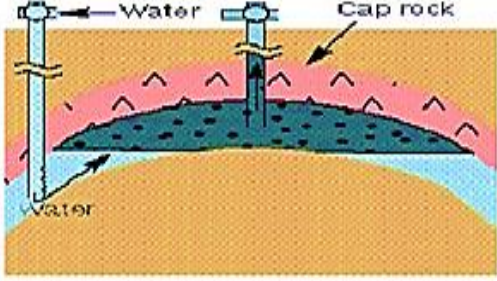
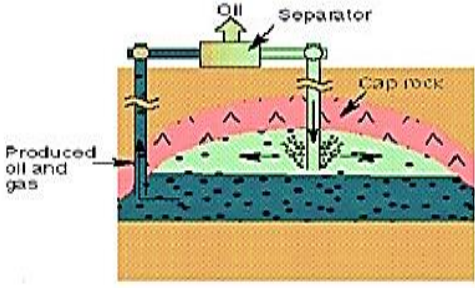
| <p style="text-align: center;">Injection d'eau</p>  | <p style="text-align: center;">Injection de gaz</p>  |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ➤ Un bon rapport de mobilité ➤ Une bonne efficacité même dans les réservoirs hétérogènes grâce à aux phénomènes capillaires. ➤ Disponibilité à moindre coût. ➤ Inondation du gisement, d'où l'impossibilité de mise en place d'une récupération tertiaire ultérieurement. ➤ Applicable seulement pour un gisement soumis à un aquifère. ➤ Problèmes de compatibilité de l'eau injectée et l'eau du gisement. | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Plus efficace dans les formations à forte perméabilité. ➤ Préférable pour les gisements d'huile légère. ➤ Utilisable si la surface de contact est grande et aussi lorsqu'il s'agit d'un fort pendage. ➤ La possibilité d'atteindre la pression minimale de miscibilité, d'où l'augmentation du taux de récupération. ➤ Applicable pour un gisement surmonté d'un gaz cap. |

Tableau I.2 : Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.[7]

Il est à note qu'actuellement, les deux processus d'injection peuvent être utilisés :

- ❖ En alternance gaz-eau (WAG) qui s'avère comme étant une alternative intéressante pour l'amélioration de la récupération d'huile (il atteint 70%) malgré la difficulté de mise en place de ce processus.
- ❖ Simultanément dans un même gisement, l'un d'un côté et l'autre de l'autre côté.

3) Le WAG (Water Alternate Gas):

Il était initialement prévu pour améliorer l'efficacité du balayage lors de l'injection de gaz, avec des balles intermittentes de l'eau et de gaz, conçu par et grande de suivre le même a reformula itinéraire à travers le réservoir.

Les variantes incluent l'injection de gaz en tant que supplément à l'eau ou vice versa, essentiellement pour atteindre d'autres parties du réservoir. Dans le cas d'injection d'eau supplémentaires, il permet aussi d'économiser l'injection de gaz.

Une distinction peut souvent être établie entre l'injection WAG miscibles et non miscibles, et l'eau et du gaz peut être injecté en même temps (SWAG) plutôt que par intermittence.

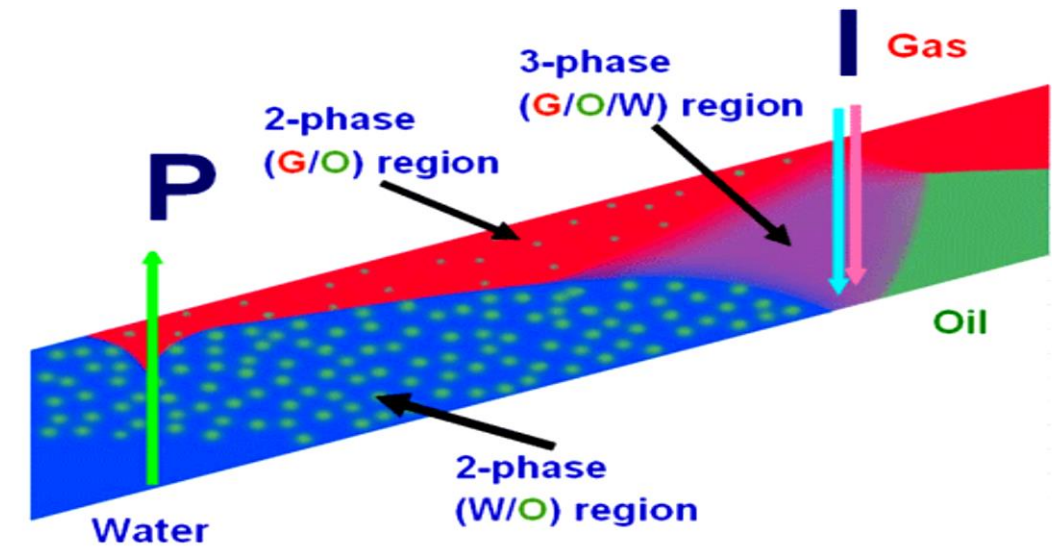


Figure I.3: Le balayage par l'injection de WAG.[7]

I.1.2.2. Facteurs influant sur la récupération secondaire :

Les divers types de récupération se présentent sans exception sous l'aspect d'un balayage du réservoir entre puits d'injection et puits de production. Il s'agit d'un écoulement de fluides et, de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche-magasin dont l'influence sur la récupération est importante. La nature des fluides en place et injectés, elle aussi une influence. [7]

I.1.2.2.1. Influence des caractéristiques pétrophysiques et des fluides :

A. Perméabilité :

- **Valeur absolue :**

Une bonne perméabilité est favorable pour des raisons suivantes :

- D'une part, elle traduit l'existence de pores de grands diamètres, dans lesquels la saturation en huile initiale est importante. De plus, les seuils sont moins réduits que dans les milieux compacts et la désaturation par déplacement est plus complète, puisque les forces capillaires sont moins importantes. Cette double raison a pour conséquence un volume d'huile balayé plus grand, pour un même volume de fluide de déplacement injecté.
- D'autre part, une bonne perméabilité permet un débit important, ce qui augmente l'espacement des puits et diminue la pression d'injection nécessaire.

- **Hétérogénéités :**

L'avancé du front de déplacement est plus rapide dans les couches plus perméables que dans les autres. Comme le fluide de déplacement, qu'il s'agisse d'eau ou de gaz, a le plus souvent une viscosité inférieure à celle de l'huile, ce déséquilibre entre l'avancé du front dans les différentes couches s'accroît encore à chaque instant.

Si les différences de perméabilités sont grandes, lorsque le fluide de déplacement fait irruption dans les puits de production par les cheminements préférentiels, la récupération est encore faible. Ainsi une grande hétérogénéité des perméabilités est un élément défavorable à un drainage par injection.

B. Porosité :

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

C. La saturation des fluides :

Plus la saturation d'huile est importante plus la quantité d'huile à récupérer est importante, une saturation plus élevée d'huile augmente la mobilité d'huile qui donne une efficacité plus élevée de récupération.

D. La viscosité des fluides :

La caractéristique essentielle des fluides dont on doit tenir compte dans l'établissement d'un projet d'un de récupération assistée est la viscosité. Pour les huiles visqueuses le débit fractionnaire est plus élevé, c'est-à-dire le débit d'huile est faible dans la production totale. D'ailleurs la loi de Darcy montre de suite que le débit d'huile est plus faible et donc la récupération économiquement moins intéressante pour les huiles visqueuses.

E. Le rapport de mobilité :

$$\diamond \text{ Le rapport de mobilité : } M = \frac{K_{rw}(S_{dbt})}{K_{ro}(S_{di})} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_d} \quad (I.1)$$

K_{ro} : mobilité relative à l'huile. S_{dbt} : saturation du fluide déplaçant (eau).

K_{rw} : mobilité relative à l'eau. S_{di} : saturation initial du fluide déplaçant (eau).

μ_o : viscosité d'huile. μ_d : viscosité du fluide déplaçant (eau).

C'est un paramètre fondamental qui permet de quantifier en partie, l'efficacité d'une injection.

- Quand $M < 1$, l'eau déplace plus lentement que l'huile, et qui mène à une haute saturation de l'eau a la percée et une bonne efficacité de déplacement.
- Quand $M > 1$ l'eau au contraire déplace plus vite l'huile et une percée se manifeste rapidement avec une mauvaise efficacité de déplacement.
- Pour $M=1$, l'eau et l'huile se déplacent avec le même rythme.

F. Tensions Inter facial:

La Tension Inter Facial (TIF) est une propriété thermodynamique fondamentale d'une interface. Elle est définie comme l'énergie a exigé pour augmenter l'énergie de l'interface par une unité. TIF est une mesure de miscibilité ; Les valeurs typiques pour la tension Inter facial pour les systèmes huile eau sont habituellement entre **10 à 30 dynes/cm à 25°C**.

G. Mouillabilité :

Mouiller indique une attraction plus forte de la surface solide pour coïncidez l'autre. Alors Quand deux phases immiscibles sont en contact avec une surface solide une phase est attirée à la surface habituellement plus fortement que l'autre phase. Pour un system huile-eau solide, les énergies aux surfaces sont reliées par l'équation de Young :

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (I.2)$$

Les forces qui sont présent à la ligne du contact sont, La TIF entre le solide et l'huile, la TIF entre le solide et l'eau, et la TIF entre l'huile et la phase de l'eau. L'angle du contact est mesuré à travers le tangent à l'interface et la ligne du contact eau-solide. Cet angle est la mesure du principe de mouillabilité pour une surface lisse homogène.

H. La pression capillaire - Phénomène capillaire :

Expression généralisée pour la différence de la pression à travers une interface qui a été développée par Laplace est : $P_o - P_w = (1/r_1 + 1/r_2)$ (I.3)

Avec : r_1 et r_2 : sont les rayons de courbure pour l'interface.

La pression capillaire est définie comme la différence entre la pression dans la phase huile et la pression de la phase eau : $P_c = P_o - P_w$ (I.4)

Les phénomènes capillaires ont sur le taux de récupération une influence qui est fonction du rythme d'exploitation ; les phénomènes capillaires sont d'autant plus importants relativement que le débit est plus faible. Elles ont parfois un rôle utile, c'est le cas lorsqu'ils permettent une régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène (phénomène d'imbibition). Mais à l'échelle des pores envahis, les forces capillaires ont toujours un rôle néfaste, elles sont responsables du piégeage résiduel de l'huile dans les pores.

I.1.2.2. Influence des caractéristiques de réservoirs :

A. Géologie du réservoir :

Comme le drainage résulte d'écoulement entre puits d'injection et de production, l'une des conditions de réussite est qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose à cette circulation. Il peut également arriver qu'une petite faille difficilement réparable empêche tout drainage dans une zone locale. L'étude fines des carottes et des diagaphies, ainsi surtout que celle des tests d'interférence, seront essentiels à la connaissance des communications inter puits.

Lorsque l'exploitation primaire d'un champ est commencée avant que la phase de développement ne soit terminée, ce qui est le cas général, des renseignements très précieux sur ces intercommunications peuvent être déduits de mesures précises de la pression de couche au moment du forage des nouveaux puits.

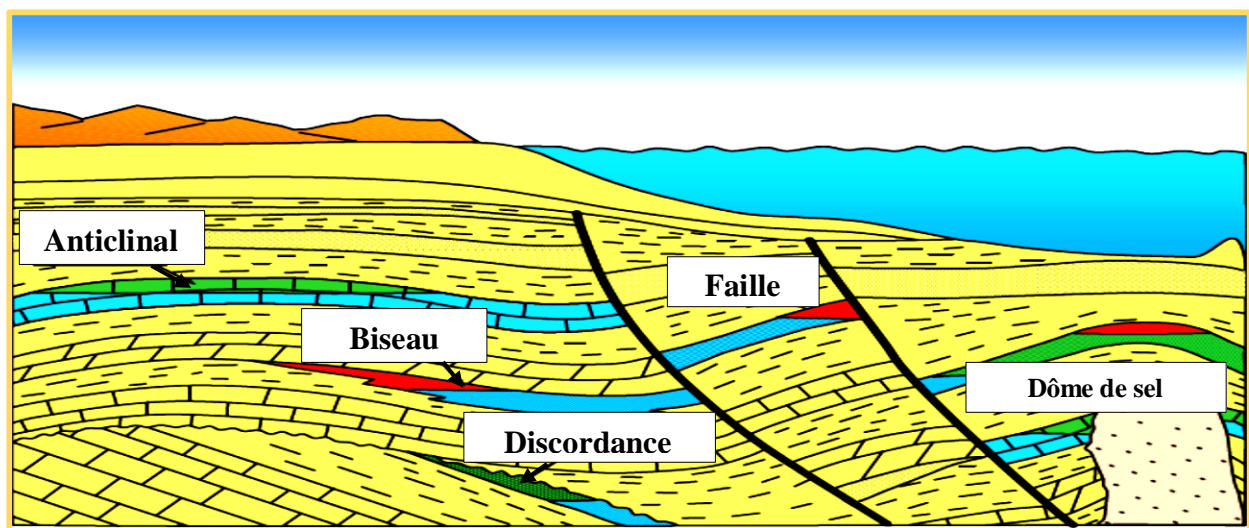


Figure I.4 : Différents géologie du réservoir.

B. Le pendage :

Un autre facteur géologique influant sur l'efficacité d'une récupération secondaire est le pendage des couches. Son effet est particulièrement sensible lorsqu'il s'agit de drainer une formation très perméable, la gravité pouvant alors avoir une influence importante même aux vitesses de déplacement, considérées des couches très inclinées sont plus facile à drainer que des formations horizontales, car l'effet de pesanteur joue un contre-courant.

En couche inclinée, dans la zone d'écoulement diphasique le débit fractionnaire F_d est exprimé par l'équation :

$$F_d = \frac{1 + \left(\frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_t \cdot \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial X} - g \cdot \Delta \rho_o \cdot \sin(a)\right]}{1 + \frac{K_{ro} \cdot \mu_w}{K_{rw} \cdot \mu_o}} \quad (I.5)$$

F_d : Le débit fractionnaire de fluide. ρ_o : La masse volumique d'huile (lb/ft³).

K : La perméabilité, (md). μ_o : La viscosité d'huile (cp).

K_{ro} : La perméabilité relative d'huile (md). μ_w : La viscosité de l'eau (cp).

K_{rw} : La perméabilité relative d'eau (md). μ_t : La viscosité thermique (cp).

P_c : La pression capillaire (psi). $\frac{\partial P_c}{\partial X}$: Le dérivé de pression capillaire (psi) par rapport au X.

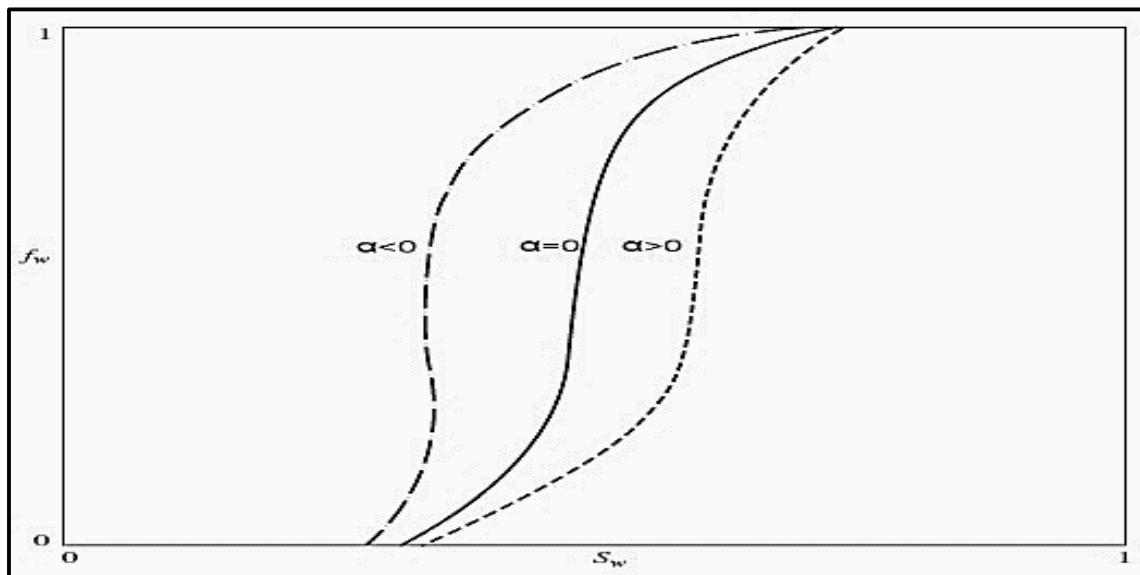


Figure I.5 : L'effet de pendage sur le débit fractionnaire.[7]

C. La profondeur:

- ✚ **Sur le plan technique** : Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne les pressions à mettre en œuvre, qui doivent être inférieures aux pressions de fracturation de la couche ou d'étanchéité des couvertures ; le débit d'injection par puits est donc, lui aussi limité.
- ✚ **Sur le plan économique** : un gisement profond a une pression initiale plus importante et dispose donc d'une réserve d'énergie interne plus grande, à dépenser pendant la période de récupération secondaire en est réduit, par ailleurs dans ce cas le coût de forage des puits injecteurs est plus élevé.

I.1.3. La récupération tertiaire :

L'eau n'étant pas miscible au pétrole, 30 à 80% d'huile reste piégée dans les pores du réservoir après les deux premières récupérations.

La principale raison du piégeage de l'huile dans les roches magasins, est la valeur élevée de la tension inter faciale entre cette huile et l'eau chargée de la mobiliser. Il a été montré que cette tension inter faciale devait être abaissée à des valeurs de 10-2 dyne/cm pour pouvoir déplacer l'huile, d'où l'injection de solution micellaires et de polymères.

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans la production d'environ 2 millions de barils par jour actuellement, soit à peine 2 % de la production mondiale.

Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement. Mais ils portent l'espoir d'augmenter encore les taux de récupération de quelques points supplémentaires. Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer ou au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

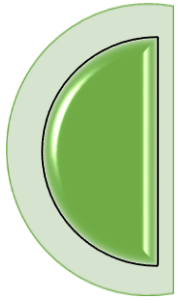
Parmi les méthodes de récupération tertiaire sont :

- Méthodes chimique (polymères, microémulsion).
- Méthodes thermiques : pour l'huile lourdes (vapeur, combustion in situ).
- Méthode miscible (CO₂-CH₄).

Conclusion :

Au début d'exploitation, le pétrole brut est produit par phases successives de manière éruptive dont la force est due à la forte compression des gaz émanant des réservoirs associés à la pression naturelle exercée par les différentes couches géologiques ou aux forces naturelles au fond. Ces conditions au début, sont largement suffisantes pour faire jaillir le pétrole en surface. Le taux de récupération primaire se situe entre 5 % et 10 % et peut atteindre 25 %.

Lorsque la pression naturelle est épuisée ou insuffisante, des techniques artificielles peuvent être utilisées pour activer l'extraction. On injecte de l'eau ou du gaz pour déplacer le pétrole prisonnier de la roche poreuse (extraction secondaire). L'extraction tertiaire va encore plus loin et fait appel à des méthodes thermiques (injection de vapeur pour réchauffer le pétrole brut et réduire sa viscosité, ce qui le rend plus facile à pomper), des méthodes chimiques (recours à des détergents qui lavent littéralement l'huile de la roche) ou s'appuyant sur un mélange d'huiles plus légères dans les réservoirs profonds.



Chapitre III

Généralités sur l'injection d'eau.

Introduction :

Au début de la récupération d'huile, la production des hydrocarbures décrit sous les mécanismes de drainage naturel et l'activation artificielle des puits, elle se produit par l'énergie initiale de réservoir à son découverte. Quand l'énergie initiale a été épuisée et le taux de récupération d'huile est en déclin, la production des hydrocarbures être augmenter par l'utilisation d'une énergie secondaire dans le réservoir, Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau, de gaz) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

II.1. Etude de la récupération par l'injection d'eau :

II.1.1. Définition :

L'injection d'eau (Figure II.1), qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produit 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. La plus courante consiste à envoyer de l'eau dans un réservoir afin de chasser le pétrole vers les puits de production et employé aussi pour maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie.

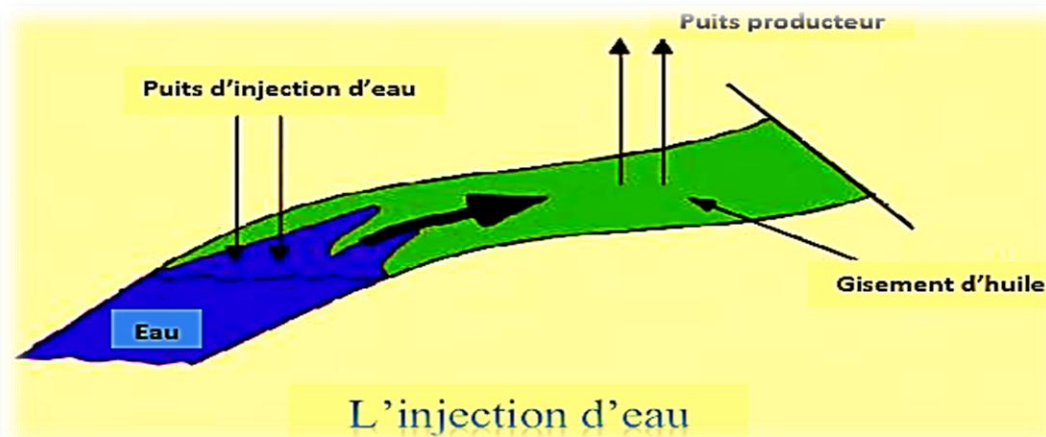


Figure II.1 : Le mécanisme de l'injection d'eau.

II.1.2. Le but d'injection d'eau :

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. 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 :

1. Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gaz-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.
2. Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.
3. Remplacement de vidage de réservoir, et améliore la production par le balayage de l'huile restant vers les puits producteurs.

4. L'eau est un bon vecteur pour les huiles légères, moins bon pour les huiles plus visqueuses. [14]

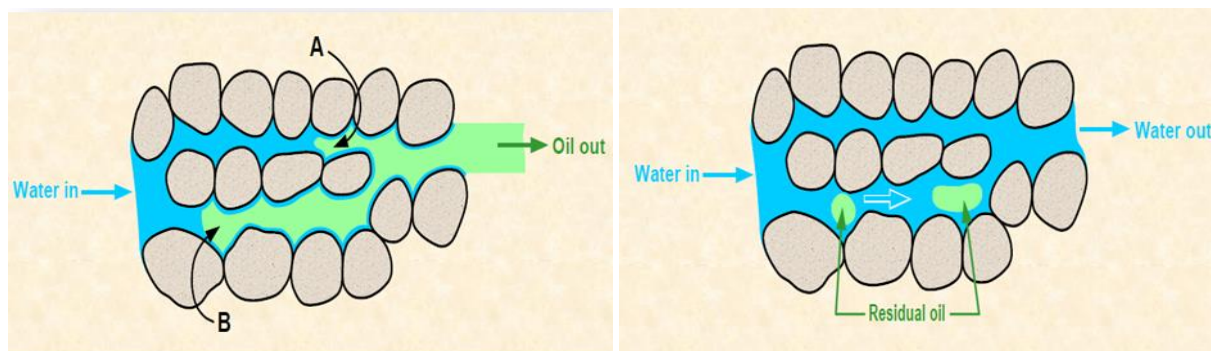


Figure II.2: Schéma simplifié de balayage au réservoir pétrolier. [14]

II.1.3. Mise en œuvre :

Pour réaliser une injection d'eau il faut :

- ✚ Avoir un approvisionnement en eau suffisant en qualité et en quantité et régularité.
- ✚ Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité. Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- ✚ Avoir des installations de pompage suffisantes.
- ✚ Contrôler les dispositifs d'injection et le balayage.
- ✚ Avoir des installations de traitement d'eau pour prévenir l'incompatibilité de l'eau injectée avec celle du gisement et la roche, assurer une filtration et élimination des bactéries. [7]

II.1.4. Principe :

Soit un réservoir homogène constitué d'une seule couche, dans lequel les fluides s'écoulent horizontalement avec une saturation constante le long du réservoir.

On suppose que l'injection d'eau a commencé après une période de déplétion naturelle du réservoir, comme c'est souvent le cas la pression du réservoir est inférieure à la pression de saturation, par conséquent le gaz se libère, en formant une couche uniforme.

Le commencement de l'injection est accompagné par une augmentation de pression dans le réservoir, cette augmentation est importante autour des puits injecteurs et diminue dans la direction des puits producteurs.

Sous l'influence de l'augmentation de pression le gaz se dissout dans l'huile, par conséquent la production d'huile n'augmente pas avec le début de l'injection, en premier temps il y a une période de remplissage "fill up" durant laquelle un volume d'eau égal au volume de gaz libre, initialement présent dans le réservoir, est injecté. Durant cette période la majorité de gaz est dissoute dans l'huile, le reste est produit par les puits producteurs, le remplissage peut être représenté par un avancement du front d'huile plus rapide que le front d'eau, derrière le front d'huile la saturation de gaz est à sa valeur résiduelle, l'arrivée du front d'huile aux puits producteurs marque la fin de la période de remplissage.

Durant la phase initiale de l'injection, un front d'eau cylindrique se forme autour de chaque puits injecteur, son rayon augmente avec l'injection.

Derrière le front d'eau la saturation d'huile diminue progressivement jusqu'à atteindre la valeur de la saturation résiduelle, A la fin de la période de remplissage l'avancement du front continu mais le débit de production augmente et devient pratiquement égal au débit d'injection (à l'échelle du réservoir). si la saturation initiale d'eau de la formation est inférieure à celle requise pour l'écoulement, la production d'huile durant cette seconde phase se fera avec un WOR nul.

L'apparition d'une production d'eau importante signifie la percée du front d'eau dans le puits considéré, donc la production d'eau augmente rapidement, la récupération de l'huile se trouvant derrière le front est effectuée par l'injection d'un volume d'eau considérable, Durant cette phase d'injection après percée, la surface balayée augmente et cela peut fournir une production d'huile pour justifier la continuation de l'injection, généralement les puits producteurs sont abandonnés à un Water Cut. [7]

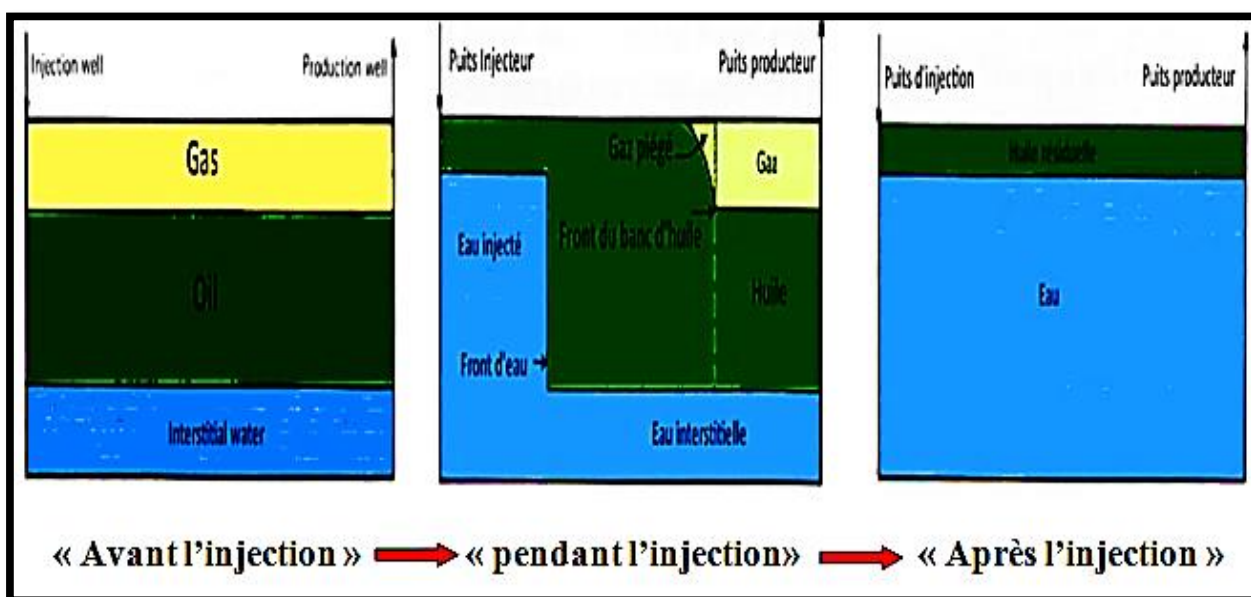


Figure II.3 : L'état des fluides dans le réservoir pour les trois étapes de l'injection d'eau. [7]

II.1.5. Les configurations d'injection :

La première étape pour le désigne d'un projet d'injection d'eau est le choix de la configuration approprié d'où l'objectif est d'avoir un contact maximal avec l'huile, cela par la conversion des puits producteurs en puits injecteurs ou par le forage de nouveaux puits.

Pour le choix de la configuration approprié les facteurs suivants doivent être pris en considérations :

- ❖ L'hétérogénéité de réservoir et la perméabilité directionnelle.
- ❖ La direction des fractures de la formation.
- ❖ La disponibilité de fluide d'injection (eau).
- ❖ La durée désirée et prévue d'inondation.
- ❖ La récupération maximale de l'huile.
- ❖ L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits.

On distingue les schémas d'injection suivants, qui peuvent éventuellement être utilisés conjointement sur certains réservoirs :

1) Schéma d'injection irrégulier :

On peut avoir ce schéma dans le cas où les conditions de surface ou la topologie de souterraine ou/et la présence des puits horizontaux dans le réservoir résulte la non uniformité de la position des puits producteurs ou injecteurs. Aussi par la conversion de certains puits producteurs pour des raisons économiques dans les petits réservoirs qui sont développés pour la production primaire, la présence des failles, la localisation d'une variation de la porosité ou de perméabilité peuvent également mener aux schémas irréguliers.

2) Schéma d'injection groupé :

a. L'injection périphérique :

Les puits injecteurs sont situés à la frontière externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur du réservoir, tels qu'un gisement anticlinal à aquifère sous-jacent soumis à une injection d'eau comme représenté sur la Figure II.5.

0 : puits producteur Δ : puits injecteur

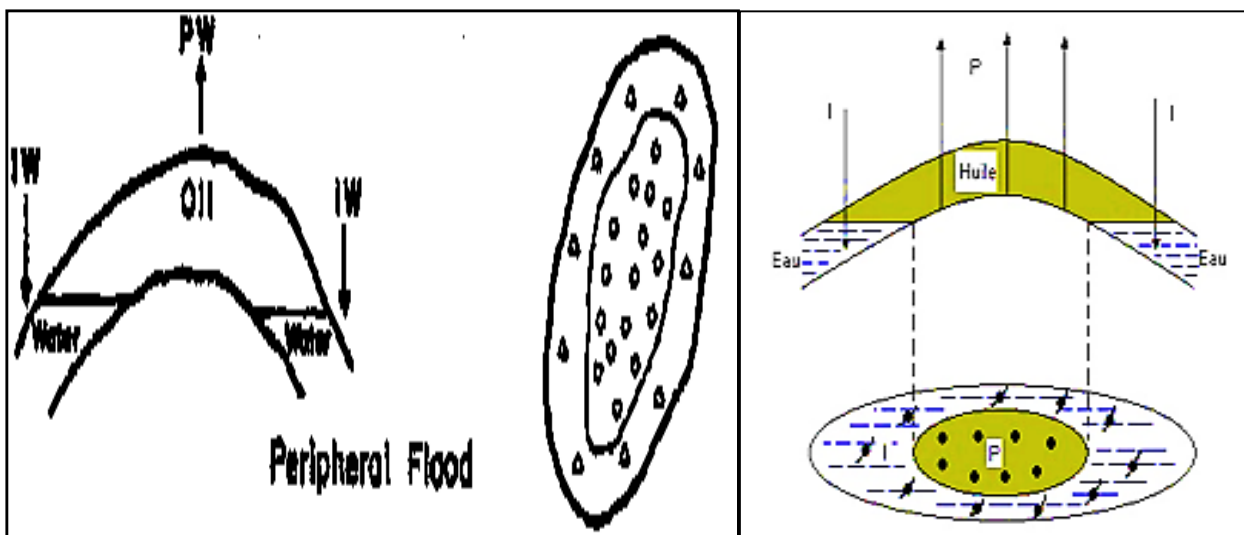


Figure II.5 : Schéma d'injection périphérique. [14]

Les caractéristiques principales de ce schéma sont :

- ✚ L'injection périphérique permet généralement une récupération maximum d'huile avec un minimum de production d'eau.
- ✚ Ce schéma prend une longue durée pour que l'eau injectée remplisse l'espace de gaz de réservoir. Le résultat est un retard en réponse de champ en inondation.
- ✚ Pour la réussite d'une injection périphérique, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un taux désiré.
- ✚ Pour garder les puits injecteurs aussi proches que possible au front, les puits producteurs ont un Water Cut élevé vont être converti en puits injecteurs
- ✚ Le débit d'injection est généralement un problème parce que les puits injecteurs continuent à pousser l'eau a des distances plus loin.

b. L'injection concentrée :

L'injection concentrée (centrale) est le cas opposé de L'injection périphérique dans lequel les injecteurs situent au centre du champ, et L'injection progresse à l'extérieur, tels qu'un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits d'injection sont le plus souvent groupé aux environs de top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure II.6.

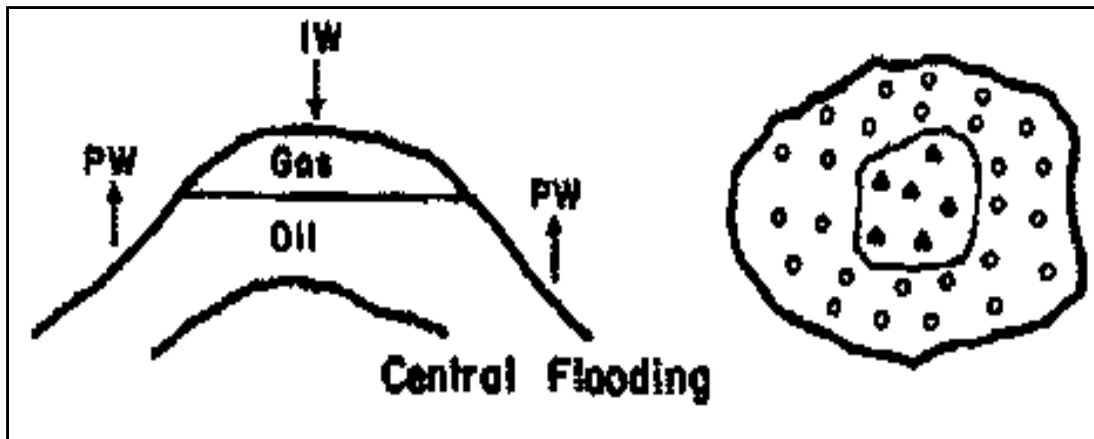


Figure II.6 : Schéma d'injection centrale. [14]

c. Schémas d'injection basal et à la crête :

Dans un gisement monoclinale avec dôme de gaz ou aquifère et soumis à injection d'eau ou de gaz. Dans ce cas, on a une ou plusieurs lignes de puits d'injection situées vers le haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, vers le bas dans le cas d'injection d'eau, plusieurs projets d'injection d'eau emploient les modèles basal d'injection avec des avantages additionnels gagnés de la Ségrégation de pesanteur, comme représenté sur la Figure II.7.

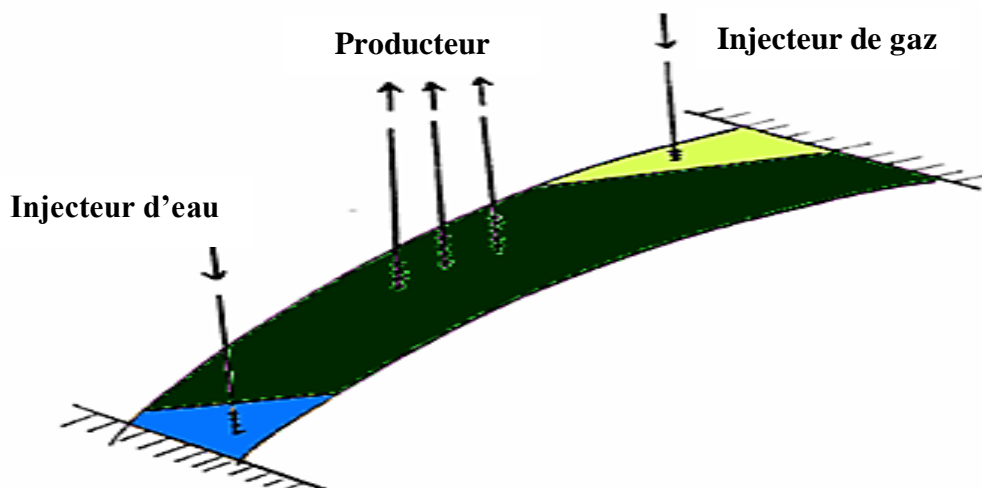


Figure II.7 : Schéma d'injection basal et à la crête. [7]

3) Schéma d'injection régulier :

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés. Dans ce cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement. Les dispositions les plus courants sont : (Figure II.8).

(Illustration : O : puits producteur Δ : puits injecteur)

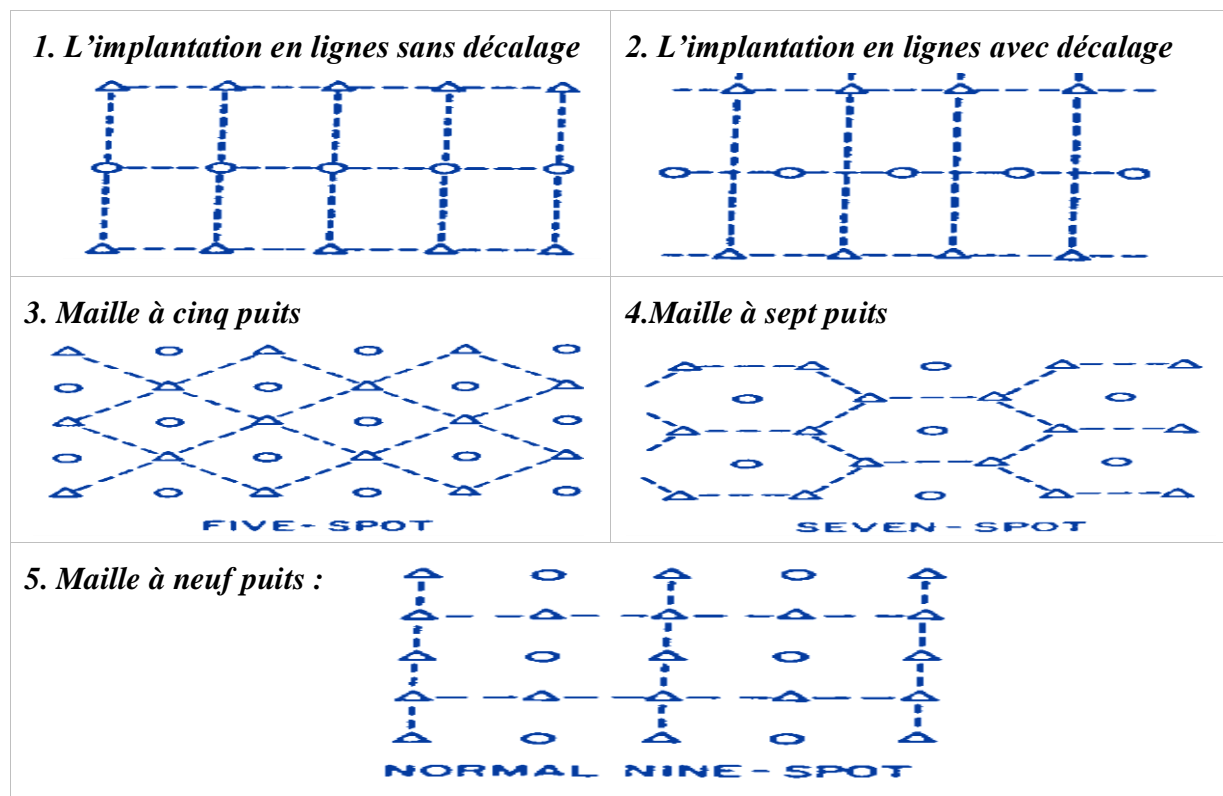


Figure II.8 : Le schéma des dispositions d'injection régulière.[14]

II.1.6. Caractéristiques d'injection d'eau :

- ✚ Un faible rapport de mobilité (inférieur à 1) peut assurer un déplacement frontal du front d'eau d'où une bonne efficacité volumétrique d'injection.
- ✚ À causes des phénomènes capillaires entre l'huile et l'eau (non miscibilité), on peut avoir de faibles valeurs de saturation d'huile résiduelle, d'où une bonne récupération d'huile.
- ✚ L'injection d'eau est préférable pour les réservoirs qui présentent un aquifère.
- ✚ L'inondation du gisement par l'eau d'injection peut rendre impossible la mise en œuvre d'une récupération tertiaire.
- ✚ Disponibilité à moindre coût.

II.1.7. Origine de l'eau injectée :

L'eau utilisée pour la production des carburants provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins et comprend. On distingue :

- ✚ Les eaux de surface : peuvent être captées dans une rivière ou un lac. Elles offrent l'avantage d'être disponibles facilement et à des débits élevés mais elles présentent l'inconvénient de contenir de grandes quantités d'oxygène. Beaucoup de matières solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux et des bactéries). Donc un risque de colmatage des filtres des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes.
- ✚ Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres) : Il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir un faible teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que (H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et $Fe(OH)_3$) dans cette eau peut engendrer de grands problèmes de corrosion et de colmatage.

✚ Aquifères régionaux : Cette source d'eau est généralement la plus utilisée et la meilleure, à cause de sa faible teneur en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle), En outre cette eau souvent contient des gaz dissous (H_2S et CO_2) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qu'il faut se préoccuper d'éliminer avant d'être injectée.

✚ Les eaux de mer : L'eau de mer est utilisée dans le cas offshore. Cette eau est généralement très corrosive et exige un traitement qui réduit l'attaque des équipements métalliques.

En effet quel que soit l'origine d'eau injectée, cette dernière est chargée en ions organiques, inorganiques. Des gaz dissous tel que le CO_2 dissous, O_2 et H_2S , des cations (Ca^{+2} , Ba^{+2} , Fe^{+2}). Des anions (SO_4^{-2} , CO_3^{-2}), et des bactéries. La présence de ces divers ions dissous dans l'eau rend cette dernière incompatible avec les eaux de gisement ce qui cause des problèmes de corrosion et de formation des dépôts. [8]

II.1.8. Traitement de l'eau d'injection :

On le traite pour injecter des quantités spécifiques d'eau, de qualité compatible avec la formation, au meilleur cout et durant toute l'exploitation du champ.

On a le tableau au-dessous représente quelque traitement, ses objectifs et la méthode.

| FONCTIONS | OBJECTIVES - TRAITEMENTS | METHODES - EQUIPEMENT |
|----------------------------|---|--|
| CHLORINATION | - anti-encrassement: fixation d'organismes vivants - aide à la filtration: élimination de la floculation du mucus organique - bactéricides: décontamination | - électrochlorateur - chlore liquide - oxyde de chlore - eau de Javel |
| FILTRATION | - élimination des solides en suspension - réduction de la capacité de bouchage | - filtres profonds: sable, grenat, anthracite - filtres de précouche - filtres à cartouche (régénérables ou jetables) - hydrocyclones |
| DEOXYGENATION | - élimination de l'oxygène dissous pour la protection anticorrosion de l'équipement | - tour de vide - tour de décapage de gaz - injection de produits chimiques - désoxygénation catalytique |
| FILTRATION DE SÉCURITÉ | - protection des pompes HP et des puits en cas de panne du système de filtration | - filtres à cartouche (régénérables ou jetables) - filtres de régénération automatique |
| INHIBITEURS ANTI-CORROSION | - protection supplémentaire des installations de surface et des équipements de puits | - injection d'inhibiteurs compatibles avec l'eau et les traitements |
| CONTRÔLE BIOLOGIQUE | stérilisation de l'eau pour éviter - brancher la formation - corrosion des équipements - acidification dans le réservoir | - chloration (pour rappel) - injection de bactéricides - stérilisation par U.V. - anodes solubles et revêtements -> ions toxiques |

Tableau II.1 : quelque processus de traitement d'eau d'injection. [4]

II.1.9. Les problèmes de l'injection d'eau :

Il y a plusieurs problèmes d'eau d'injection. On distingue :

II.1.9.1. Les problèmes de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation :

➤ **Incompatibilité chimique :**

Si les sels en solution dans l'eau d'injection sont incompatibles avec les sels en solution dans l'eau de gisement qui conduit à l'endommagement de la formation, des pertes de production et la corrosion des équipements sous dépôts. Exemple les Sulfates de Baryum (insoluble à dissoudre).

L'incompatibilité entre les eaux de formation et celle d'injection (l'existence de sulfate et le PH) qui engendrent des problèmes de corrosion électrochimique et bactérienne (des pipes, des canalisations et des équipements de surface...), exemple les Sulfates de Baryum (insoluble à dissoudre).

➤ **Incompatibilité mécanique :**

Le seuil de filtration (concernant les particules solides) fait partie des critères de non-colmatage. C'est un paramètre qui peut être recommandé et mesuré. Les autres paramètres (capacité de colmatage de l'eau), qui dépendent directement du produit injecté et sont par conséquent d'un caractère plus extrinsèque, sont plus difficiles à mesurer mais d'une égale importance. [4]

II.1.9.2. Les percées :

Au cours de la vie de la plupart des puits des réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due par l'injection d'eau ou de gaz, le pourcentage d'eau et de gaz (percée) dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette percée représente un problème d'ordre technique et, Economique lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution la rapide de productivité ou même la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels liés à la nécessité de transporter, séparer et stocker des grandes quantités d'eau et de gaz. Les problèmes des percées d'eau et de gaz sont devenus l'un des préoccupations majeures des opérateurs pétroliers et un composant clé des coûts d'exploitation. Afin d'améliorer la production et la durée de vie des puits, on fait appel à plusieurs techniques pour comprendre les sources, les causes et les mécanismes des percées. [9]

II.1.10. Aspect technique et économique de l'injection :

➤ **L'aspect technique :**

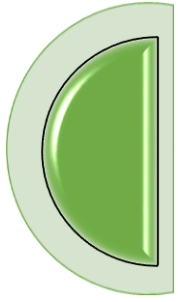
Avec une injection d'eau et de gaz, le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère, et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. L'injection d'eau est favorable pour les gisements hétérogènes ce qui est souvent le cas sauf pour certains réservoirs carbonatés, mais l'injection de gaz est favorable pour les gisements non hétérogènes. L'absorption joue un rôle non négligeable si les débits ne sont pas trop grands. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles qui bouchent les puits.

➤ **L'aspect économique :**

Le coût du procédé d'injection d'eau est minime par rapport à celui du procédé d'injection du gaz. C'est pour cette raison, souvent le nombre des puits d'injection d'eau est plus important que celui des puits injecteurs de gaz mais Il y a des conditions qui régissent la sélection de procédé d'injection comme l'aspect technique. [7]

Conclusion :

La récupération secondaire des hydrocarbures par l'injection d'eau (water flood) est l'un des procédés le plus employé au monde à cause de leur efficacité et des grands volumes d'eau. Dans tous les cas, cette technique est affectée par le risque de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celle d'injection qui engendrent des problèmes de corrosion électrochimique et bactérienne (des pipes, des canalisations et des équipements de surface...), de colmatage du réservoir et le bouchage des puits producteurs par formation des dépôts minéraux (CaSO_4 , CaCO_3 , BaSO_4 , SrSO_4 ...) ; ce qui conduisent à des grands investissements de réparation des installations (workover) et la diminution de la production ; le but de mettre en place un traitement chimique de l'eau d'injection est d'éviter tous ces problèmes.



Chapitre III

Présentation du champ Ourhoud.

III.1. Définition :

OURHOUD, c'est un mot **Targui** qui désigne le pluriel de **ROUD** qui est la dune.



Figure III.1: les dunes de sable au champ Ourhoud. [14]

III.2. Situation Géographique :

Le champ de pétrole **Ourhoud** (autrefois appelé **Qoubba**), est situé au sud du champ d'**Anadarko** à Hassi Berkine, à 420km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et 1300km au Sud-est d'Alger.

Le champ Ourhoud fut découvert en juillet de l'an 1994, est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une surface d'exploitation de 263,4Km². Le champ d'Ourhoud est délimité par les cordonnés UTM suivantes :

X= 405 248 à 426 628 Longitude Est.

Y= 3 376 147 à 3 403 776 L'altitude Nord.

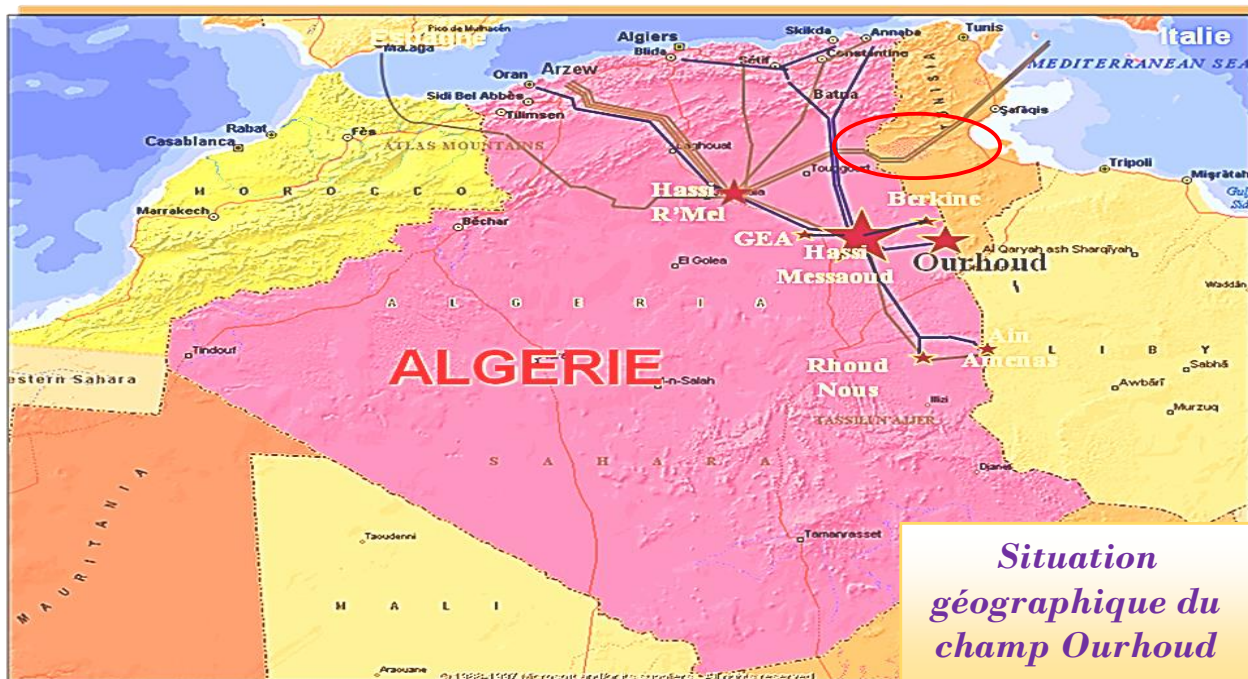


Figure III.2: Situation géographique du champ Ourhoud. [14]

III.3. Historique de découverte :

Les premières explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remontent à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chélif. Cependant c'est en 1948 que la découverte à caractère commerciale, et la première fois à Oued Guétrini, à 150Km au Sud d'Alger.

Les explorations au champ Ourhoud ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre Sonatrach et Cepsa qui permette l'exploration de bloc 406 dans le bassin de Berkine.

En Juillet 1994 le gisement d'Ourhoud fut découvert, il s'étend sur deux autres blocs : le 405 et le 404.

Le puits nommé **BKE 1** était le premier foré dans les grés de **TAGI** (Triasique Argileux Gréseux Inférieur) et après sa mise en production il a donné un débit de 15275 bbl/J.

Le champ devrait être unifié en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec Sonatrach. Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitarien de champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble.

Sonatrach est associée avec six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevaucher trois blocs :

- ✚ Sur le bloc 404, **Sonatrach** est associée à **Anadarko** (qui a comme associés **Agip** et **Maersk**).
- ✚ Sur le bloc 406, la compagnie nationale est associée à l'espagnole **Cepsa**.
- ✚ Tandis que sur le bloc 405, elle est associée à **Burlington Ressource** (qui a comme associé **Talisman**).

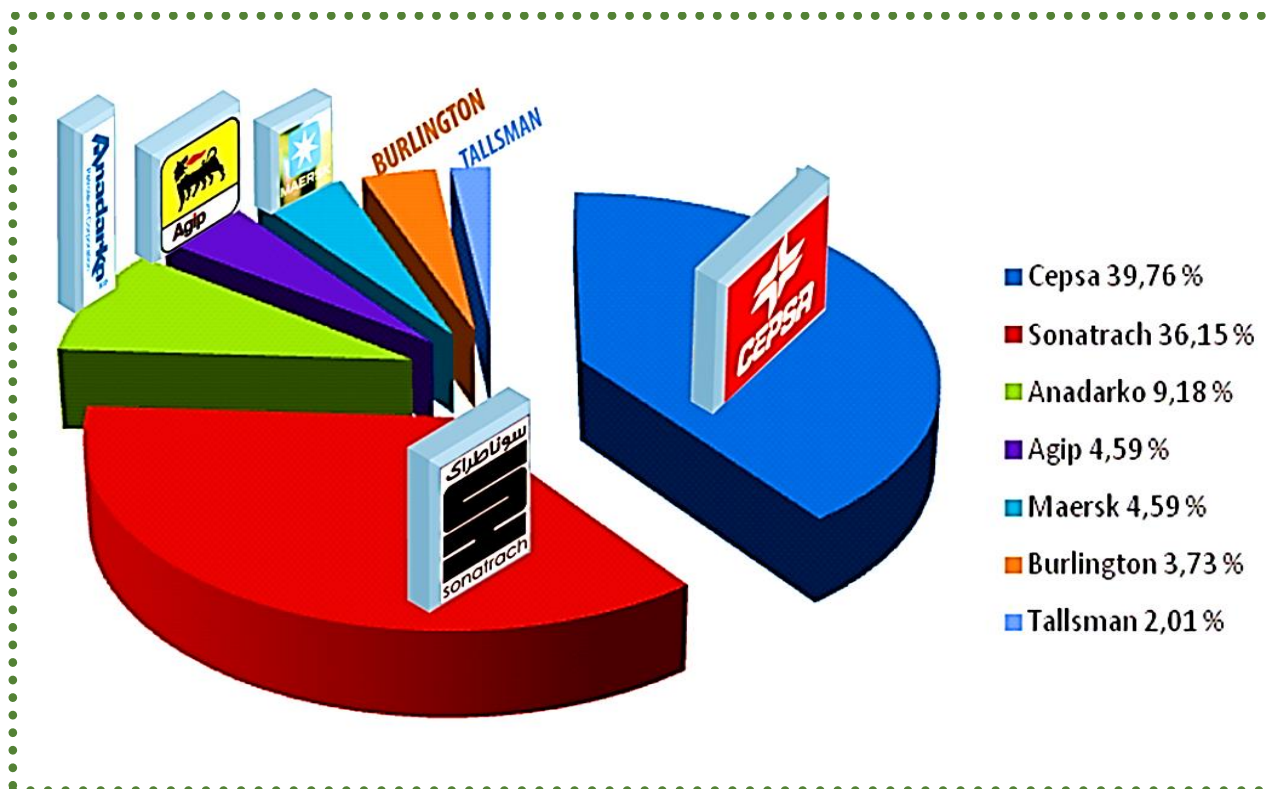


Figure III.3: Les partenaires SH-ORD (2012). [14]

III.4. Le cadre géologique :

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intra-cratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne.

Le gisement d'Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grès du TAGI, piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petro physiques de grande qualité.

L'intervalle de production du réservoir TAGI est situé immédiatement au-dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de 3100mètres dans la région de Qoubba ; le point le plus élevé de la structure se situe à -2772 m/NM, et le contact huile/eau est interprété à -3056 m/NM.

La hauteur utile moyenne est d'environ 31,5m. Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200 md.

L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de 0,8115 au stockage.

La pression initiale du réservoir est de 348,11bar à la profondeur de référence de -2978 m/NM et la température de gisement est de 102°C.

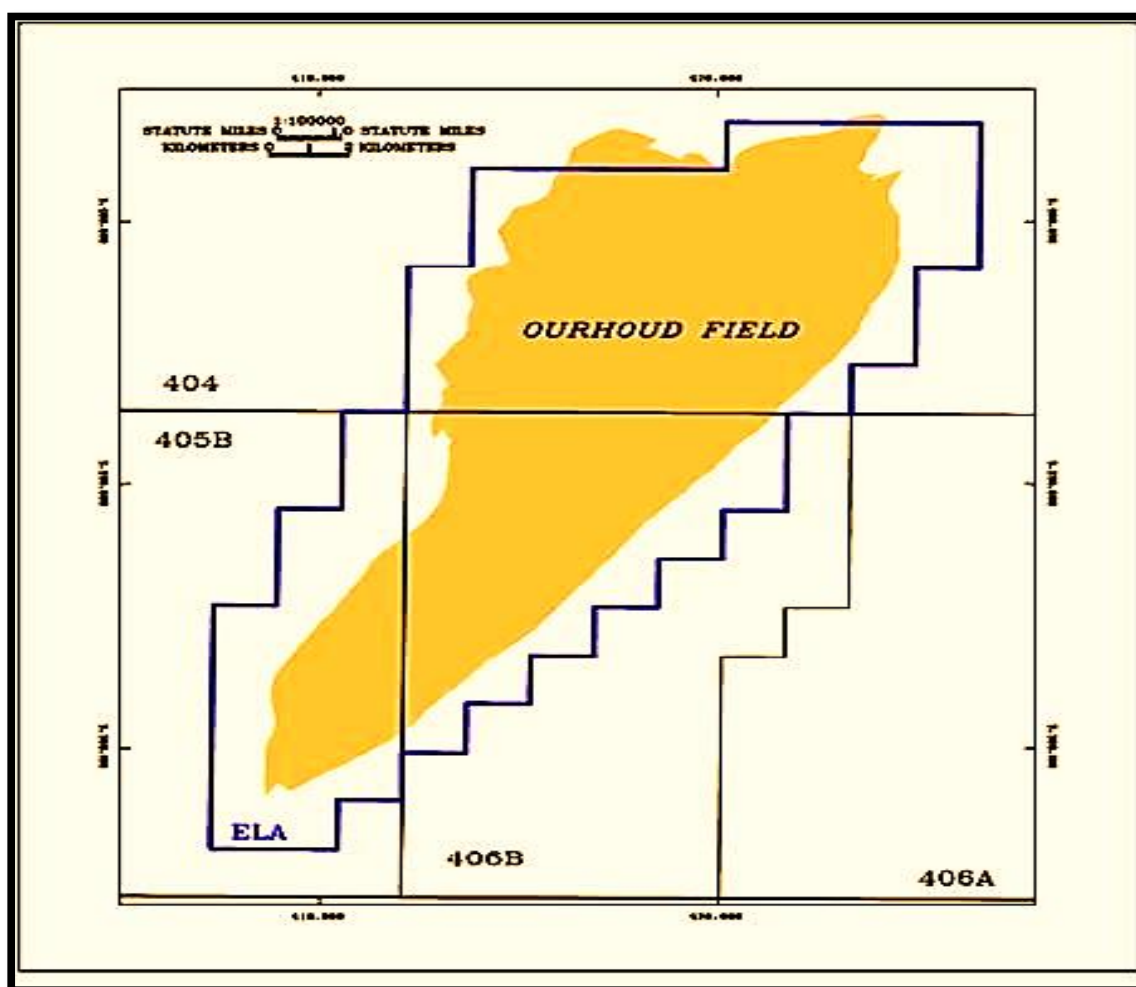


Figure III.4: Configuration de champ Ourhoud. [12]

III.5. Subdivision géologique du réservoir :

L'horizon producteur est constitué par les grès du TAGI, d'âge triasique. Ces grès continentaux ont été déposés par un système fluvio-deltaïque dans une large vallée, situé le long du système de faille Pan –Africain. L'épaisseur totale du TAGI varie de 88 à 108m. La hauteur utile définie par une porosité, tirée de la diagraphie densité >10% et un cut-off en rayons gamma de 90°API, varie de 17 à 59m parmi les puits existants.

Les trois unités stratigraphiques principales ont été corrélées avec les sept puits disponibles et décomposées en onze couches dont les caractéristiques réservoirs ont été établis à l'aide des diagraphies et des mesures sur carottes.

Pour chaque couche, les cartes isopaques des hauteurs totales, des hauteurs utiles ainsi que des porosités et des perméabilités ont été établies et introduites dans le simulateur afin de déterminer l'accumulation d'huile en place et d'optimiser le plan de développement du gisement.

Le contact huile eau a été interprété à -3056 m/NM à partir de l'analyse diagraphiques et de l'interprétation des données de pression (MDT) des sept puits.

III.6. Formation TAGI :

Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur total du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres.

Le TAGI d'Ourhoud est divisé en trois unités principales (couches):

III.6.1. Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :

Le TAGI inférieur à environ 32-58mètres d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : tubes provisoire en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaines d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche.

L'orientation des dépôts de l'intervalle complet du TAGI inférieur donne un trend SO-NE et s'épaissit vers le SE. Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. Au-dessus du contact huile/eau, les grès de la base et du sommet du TAGI inférieur sont caractérisés par des propriétés réservoir de bonne qualité. Cependant leur étendue latérale dépend des faciès rencontrés c.-à-d. de l'environnement de dépôt.

III.6.2. Le TAGI moyen (Middle TAGI) :

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grès. Les grès montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes. En général, l'unité réservoir a une direction N-S le long du champ. La qualité du réservoir est excellente et le coefficient Hu/Ht (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

Les environnements de dépôts interprétés incluent des cours d'eau à méandres de forte et faible sinuosité, des cours d'eau en tresses, des plaines d'inondation fluviales et des nappes de sable éoliennes. Ces dépôts sont la preuve d'un épisode correspondant à un transport de sable important et d'un dépôt par de grands cours d'eau. Des strates éoliennes moins importantes existent aussi.

III.6.3. Le TAGI supérieur (Upper TAGI) :

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c.-à-d. où le TAGI intermédiaire est fin, le TAGI supérieur est épais. Il s'épaissit en allant vers S-O et vers N-E de 27 à 42mètres.

Deux axes de dépôts sont définis à l'Ouest et à l'Est du champ. Il en résulte que les niveaux du TAGI supérieur ont des directions de dépôts multiples au sein de l'unité, avec des changements de faciès latéraux très variables. Cette unité représente le dernier stade de dépôt du TAGI avant d'être recouvert par le trias Carbonaté.

Cette période de dépôt commence avec une énergie fluviale élevée qui diminue à la fin du TAGI. Des failles contemporaines pourraient influencer l'épaisseur de l'intervalle.

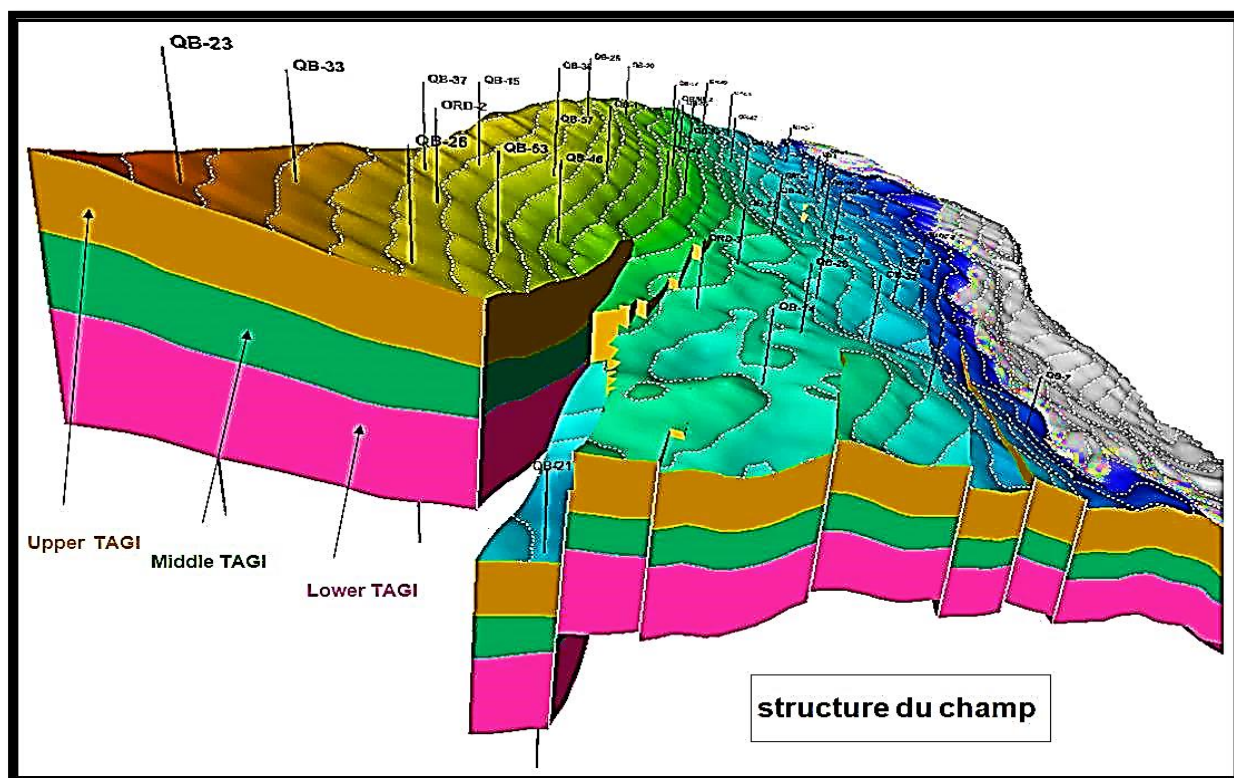


Figure III.5: La structure du champ. [14]

III.7. Aspect stratigraphique :

La colonne stratigraphique dans le champ Ourhoud est presque complète. Le paléozoïque est complètement préservé au-dessous de l'uncorformité Hercynienne.

Par rapport aux champs voisins situés sur l'axe d'El Biod Hassi Messaoud, à la partie occidentale de bassin Berkine dont tous les dépôts, post Hercynienne se reposent directement sur le Cambrien - Ordovicien et quelque fois directement sur le sushi Cambrien, tel que l'exemple de champ de Hassi Messaoud où presque toute la section Paléozoïque a été érodée sur l'événement Hercynienne.

Cette section est essentiellement de roche Silice clastique, à la base constitue le réservoir Cambrien principal à Hassi Messaoud et où voisinage tel que : El-Gassi, El-Agreb, Zotti, Rhourde El-Baguel, en addition à cette section Paléozoïque vient se reposer la section Mésozoïque qui constitue en même temps le réservoir principal du champ Ourhoud et le bassin Berkine à la base.

Les roches clastiques épaisses caractérisent la séquence Jurassique Middle - Upper, tel que l'anhydrite, les sels et les Carbonates de Lias et le Trias constituent une barrière pour une accumulation des hydrocarbures dans le TAGI de champ.

L'origine continentale a caractérisé le bas sédiment Crétacés interrompu par le dépôt aptien Carbonaté, la partie supérieure de crétacé a été déposée de Schiste aux carbonates de bas en haut.

Pendant le forage, plusieurs couches de caractéristiques diverses sont rencontrées. Elles sont nommées suivant leur appartenance de l'ère géologique de leur mise en place. Ainsi on rencontre :

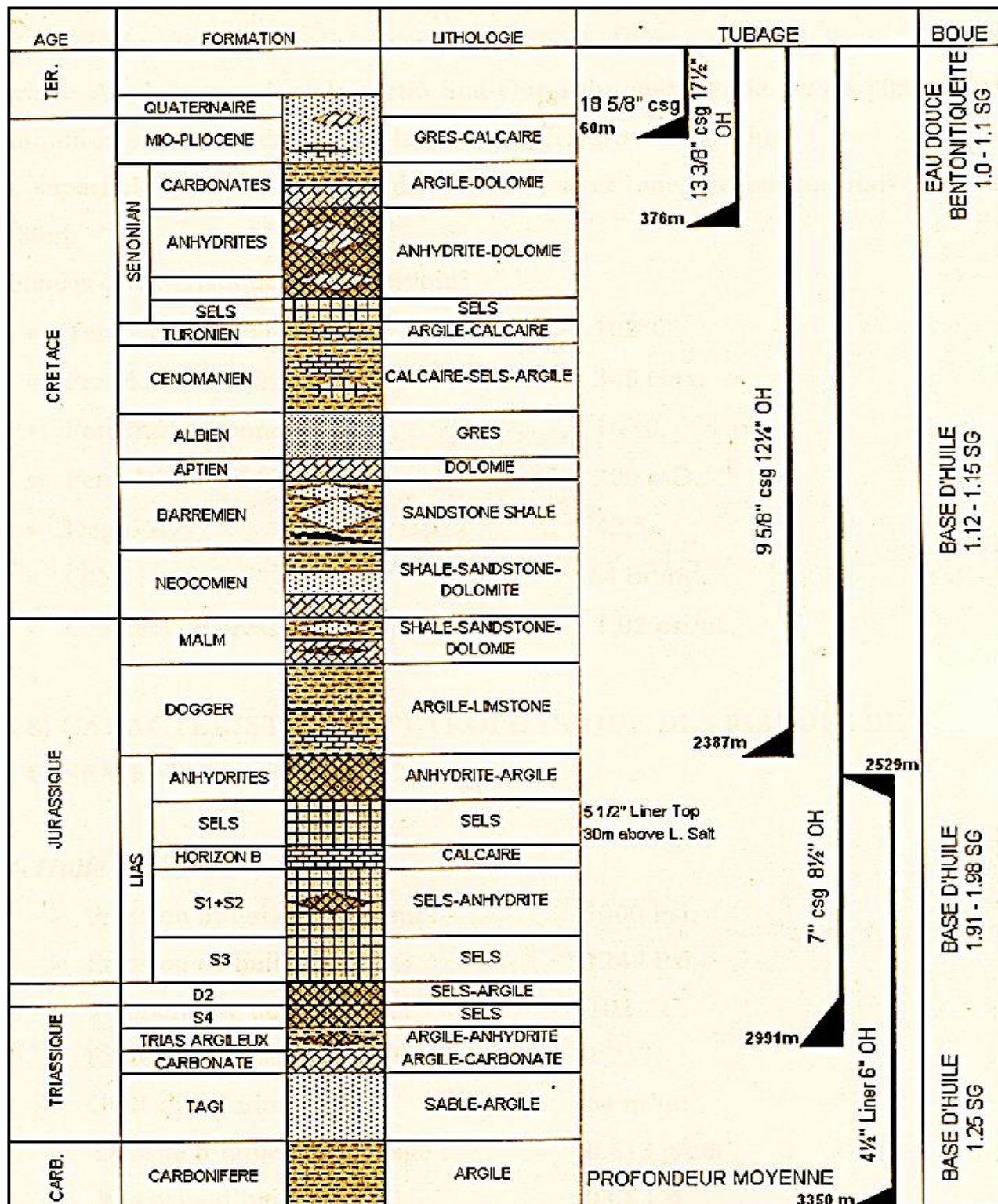


Figure III.6 : La colonne stratigraphique du champ Ourhoud. [14]

III.8. Caractéristique du réservoir :

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres. Le maximum d'épaisseur s'enregistre dans la terrasse qui dépasse les 100m, alors que le maximum est à l'Ouest de la partie du champ, 89m dans la partie Sud-ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors la genèse des couches. La superficie de réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m. Le tableau au-dessous présente les données caractéristiques du Réservoir :

| | |
|---------------------------------|---------------------------------------|
| Température de réservoir | 102°C |
| Pression de réservoir | 348 bars |
| Porosité moyenne | 16 % |
| Perméabilité moyenne | 200 md |
| Degré API | 42,5 |
| GOR | 64 m³/m³ |
| Gradient de pression | 1,02 psi/m |

Tableau III.1 : Caractéristique du réservoir d'Ourhoud.

III.9. Caractéristique pétrophysique des fluides de gisement :

◆ Huile :

- Pression initial de gisement : 5000 Psi.
- Pression de bulle : 1247 Psi.
- Température de gisement : 102 °C.
- Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1,233.
- GOR dissolution initial : 64 m³/m³.
- Densité d'huile de stockage : 0,813 g/cm³.
- Viscosité d'huile : 0.68 Cp.
- Compressibilité : 7,14x10⁻⁶ Psi⁻¹.

◆ Eau :

- Compressibilité : 4,3x10⁻⁸ Psi⁻¹.
- Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.
- Salinité moyenne : 352,925 g/l.
- Densité : 1,224 Kg/l à 20°C.
- Résistivité : 5,94 Ohm/Cm²/m à 20°C.
- PH : 4,5.

◆ Gaz :

- Compressibilité : 1,16 x 10⁻⁴ Psi⁻¹.

III.10. Historique de production :

La production au champ Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility) et avec un nombre de puits limité.

La production d'huile a atteint 230000 bbl/j en Janvier 2003. Ce plateau pourrait se maintenir pendant 10 ans. Additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellite, il contribuera à porter la production nationale à 1,5 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui a commencé en 25/01/2003 et 20/02/2003 respectivement.

L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs notamment dans le niveau « Lower » et ce à compter de Mars 2004 avec une accentuation au fil de temps pour atteindre un seuil allant jusqu'à 80% des quelques puits à savoir QB36, BKE2, ...

La production d'huile dépend directement de la quantité d'eau et de gaz injecté ainsi que le nombre de puits producteurs.

La production cumulée depuis l'origine jusqu'à 26/08/2020 est **1 079 136 418,965 (barils)** représente presque **24%** du volume, assurée par :

- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilities).
- Un réseau de collecte et dessertes.
- Une base industrielle.
- Une base de vie pour le personnel OURHOUD.
- Une base de vie pour le personnel de sous-traitance. Et des autres.

| | Journée (m ³) | Cumul mensuel (m ³) | Cumul annuel (m ³) | Cumul origine (m ³) |
|--|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| <i>Production Albian/Barrémian</i> | 14 583 | 301 346 | 3 123 713 | 166 994 442 |
| <i>Production Miocène/Pliocène</i> | 749 | 17 814 | 189 841 | 11 256 175 |
| <i>Eau de production (TAGI)</i> | 36 212 | 915 385 | 9 092 861 | 126 383 093 |
| <i>Production Totale</i> | 51 544 | 1 234 545 | 12 406 415 | 304 633 710 |
| <i>Injection Eau</i> | 51 226 | 1 227 983 | 12 345 096 | 299 774 706 |

Tableau III.2: la quantité d'eau produit et injecté dans le champ Ourhoud jusqu'à 26/08/2020. [service comptabilité des produits (champ Ourhoud)].

III.11. Procédures d'exploitation du champ :

III.11.1. Système de production d'huile :

Le système comprend une collecte de 7 satellites ayant chacun :

- ❖ Un manifold de collecte pour un certain nombre de puits.
- ❖ Un débitmètre Multiphasique (MPFM).
- ❖ Une connexion de manifold vers la ligne principale de raccordement liant le satellite au CPF.

III.11.2. Traitement de pétrole brut :

Le pétrole brut ainsi traité et ramené aux spécifications commerciales (densité, TVR, salinité) est envoyé vers les bacs de stockage. Il provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites.

Arrivé au CPF, le pétrole brut passe par 3 trains composés chacun de :

- ❖ Une séparation huile / gaz / eau.
- ❖ Un dessalage électrostatique.
- ❖ Une stabilisation de brut par distillation atmosphérique.

III.11.3. Expédition du brut :

A partir des bacs de stockage, le brut est repris par une pomperiez d'expédition et est acheminé par un pipe de 24" vers le pipe 30" OH3 (de SH / TRC) situé à 21Km du CPF et au point kilométrique 0 (PK 0). De là, le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à Haoud EL Hamra.

III.11.4. Système gaz lift :

Le gaz lift est prévu pour chaque tête de puits BP et comprend un système de distribution individuelle et collective qui suit le système de collecte huile via les satellites correspondants.

III.11.5. Système d'injection de gaz :

Les trois puits d'injection gaz, sont situés à l'extrême Nord du champ. Une seule ligne principale alimente le manifold au satellite 7 où le gaz est séparé en 3 lignes de distribution alimentant les puits.

III.11.6. Système d'injection d'eau :

L'eau de production traité et l'eau Albien / Barremien sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau. Les pompes délivrent l'eau vers deux collecteurs, un serve les satellites du Nord et l'autre ceux du Sud. Chacun d'eux alimente les lignes d'injection d'eau des puits via un manifold d'injection d'eau sur chaque satellite.

III.11.7. Water Alternating Gas (WAG):

L'huile d'Ourhoud est de haute qualité (~43° API) mais elle a un GOR faible, donc une très bonne candidate pour l'injection de gaz miscible qui permet la réduction de la viscosité et de la densité d'huile et le gonflement de celle-ci.

Pour cela Le (WAG) à Ourhoud est mis en application comme processus de récupération secondaire ayant pour but l'accélération et l'augmentation de taux de récupération et surtout assurant un meilleur contact entre le gaz miscible et le volume de réservoir.

Le processus de WAG consiste à l'injection alternative d'eau et de gaz soit six mois pour chacun. QB16 était choisi comme le premier candidat et actuellement ce system est en cour d'exécution pour d'autres puits.

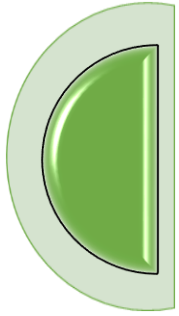
III.11.8. Système satellites :

Chaque station satellite possède un système de décomposition concernant la surpression pour l'élimination de vapeur et de liquide en service dans le circuit venant du manifold de production et du manifold de teste.

III.12. Problème d'exploitation :

Après la mise en production du champ Ourhoud en fin de l'année 2002, plusieurs problèmes de dépôts ont surgit d'une manière brutale et rapide. L'expérience a montré que ce genre de problèmes n'apparaît, qu'après un certain nombre d'années d'exploitation d'un champ pétrolier.

Les causes de ces dépôts sont différentes, elles peuvent avoir une origine liée aux caractéristiques intrinsèques des effluents, tel qu'il est le cas des sulfates de calcium (CaSO_4) dans l'eau d'Albien et les asphaltènes dans le brut, comme elles peuvent être dues au système d'exploitation lui-même, en l'occurrence les dépôts de sel (NaCl), le sable, les oxydes de fer, l'argile et enfin les dépôts organiques résultants des traitements chimiques, (tous produits de traitement confondus).



Chapitre IV

Etude de l'injection d'eau dans le champ Ourhoud (Etude de cas).

Introduction :

L'injection utilisée dans la récupération du pétrole, peut être tirée de diverses sources ; les rivières et les lacs sont souvent mis à contribution. Mais généralement on emploie dans ce genre d'opération, des eaux de puits spécialement forés à cet effet. L'ors qu'il s'agit de l'organisation Ourhoud qui localise dans une région riche des eaux souterrains.

IV.1. Choix d'eau d'injection par l'organisation Ourhoud :

Dans le but de maximiser la récupération d'huile, il faut choisir l'eau d'injection qui marche avec les paramètres de réservoir, les propriétés de l'eau de réservoir et n'oublier pas le coût de forage.

Après des études effectuées par les ingénieurs de l'organisation Ourhoud, ils ont conclu que :

- 1- Les formations de l'albien et de barrémien s'avèrent être les meilleures sources d'eau d'injection d'appoint pour le programme de récupération assistée sur le gisement d'Ourhoud.
- 2- L'évaluation géologique et géophysique indique que les aquifères de l'albien et du barrémien sont régionalement étendus, et que le soutirage anticipé pourra facilement être obtenu considérant une quantité d'eau importante en place.
- 3- Les résultats des essais en laboratoire, confirmés par les modèles de précipitation théoriques, indiquent que les eaux de l'albien et du Barrémien et du TAGI sont mutuellement compatibles, en surfaces et dans les conditions du réservoir. [19]
- 4- Les essais en laboratoire indiquent une compatibilité entre la formation du TAGI et l'eau simulée du barrémien.
- 5- Les conclusions concernant les compatibilités de l'eau du Barrémien devraient être applicables à l'eau de l'Albien, considérant leur similitude de composition.
- 6- Des données des aquifères, obtenues à partir du puits d'eau pilote, seront nécessaires pour optimiser la stratégie de complétion, la géométrie de puits, l'espacement entre les puits et le nombre de puits d'eau nécessaires.
- 7- Les essais en laboratoire indiquent une corrosion dans les puits d'eau du Barrémien et des dépôts de sulfate calcium au niveau des puits d'eau Albien.
- 8- Une complétion multiple des formations de l'Albien et de Barrémien permettra de maximiser la productivité et de minimiser tout impact sur un même aquifère et le nombre de puits d'eau nécessaires.
- 9- Les intervalles du Mio-pliocène et du Turonien ne sont pas recommandés comme aquifère potentiel dans le cadre des opérations d'injection d'eau sur le gisement d'Ourhoud.
- 10- Le coût de forage d'eau Albien = 2,7 million \$ et la complétion = 61000 \$, pour le Barrémien le coût de forage = 3,447 million \$ et la complétion = 103000 \$. (2012)

Donc, les formations de l'Albien et Barrémien s'avèrent être les meilleures sources d'eau d'injection d'appoint pour le programme de récupération assistée sur le gisement d'Ourhoud, avec l'eau de séparation (l'eau de TAGI).

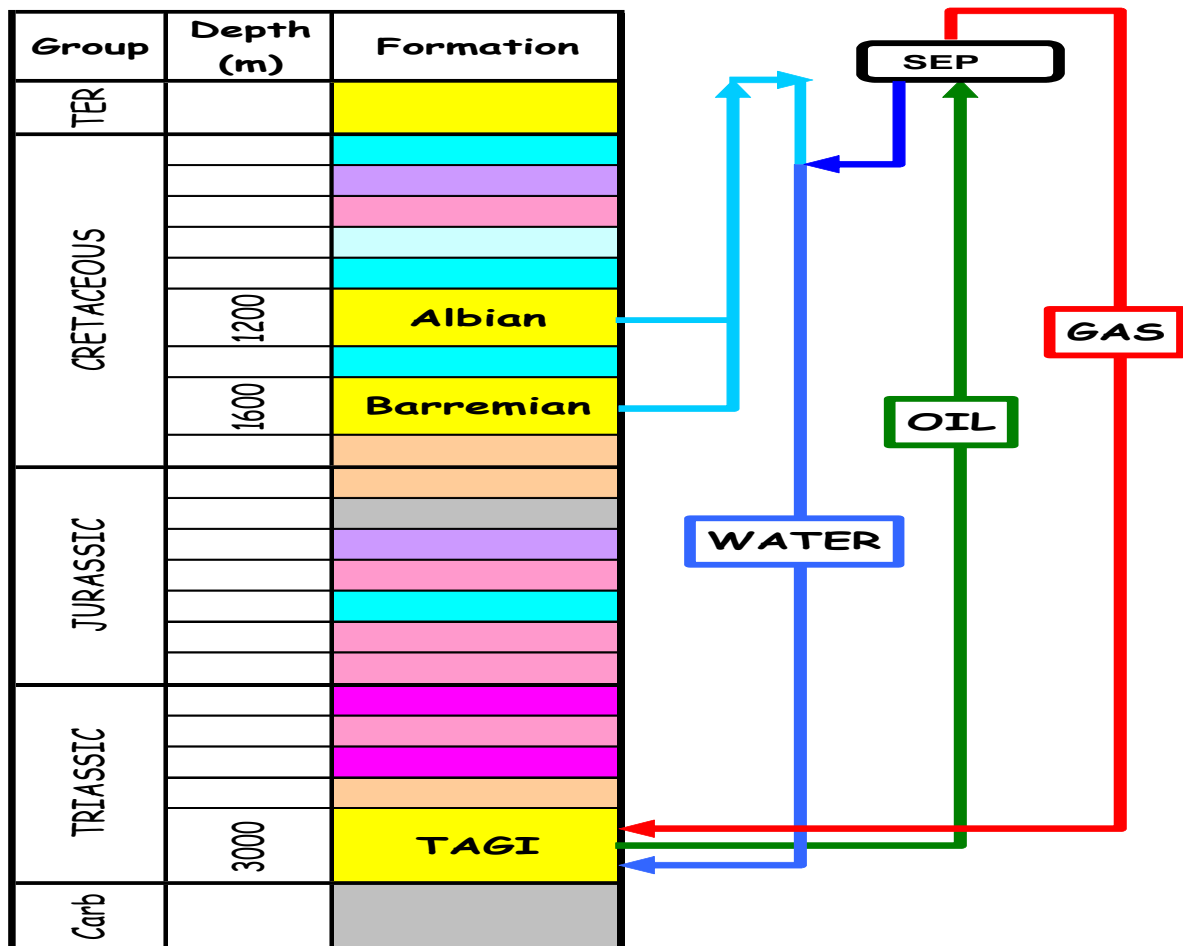


Figure IV.1 : les eaux utilisées à l'injection d'eau au champ Ourhoud.[20]

IV.2. Origine des eaux utilisées en récupération secondaire au champ Ourhoud :

IV.2.1. L'eau de TAGI :

Etant donné que le pétrole sortant des puits contient de l'eau, cette eau est séparée du pétrole et des flux gazeux dans les trains de séparation, puis traitée dans le système de traitement d'eau huileuse (nommé ci-après Oily water treatment system « OWTS ») avant d'être reprise pour la réinjection dans le gisement, dont la quantité à traiter est de 21 900 m³/jour.

L'eau séparée du fluide provenant du puits est constituée principalement d'eau de formation (TAGI) et des quantités négligeables d'eau de dilution des puits de forage Albien et d'eau de dilution de l'unité de dessalage Mio-pliocène.

A long terme, il faut escompter que l'eau de l'Albien injectée dans le gisement s'incorpore dans l'eau de formation et réduise ainsi à la fois la densité et la salinité de l'eau produite. [20]

1) L'analyse chimique de l'eau de TAGI : qualité à la phase de démarrage

| Paramètre | Valeur |
|------------------------------------|--------|
| pH | 4.5 |
| Salinité équivalent au NaCl (mg/l) | 352925 |
| Viscosité à 25°C (cp) | 2.75 |

| | |
|---|-----------------------------|
| Densité calculé à 20°C (kg/l) | 1.224 |
| Résistivité à 20°C (ohm/cm ² /m) | 5.94 |
| Contents | Concentration (mg/l) |
| Sodium | 78186 |
| Potassium | 4513 |
| Calcium | 27611 |
| Magnesium | 15812 |
| Bicarbonates | 64 |
| Sulfates | 221 |
| Chlorides | 209719 |
| Lithium | 32.5 |
| Iron | 2298 |
| Strontium | 413.6 |
| Barium | 5 |
| Lead | 5.5 |
| Manganese | 268 |
| Silicon | 16 |
| Zinc | 165 |
| Boron | 21 |
| Nitrates | 144 |
| Fluoride | 2.35 |

Tableau IV.1 : L'analyse chimique de l'eau de TAGI. [18]

2) Les prétraitements :

- a) **Au niveau des cyclones :** les particules solides sont éliminées de l'eau par la force centrifuge.
- b) **Les hydro cyclones :** ont le même principe de fonctionnement que les cyclones, hormis qu'elles servent à séparer l'eau et l'huile.
- c) **Le dégazeur :** Celui-ci est un séparateur qui consiste à séparer l'huile et le gaz de l'eau.

3) Le traitement des eaux du TAGI :

Pour la répartition de la charge l'unité comprend trois filtres fins, sept filtres à cartouches, ces derniers servent à améliorer la qualité de l'eau d'injection en éliminant les matières en suspensions.

Les boues issues de traitement des eaux de TAGI, seront stockées dans le réservoir à boues puis transportées vers les lits de séchage.

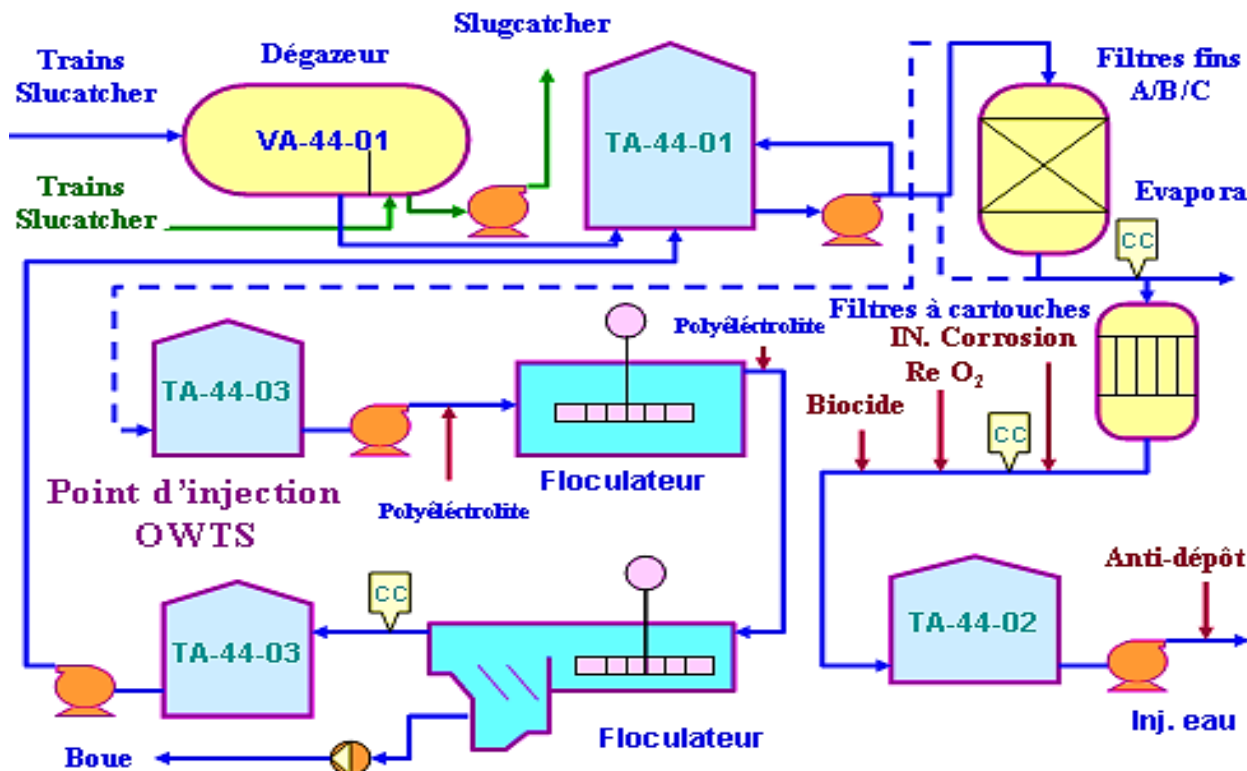


Figure IV.2 : Schéma simplifié du traitement de l'eau du TAGI.[10]

4) Les produits Chimiques Utilisés :

Les produits chimiques suivants sont consommés dans le système de traitement d'eau huileuse des installations d'Ourhoud.

- a. **Agent Désémulsionnant et d'émulsion inverse** : Une émulsion est un mélange dans lequel des gouttelettes d'eau sont présentes dans une phase huile. Une émulsion inverse est une émulsion dans laquelle ce sont des gouttelettes d'huile qui sont dispersées dans une phase continue d'eau. L'agent désémulsionnant d'émulsion inverse est un flocculant de polymère qui aide à séparer les phases. Le désémulsionnant est injecté en contenu en amont du récipient du dégazeur.
- b. **Poly électrolyte-3** : Le polyélectrolyte sert de coagulant ou de flocculant pour améliorer l'efficacité de la séparation et de la filtration en favorisant la floculation des particules en suspension dans l'eau ou leur absorption sur la surface des filtres. Le polyélectrolyte N° 3 est injecté en amont du flocculateur de l'OWTS.
- c. **Désoxygénant** : Le désoxygénant est utilisé pour contrôler le captage d'oxygène afin de réduire le risque de corrosion. Le produit chimique utilisé est du bisulfite d'ammonium, qui réagit avec l'oxygène pour former sulfate d'ammonium. Le désoxygénant est injecté de manière continue en aval des filtres à cartouche de l'OWTS.

- d. Biocide :** Le biocide est injecté en aval des filtres à cartouches de l'OWTS et dans la ligne d'aspiration des pompes d'injection d'eau. Le biocide est utilisé pour empêcher la formation de bactéries, de champignons et d'algues dans les réservoirs. On utilise deux formes de biocide. Pour éviter qu'il ne se développe une résistance à un biocide particulier, on alterne chaque semaine le type de biocide utilisé.
- e. Inhibiteur de Corrosion :** L'inhibiteur de corrosion est injecté de manière contenue en aval des filtres à cartouche de l'OWTS, et dans la conduite d'aspiration des pompes d'injection d'eau. Il est utilisé pour prévenir la corrosion provoquée par le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone.
- f. Inhibiteur d'Entartrage :** L'inhibiteur d'entartrage réduit de manière importante la déposition de tartre de carbonate de calcium, de sulfate de calcium et le sulfate de baryum. Il est injecté de manière contenue au refoulement des pompes d'eau de production de l'OWTS.

On envisage d'utiliser un produit chimique inhibiteur de tartre courant pour ces deux services en utilisant une hauteur de refoulement différente pour alimenter les deux utilisateurs. [10]

IV.2.2. L'eau d'Albien/Barrémien :

1) L'analyse chimique de l'eau d'Albien et de Barrémien :

| Water Analysis | ALBIAN | BARREMIAN |
|---|--------|-----------|
| pH | 7 | 7.24 |
| Conductivité mS/cm | 16.7 | 11.6 |
| Densité à 15°C | 1.010 | 1.006 |
| Chlorites mg/l | 6462 | 4002 |
| Salinité g/l | 10.6 | 6.59 |
| Ca ⁺⁺ mg/l | 960 | 660 |
| Iron mg/l | 0.9 | 0.52 |
| Mg ⁺⁺ mg/l | 163 | 182 |
| Dureté totale mg/l as CaCO ₃ | 3079 | 2408 |
| Dureté calcique mg/l as CaCO ₃ | 2400 | 1650 |
| SO ₄ ⁼ mg/l | 3500 | 1175 |

Tableau IV.2 : L'analyse chimique de l'eau d'Albien et de Barrémien. [18]

2) Traitement des eaux d'Albien/Barrémien :

Les eaux d'Albien et de barrémien ne subissent qu'une simple filtration à sable fin.

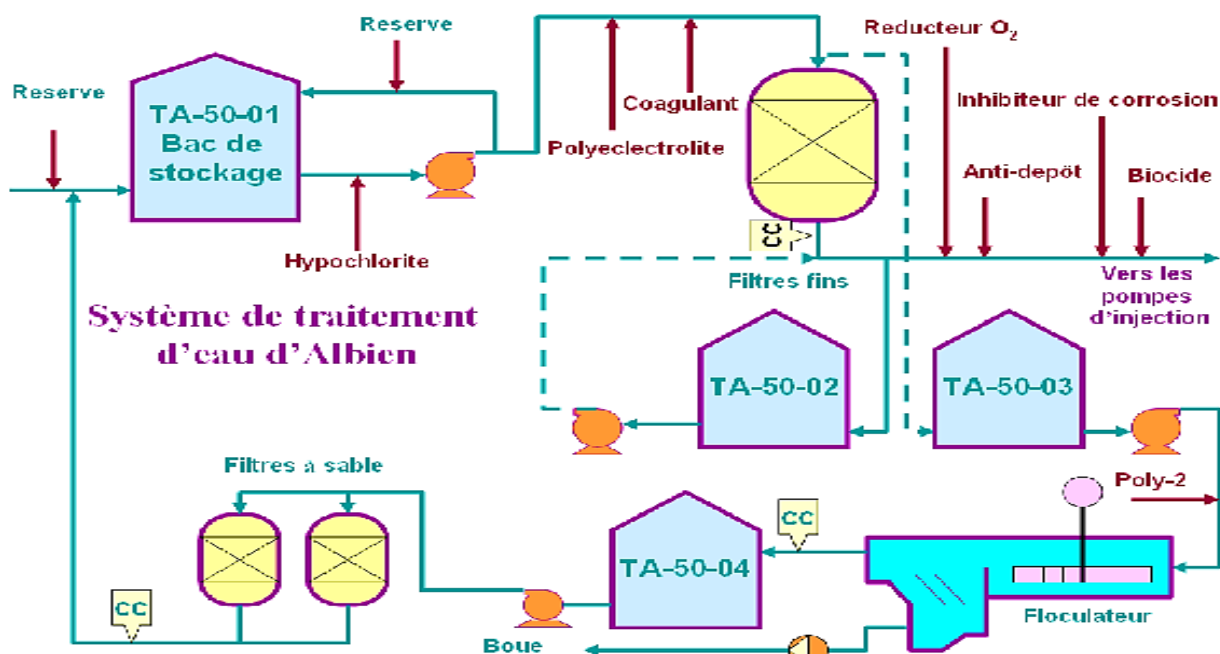


Figure IV.3 : Schéma simplifié du traitement de l'eau d'Albien/Barrémien.[20]

3) Produits Chimiques Utilisés :

- Désoxygénant** : Le désoxygénant est utilisé pour contrôler le captage d'oxygène afin de réduire le risque de corrosion. Le produit chimique utilisé est du bisulfite d'ammonium, qui réagit avec l'oxygène pour former sulfate d'ammonium. Le désoxygénant est injecté de manière continue à filtres fins de l'ABWTS (nommé ci-après Albien/Barrémien water treatment system « ABWTS »).
- Inhibiteur d'Entartrage** : L'inhibiteur d'entartrage réduit de manière importante la déposition de tartre de carbonate de calcium, de sulfate de calcium et le sulfate de baryum. Il est injecté à la sortie des filtres fins de l'ABWTS.
- Coagulant** : Le coagulant est utilisé comme soutien de filtration primaire. Il est injecté en amont des filtres fins de l'ABWTS. Le coagulant utilisé est du sulfate ferrique. Les coagulants minéraux tels que le sulfate ferrique forme des grands volumes de précipités qui piègent les petites particules de matières en suspension.
- Sodium Hypochlorite** : L'hypochlorite de sodium est utilisé comme désinfectant. Il exerce action efficace contre les bactéries, les virus, les champignons et les protozoaires. Dans les circuits d'eau, ses propriétés de désinfection le rendent efficace pour lutter contre l'encrassement des tuyauteries et des équipements par les formes de vie aquatique. L'hypochlorite de sodium est injecté en amont des pompes d'eau de l'Albien/Barrémien
- Polyélectrolyte 1/2/** : Le polyélectrolyte sert de coagulant ou de floculant pour améliorer l'efficacité de la séparation et de la filtration en favorisant la floculation des particules en suspension dans l'eau ou leur absorption sur la surface des filtres.

Le polyélectrolyte N°1 est injecté en amont des filtres fins de l'ABWTS.

Le polyélectrolyte N°2 est injecté en amont du floculateur de l'ABWTS. [10]

IV.3. La quantité d'eau injectée pour chaque type :

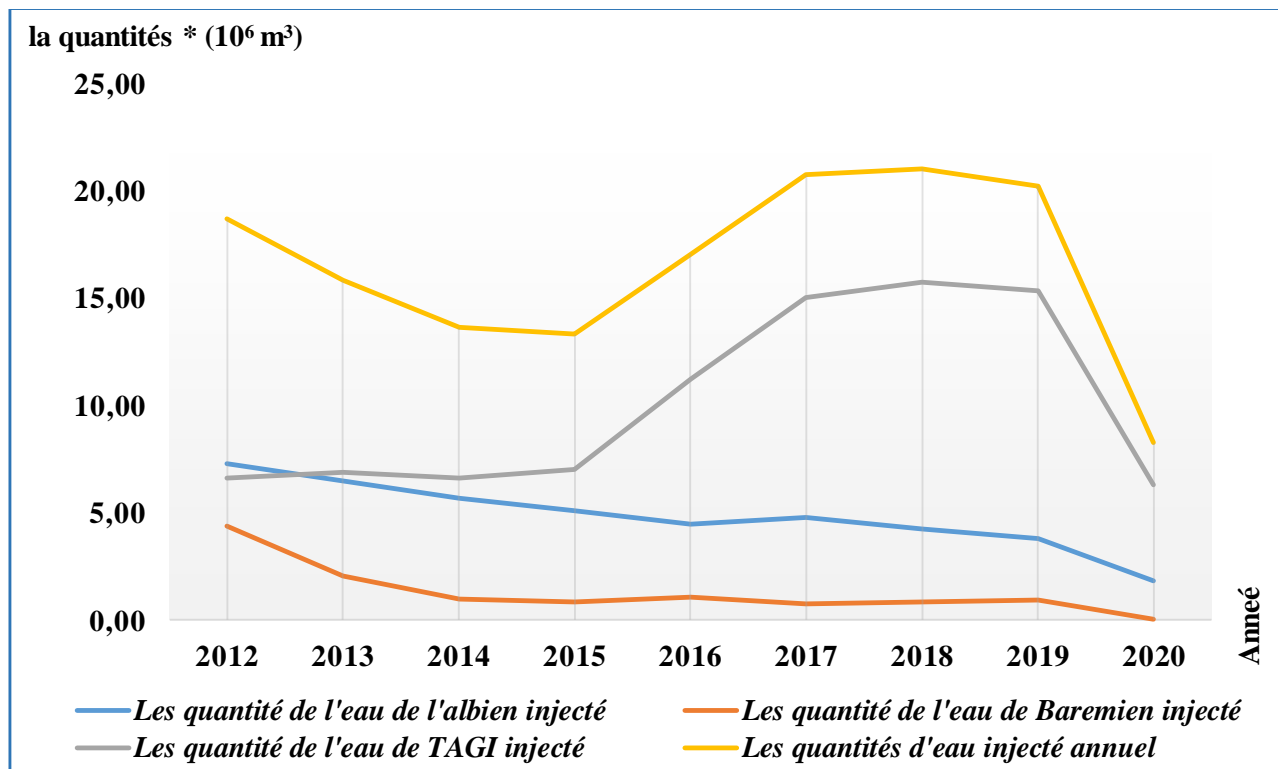


Figure IV.4 : La quantité d'eau injectée pour chaque type. (voir l'Annexe A.1)

Remarque :

- De 2012 à 2015 on observe que la quantité des eaux d'injection de TAGI faible et constante à cause de la diminution des quantités de l'eau d'injection (alors que la quantité d'eau produite diminue) et au même temps les problèmes de production augmentent puisque les concentrations des eaux de l'Albien et Barrémien grand (l'incompatibilité).
- Après 2015 jusqu'à 2020 on a une augmentation des eaux de TAGI injecté qui est accompagnée de la diminution des quantités de l'eau d'injection (alors que la quantité d'eau produite augmente et on compte d'une grande diminution (ou disparition) des problèmes de production puisque on diminue les concentrations des eaux de l'Albien et Barrémien (l'incompatibilité).

Alors on peut conclure que les problèmes d'injection d'eau peuvent être disparaître ou diminuer avec le temps à cause de changement des conditions (les types des fluides ou leurs concentrations).

IV.4. Système d'injection d'eau après le traitement au champ :

L'eau de production traitée et l'eau Albien/barrémien sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau. Elles délivrent l'eau vers deux collecteurs, un sert les satellites du Nord et l'autre ceux du Sud. Chacun d'eux alimente les lignes d'injection d'eau des puits via un manifold d'injection d'eau sur chaque satellite.

Le plan initial consistait en une exploitation par injection mixte gaz-eau, mais la majorité du soutien de pression se fait par l'injection d'eau périphérique, à cause de compartimentage l'hétérogénéité du réservoir d'Ourhoud le plan initial a été en conséquence réaménagé à travers un schéma d'injection dispersé, ce plan prévoit une augmentation de taux de récupération d'huile.

IV.5. Les problèmes majeurs de l'injection à travers champ Ourhoud :

On veut dire pour cela les deux grands problèmes majeurs : le dépôt du Sulfate de Calcium et la corrosion bactérienne. Ces derniers sont apparus au niveau du système de production d'eau d'Albien/barrémien à partir du fonds des puits producteurs et probablement jusqu'au fond de la formation du TAGI. On peut voir des problèmes secondaires tels que la venue d'eau, et venue de sable :

IV.5.1. Les sulfates de Calcium (CaSO_4):

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l), mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité ou une chute de pression des effluents au cours de la remonté en surface (provoquant une évaporation rapide), il engendre des dépôts durs et incrustants difficile à éliminer.

Pour le champ Ourhoud les dépôts de sulfate de calcium ont été constatés pour la première fois sur le filtre (Strainer) du puits producteur d'eau QBH 102 le 01/06/2003. Le dépôt a été identifié comme étant du gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). La formation des sulfates de calcium, dû à la saturation, est un processus rarement connu dans les circuits de production et d'injection d'eau. Comme la saturation des sulfates de calcium change avec la température.

Ce produit commence à cristalliser en tête de puits producteur d'eau, lorsque la température de l'eau chute en surface, surtout dans les endroits de turbulence où la nucléation est initiée, comme par exemple sur les strainers, les thermocouples, les clapets anti-retour, les pipes, même dans les filtres fins de système Albien/Barrémien au CPF.

Ce genre de dépôts peut provoquer facilement des rétrécissements, si ce n'est des obturations des conduites, pouvant être à l'origine d'une carence de réalisation des objectifs d'injection par suite d'une chute de production d'eau. [10]

a) Mécanisme fondamental de formation du dépôt de CaSO_4 :

La réaction de cristallisation passe par trois stades :

- **Premier stade** : Nucléation c'est-à-dire formation de nucléides qui sont des cristaux de sulfate de calcium de tailles microscopiques.
- **Deuxième stade** : Agglomération des nucléides (formation de gros cristaux qui commencent à se déposer).
- **Troisième stade** : Phénomène de diffusion de la matière (croissance des cristaux).

Le sulfate de calcium commence à se déposer dès que le produit des concentrations des sulfates et du calcium, exprimées en moles/litre dépasse son produit de solubilité qui est de $6,1 \times 10^{-5}$ à la température ambiante. [14]

b) La cause principale des dépôts de sulfates de calcium (CaSO_4) :

Ces dépôts proviennent pour la plupart, de l'incompatibilité de deux eaux (l'eau d'Albien/barrémien et l'eau de TAGI). Les eaux de gisement contiennent des ions d'alcalino-terreux (surtout le Calcium) et être mises en contact avec les eaux soit de lavage ou de maintien de pression c.-à-d. l'eau de l'injection, lesquelles contiennent des ions de sulfates. D'autres cas où les eaux chargées en sels, leurs ions sont assez proches pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeable. Il s'agit dans ce cas d'un phénomène de self-scaling.

Ces sels sont plus gênants, car leurs produits de solubilité sont bas et les dépôts sont durs et compacts. Ce problème semble fortement lié à plusieurs facteurs dont les conditions thermodynamiques dans lesquelles ils se forment.

c) Les Facteurs favorisant à la formation de CaSO_4 :

- Présence de Ca^{++} et SO_4^{-} .
- Etat de saturation $K_s = 6,1 \cdot 10^{-5}$.
- L'influence de PH 6 à 8.
- Conditions thermodynamiques Favorables Température de 50 à 60 °C, pression de 7 bar.
- Conditions hydrodynamiques Favorables (la turbulence initie l'étape de germination).
- La nature des parois

d) Lutte contre la formation du dépôt de CaSO_4 :

1/ Traitement curatif : Deux méthodes sont connues pour le traitement curatif :

- ✚ **Grattage mécanique :** il est Déconseillé car le dépôt est très adhérent en plus il y a le risque d'abîmer la surface du métal ce qui favorise une corrosion sévère.
- ✚ **Dissolution / dislocation chimique :** Elle se fait soit par chélation soit par conversion.
 - ✓ **Chélation :** Elle consiste à faire passer le calcium en solution sous forme de complexe en utilisant d'EDTA (sel éthyle diamine tétra acétique).
 - ✓ **Conversion :** Elle consiste à convertir le sulfate de calcium en carbonate ou hydroxyde de calcium en utilisant un convertisseur (carbonate de sodium Na_2CO_3 , carbonate de potassium K_2CO_3 , hydroxyde de sodium NaOH , hydroxyde de potassium KOH , ... etc.).

L'expérience a montré que le moyen le plus efficace est la conversion par utilisation de la soude caustique NaOH . [14]

2/ Traitement préventif :

Deux méthodes peuvent être envisagées pour l'inhibition du sulfate de calcium :

✚ **Désulfuration :**

Cette méthode consiste à soustraire les sulfates par phénomène d'osmose inverse ou par précipitation avec le chlorure de baryum BaCl_2 .

Les inconvénients de cette méthode sont :

- Le coût très élevé pour l'osmose inverse,
- Utilisation des bacs supplémentaires,
- Impossibilité d'un traitement de grande quantité.

✚ **Utilisation d'inhibiteurs :**

Plusieurs produits ont été utilisés avec efficacité notamment, les poly phosphates, les phosphates organiques et les phosphonates organiques. Leur principe d'action est d'empêcher le deuxième stade de la réaction de cristallisation d'avoir lieu. C'est-à-dire, éviter l'agglomération des nucléides (particules microscopiques de CaSO_4) formées lors du premier stade de cristallisation.

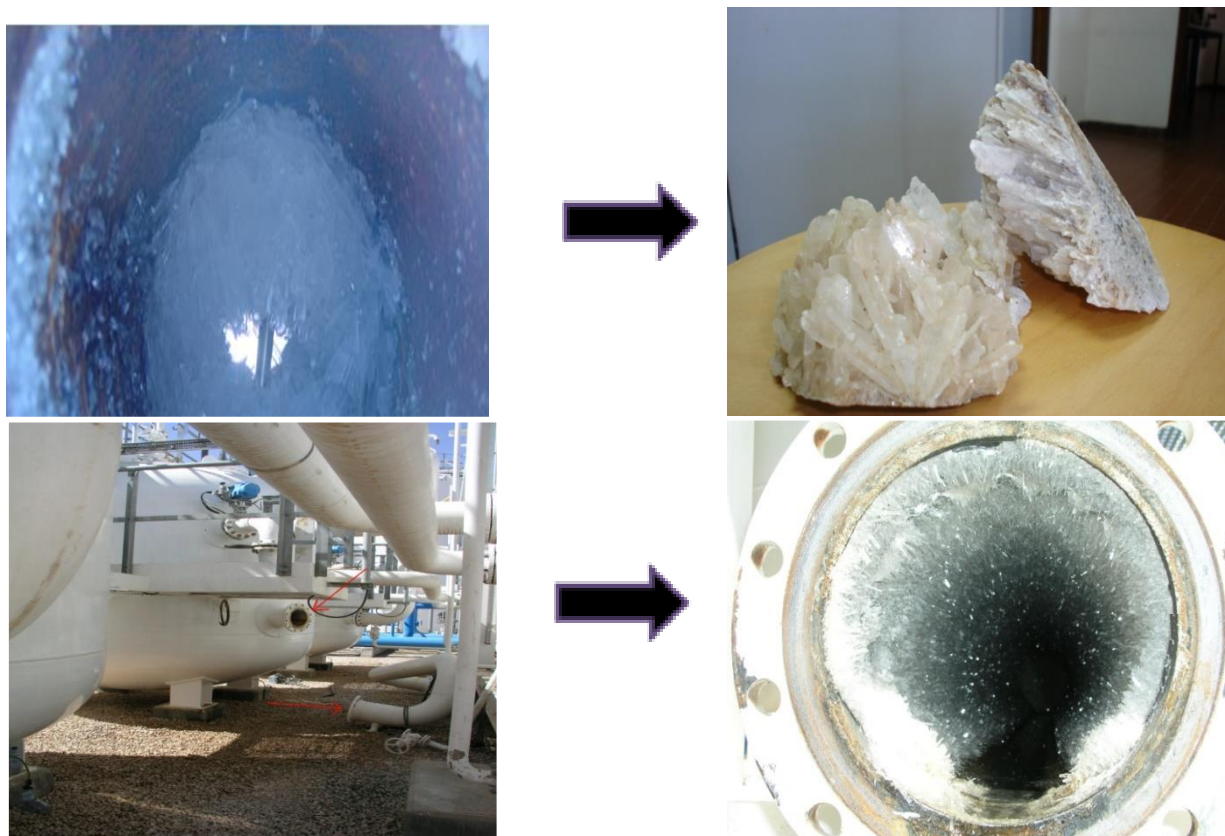


Figure IV.5 : les dépôts des Sulfates de Calcium à travers au champ Ourhoud.[14]

IV.5.2. La corrosion bactérienne :

La corrosion des métaux est un processus électrochimique caractérisé par la dissolution d'un métal de valence zéro (M^0). La réaction électrochimique impliquée est une réaction d'oxydation où le métal perd des électrons et passe de son état de valence zéro à une forme ionique M^{n+} :



Ce problème se manifeste sur tous les puits producteurs d'eau, il commence à la sortie de la tête de puits surtout les producteur d'eau et il s'arrête au niveau de l'aspiration car les conditions de prolifération des bactéries sont réunies :

a) Définition des bactéries :

D'une manière générale, on définit les bactéries comme étant les organismes les plus simples. Elles sont monocellulaires et assimilent les éléments nutritifs du milieu environnant. De par leur taille très petite (0.2 à plusieurs centaines de microns de long et de 0,2 à 3 microns de large). Elles peuvent pénétrer facilement dans les piqûres et les crevasses métalliques (*Guy. M -1985*).

b) La cause principale de la corrosion :

Les bactéries sulfato-réductrices :

Parmi les bactéries associées à la corrosion, on peut citer les bactéries sulfato-réductrices (BSR). Elles prolifèrent dans un intervalle de température variant de 0 à 75°C et présentent une meilleure croissance à un pH allant de 6 à 8.

Il faut souligner qu'en présence d'air, elles ne meurent pas mais vivent au ralenti. Ce qui explique leur existence dans les circuits de refroidissement (*Chantereau -1980*).

Les bactéries sulfato-réductrices sont très mobiles et se développent dans différents environnements ou types d'eau et principalement dans les eaux stagnantes, les bacs de stockage et les pipe-lines.



Figure IV.6 : La corrosion bactérienne à travers au champ Ourhoud.[14]

c) Les Facteurs favorisant à la corrosion :

1. Présence des sulfates à des concentrations élevées.
2. Teneur en NaCl entre 10 et 11 g/l.
3. PH neutre de 7 à 8.
4. Parfois pénétration d'oxygène lors des travaux de maintenance.
5. Température accélère la cinétique réactionnelle du processus de corrosion.

d) Lutte contre la corrosion bactérienne :

Dans le domaine pétrolier les méthodes sont nombreuses, à Ourhoud la méthode repose sur l'injection en continue d'un inhibiteur de corrosion pour isoler le métal interne suite d'une injection alternée des produits différents (bactéricide). [10]

1/ Inhibiteurs utilisés :

Les inhibiteurs utilisés sont les oxydants tels que ; chlore, brome, iode, bichromate de potassium.

2/ Les bactéricides :

L'aldéhyde formique sous forme de solution.

- Les détergents anioniques.
- Les détergents cationiques.
- Biocide.

IV.6. Contribution de l'injection d'eau à la production en Ourhoud :

IV.6.1. Rapport de l'injection avec la pression :

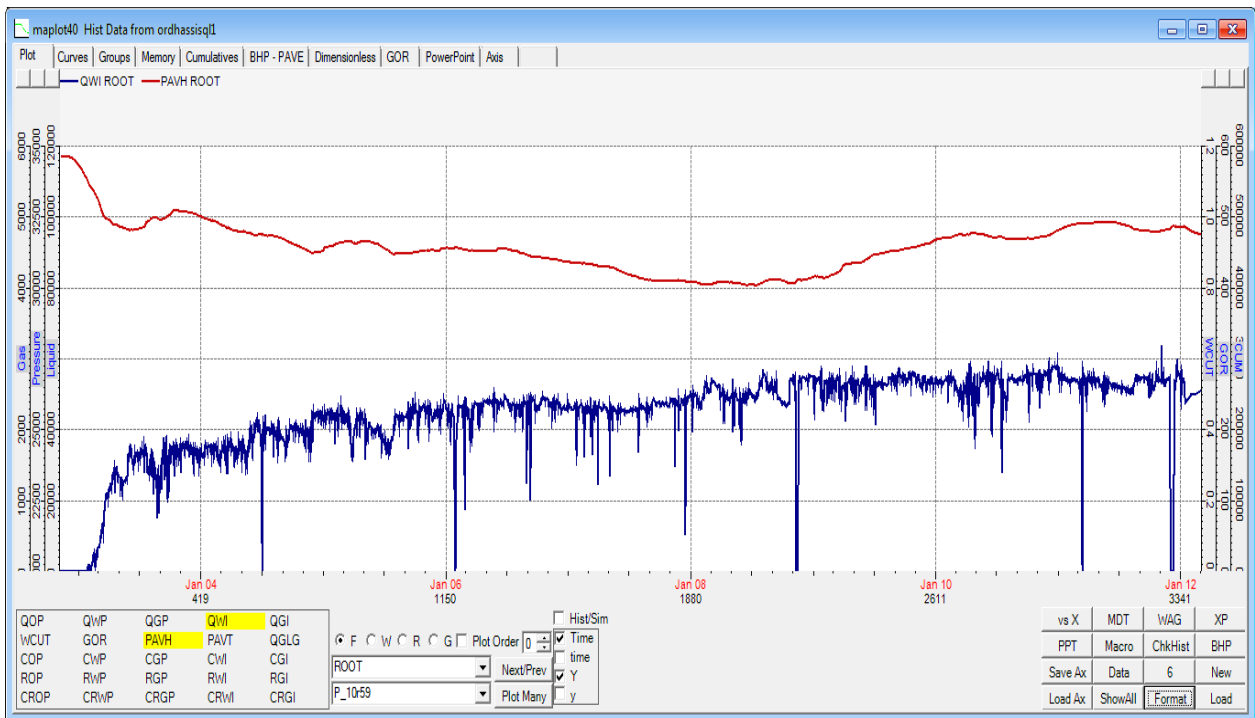


Figure IV.7 : Courbe de l'injection d'eau avec la pression (2002 à 2012).Vue de logiciel.

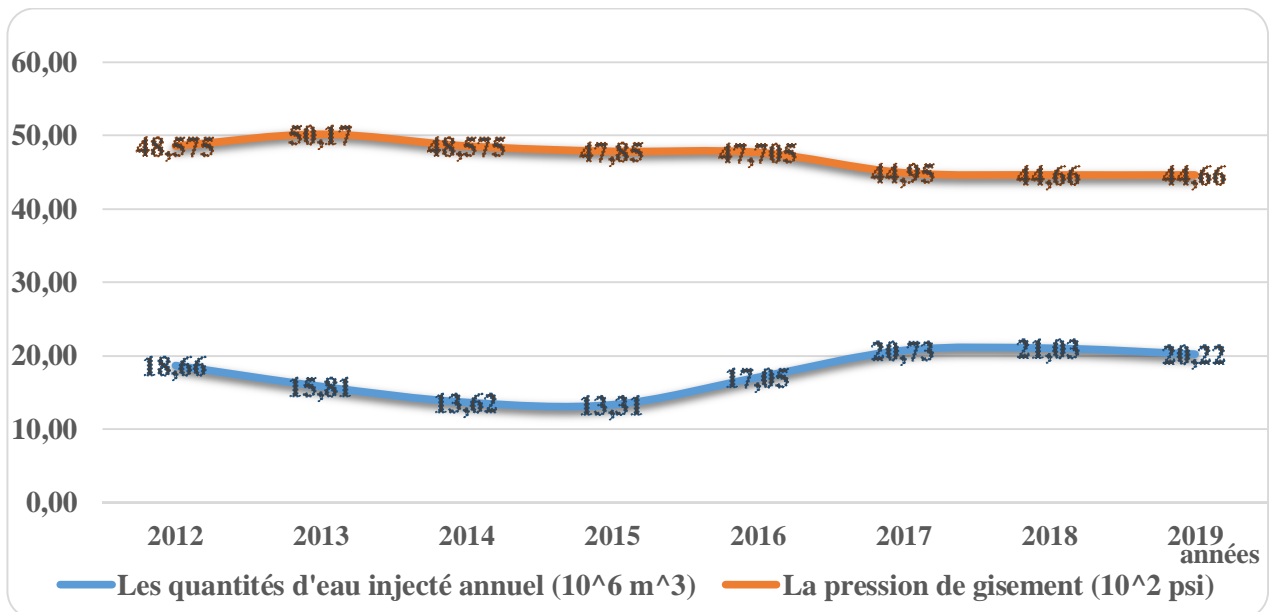


Figure IV.8 : Courbe de l'injection d'eau avec la pression (2012 à 2019).(Voir l'Annexe A.1)

➤ L'interprétation :

- En 2002 l'or du commencement de la production au champ d'Ourhoud on note une baisse significative de la pression de réservoir était de 5000psi car on a une on a une aquifère actif qui nécessite l'injection d'eau.
- Après 2003 à 2008 avec l'augmentation du nombre de puits producteurs (64 puits), la pression de réservoir a été influencée par la déplétion (4500 – 4000 psi) était accompagné par une augmentation de la capacité d'injection qui a atteint 51000 (m³/jour)

- De 2009 à 2012, il n'y a pas de nouveaux puits producteurs car l'injection était priorisée afin de rétablir l'état de pression dans le réservoir. L'injection d'eau a atteint durant cette période 53000 (m³/jour) contre une pression de 47000 (psi).
- De 2013 à 2017, une baisse de pression à cause de la diminution de l'injection d'eau.
- De 2016 jusqu'à 2020 ; presque une pression constante accompagne l'augmentation des quantités d'eau injecté que signifie que l'injection reste efficace pour le maintien de pression.

La pression de réservoir s'avère être en relation directe avec le rapport production/injection. Plus ce rapport est maintenu autour de 1, plus la pression de réservoir est à des niveaux acceptables. Et aussi il est influencé par les nouveaux puits producteurs.

IV.6.2. Rapport de l'injection avec la production :

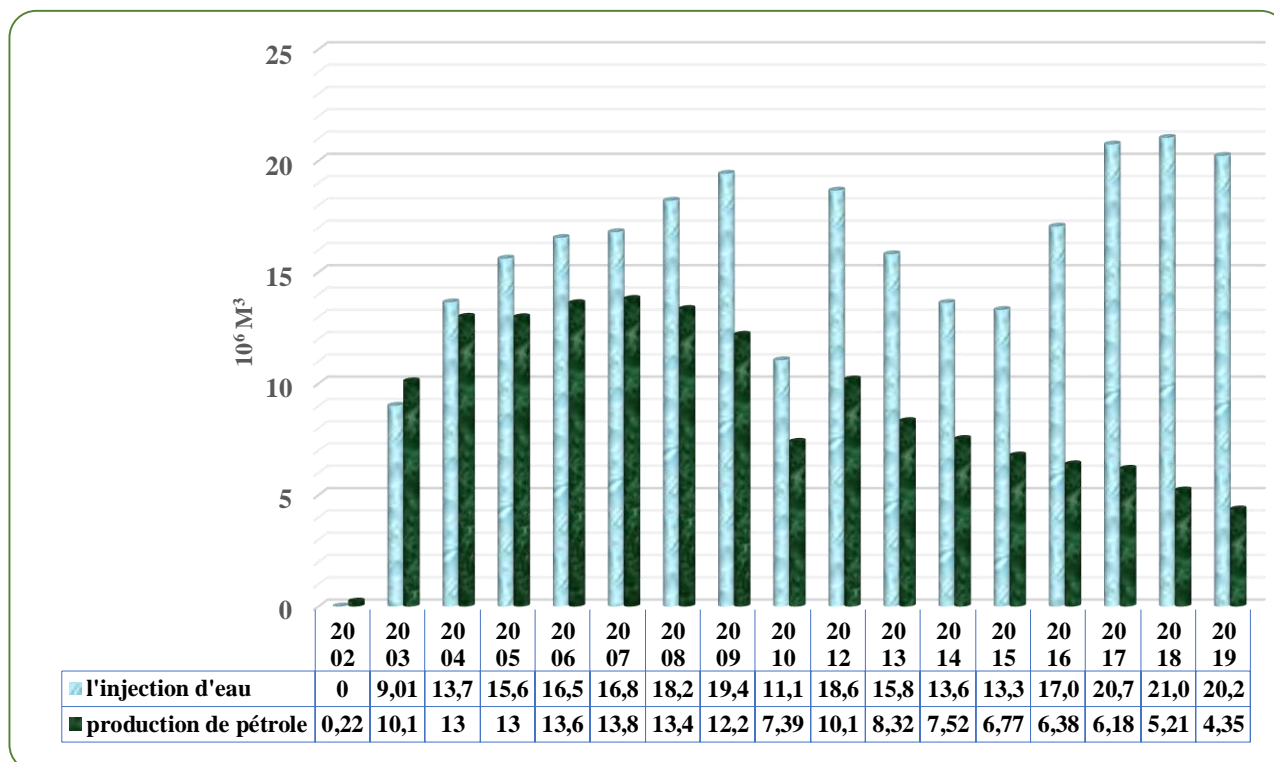


Figure IV.9 : histogramme de réalisation de production d'huile et l'injection d'eau par année au 31/05/2020.(Voir l'Annexe A.1 et A.2)

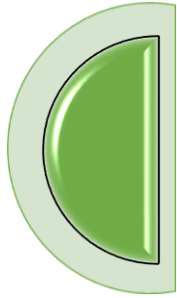
➤ **L'interprétation :**

- En début 2002 (08/11/2002) ; le démarrage de la production pétrolière avec un nombre de puits producteur limité dans le champ Ourhoud et un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de surface.
- Depuis l'année 2003 jusqu'à 2007 ; il y a une relation proportionnelle entre l'injection d'eau et la production d'huile ou la production atteint 13.10⁶ (m³/ans) et l'injection 18.10⁶ (m³/ans) ; qui montre que l'effet de l'injection d'eau de pétrole (le balayage) plus efficace pour la récupération de pétrole.
- Dans les années 2008 et 2009 ; on remarque que l'injection est plus importante et la production est toujours en diminution à cause de l'apparition d'eau dans les puits producteurs qui est provoqué par l'avancement de front d'eau.

- Durant les années (2010 – 2012) ; plus l'injection augmente plus la production augmente car il n'y a pas de nouveau puits producteurs pour rétablir l'état de pression de gisement.
- Pour les années 2012 à 2015, on remarque une diminution de la production qui est accompagné de la diminution de l'injection, en raison de la baisse de pression dans le champ (puisque l'injection diminue) et l'effet des quelques problèmes qui concerne l'injection d'eau.
- De l'année 2015 à 2020, On note une baisse de production, malgré l'augmentation significative de la quantité d'eau injectée et la disparition des problèmes de l'injection d'eau, qui est montre que ce type de récupération devient n'est pas plus efficace comme au début.

Conclusion :

En raison de l'injection d'eau dans le réservoir du gisement d'Ourhoud, le scénario de maintien de pression consiste à produire l'eau de l'Albien/Barrémien et TAGI et puis l'injecter dans les puits injecteur d'eau qui se trouve dispersé et au périphérique, l'eau injectée remplace les vides d'huile produite, balayée la roche réservoir, modifie les caractéristiques de fluide de réservoir positivement (viscosité, densité et diminué la salinité) et on obtient de maintien de pression dans le gisement qui permet la production total avec un débit exigé.



Conclusion générale & Recommandations.

Conclusion générale

Au terme de ce modeste travail, nous avons pu éclairer tous les aspects et les concepts théoriques et pratiques liés à la technique de récupération par l'injection d'eau au champ Ourhoud et leur effet sur la production, et nous avons atteint aux résultats et synthèses suivantes :

- ❖ Le gisement du champ Ourhoud est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une surface d'exploitation de 263,4Km². Initialement il produit au moyen secondaire (récupération secondaire) à cause de l'aquifère de réservoir est inactif, l'injection d'eau et de gaz qui a commencé 25/01/2003 et 20/02/2003 respectivement.
- ❖ L'injection d'eau est la méthode de récupération d'huile la plus couramment utilisé dans le champ Ourhoud, il peut être effectué sur la zone d'huile (injection dispersée), ou bien dans l'aquifère (injection périphérique).
- ❖ Le champ d'Ourhoud fait partie de Sahara septentrional qui possède deux grands aquifères, le complexe terminal qui renferme la nappe de Mio-pliocène et la nappe de Turonien (peu importante), et le continental intercalaire qui renferme les deux nappes Albien et le Barrémien. Où ces dernières formations s'avèrent être les meilleures sources d'eau d'injection d'appoint pour le programme de récupération assistée sur le gisement d'Ourhoud, tout en utilisant l'eau de séparation (l'eau de TAGI). Ils sont traités et mélangés entre eux, orientée vers les deux collecteurs alimentant les puits injecteurs.
- ❖ Le but de l'injection d'eau est d'augmenter la récupération, où l'injection en ligne d'eau et de gaz a permis de récupérer 24% de réserve en place, de maintenir la pression de réservoir, et dernièrement éliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.
- ❖ La pression de réservoir s'avère être en relation directe avec le rapport production/injection et aussi la production est influencée par la pression et les autres paramètres de réservoir et leurs fluides.
- ❖ Malgré ses avantages, cette méthode peut provoquer quelques problèmes de production qui sont contrôlé par l'organisation Ourhoud à l'aide de l'injection des produits chimiques. Les plus répandus sont :
 1. Le dépôt du Sulfate de Calcium à cause de l'incompatibilité de deux eaux (l'eau d'Albien/barrémien et l'eau de TAGI). Le traitement de ce dépôt est la désulfuration ou l'utilisation des inhibiteurs (les poly phosphates, les phosphates organiques et les phosphorâtes organiques).
 2. La corrosion bactérienne qui traite par les oxydants tels que ; chlore, brome, iode, bichromate de potassium. Soit par Les bactéricides (les détergents anioniques, les détergents cationiques, biocide)
- ❖ Les problèmes d'injection d'eau peuvent être disparaît ou diminue avec le temps à cause de changement des conditions (les types des fluides ou leurs concentration) où ils diminuent lors de l'utilisation de l'eau de TAGI à des grandes quantités.

Recommandations

D'après notre étude, les recommandations suivantes doivent être prises en considération :

Concernant l'injection d'eau dans le réservoir :

- ♣ Respecter les débits d'injection recommandés pour une meilleure efficacité de balayage.
- ♣ Dans les zones de faible perméabilité, Augmenter le débit d'injection.
- ♣ Parfois fermer les puits injecteurs dans les zones les plus perméables afin d'éviter le problème de venue d'eau.
- ♣ Diminuer l'utilisation des eaux de l'Albien et Barrémien et les remplacer par l'eau de TAGI pour éviter les problèmes de production.

La lutte contre la formation des dépôts de Sulfate de Calcium (CaSO_4) avec :

- ♣ L'utilisation le grattage mécanique (une opération Scale Blaster avec Coiled Tubing) et le chélation la conversion.
- ♣ Le pompage d'eau à sous pression dans les têtes des puits.
- ♣ Traitée et contrôlée l'eau d'injection par les anti dépôt (les inhibiteurs) et prévoir des mini stations pour traite les puits éloignés des stations de traitement.

Utiliser des peintures riches en Zinc pour le problème de la corrosion bactérienne.

Références

- [1] M. LATIL, "cours de production TOM6, récupération assisté", édition Technip, 1975.
- [2] SADOK F, "effet de l'injection d'eau de production sur la perméabilité des réservoirs pétroliers non cimentés", thèse de Doctorat, université Paris-Est, 2015.
- [3] René Cossé, "Le gisement", Technip 1982, ISBN : 2-7108-0558-8.
- [4] "Manuel de traitement des eaux d'injection", Technip 1972, ISBN : 2-7108-0222-8.
- [5] "Ahmed Tarek, Reservoir engineering Handbook", Gulf professional publishing 2001, ISBN: 088415-770-9.
- [6] "reservoir engineering, drive mechanisms", IFP training (formation professionnalisant PRO/GRE-4), Boumerdès _07-11juin 2015 –Jean-Pascal DEJEAN.
- [7] FELIOUNE M, KOUIDRI I, " étude de la performance de l'injection d'eau dans la zone12 champs du Hassi Messaoud ", mémoire de Master, Université Ouargla, 2014.
- [8] MEDDAHI K, "contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt", mémoire de Magister, université Boumerdès, 2014.
- [9] BOUTERCHA H, LAHBIL N, "les problèmes de récupération secondaire de pétrole en Algérie étude de cas du champ HMD", mémoire de Master, université Ouargla, 2016.
- [10] Rapporte de l'injection d'eau Ourhoud : Evaluation des risques de dépôts Traitement de l'eau d'injection établir par l'organisation.
- [11] AIT BENAMARA D, MEZIANE K, "optimisation de la formation du précipité issu du mélange des eaux d'injection et de gisement dans l'industrie pétrolière", mémoire de Master, université Tizi-Ouzou, 2013.
- [12] HAMIDOUCHE N, TAZARART T, "Etude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi-Messaoud)", mémoire de Master, université Bejaia, 2013.
- [13] BELABIDI L, DOUIB B, "l'augmentation de débit de production en utilisant l'injection d'eau", mémoire de Master, université Ouargla, 2013.
- [14] BEKKOUCHE A.H, ZEKRI A.S, "contribution à l'étude hydrogéologique de Complexe Terminal et de Continental Intercalaire. Et la méthode d'injection d'eau et leurs impacts dans la production pétrolière. Cas de champ Ourhoud (Hassi Berkine)", mémoire d'ingénieur, Ourhoud, 2012.

- [15] BOUZIANE Y, HAFIDI S, "contribution des essais de puits dans l'analyse de l'injection d'eau au champ de HMD", mémoire de Master, université Ouargla, 2015.
- [16] ATLILI M, "cours production 3ème année LMD, récupération assistée", 2014.
- [17] ALLALOU S, MAENE H, "prétraitement des eaux d'injection nécessitant un chauffage dans le but de prévenir les problèmes de dépôt de carbonate de calcium", mémoire de Master, université Boumerdès, 2017.
- [18] Analyses chimique de l'eau d'injection et de Flow Back Water organisation Ourhoud Rapporte N : 02TEI/2004 rapport établi par Mr Arroussi Hassi Massoud 02/08/2004.
- [19] Etude de compatibilité des produits avec l'eau d'injection et de formation du champ Ourhoud rapporte N : 09/02/0027/O2 Etude réalisée par : Mr Bellal Belaid – Mme Fatma Zohra (service traitement des Eaux).
- [20] Rapporte de ressources en eau Gisement de Qoubba (Ourhoud) établir par l'organisation.

Annexe

| | Les quantités d'eau injecté annuel (m ³) | Les quantité de l'eau de l'albien injecté(m3) | Les quantité de l'eau de Barremien injecté(m3) | Les quantité de l'eau de TAGI injecté(m3) | La pression de gisement (psi) | Le débit de production de pétrole (barils) | Le débit de production de gaz (Sm ³) |
|------|--|---|--|---|-------------------------------|--|--|
| 2012 | 18 664 164,00 | 7 274 863,00 | 4 358 520,00 | 6 597 078,00 | 4 858 | 64 065 670,38 | 1 266 572,00 |
| 2013 | 15 807 754,00 | 6 483 769,00 | 2 064 614,00 | 6 879 420,00 | 5 017 | 52 322 445,73 | 1 300 523,00 |
| 2014 | 13 623 138,00 | 5 676 933,00 | 993 195,00 | 6 625 847,00 | 4 858 | 47 270 223,72 | 1 216 031,00 |
| 2015 | 13 308 697,00 | 5 113 623,00 | 839 223,00 | 7 001 826,00 | 4 785 | 42 609 053,50 | 1 279 023,00 |
| 2016 | 17 049 479,00 | 4 454 839,00 | 1 076 335,00 | 11 201 422,00 | 4 771 | 40 124 810,91 | 1 606 928,00 |
| 2017 | 20 734 216,00 | 4 789 636,00 | 735 360,00 | 15 015 211,00 | 4 495 | 38 853 254,65 | 1 764 576,00 |
| 2018 | 21 030 074,00 | 4 251 045,00 | 835 006,00 | 15 751 326,00 | 4 466 | 32 753 938,14 | 1 442 071,00 |
| 2019 | 20 220 405,00 | 3 781 298,00 | 931 384,00 | 15 346 270,00 | 4 466 | 27 386 958,24 | 1 030 823,00 |
| 2020 | 8 261 461,00 | 1 845 170,00 | 37 419,00 | 6 291 294,00 | 4 553 | 10 096 948,02 | 341 630,00 |

Tableau A.1 : représente les données de rapport de data Bank de champ Ourhoud (31 Mai 2020).

➤ **Note :**

- ANNEE 2020 : les chiffres arrêtent au 31 Mai 2020.
- La quantité de production de Gaz en 1000Sm³ ça veut dire le chiffre multiplie fois 1000.

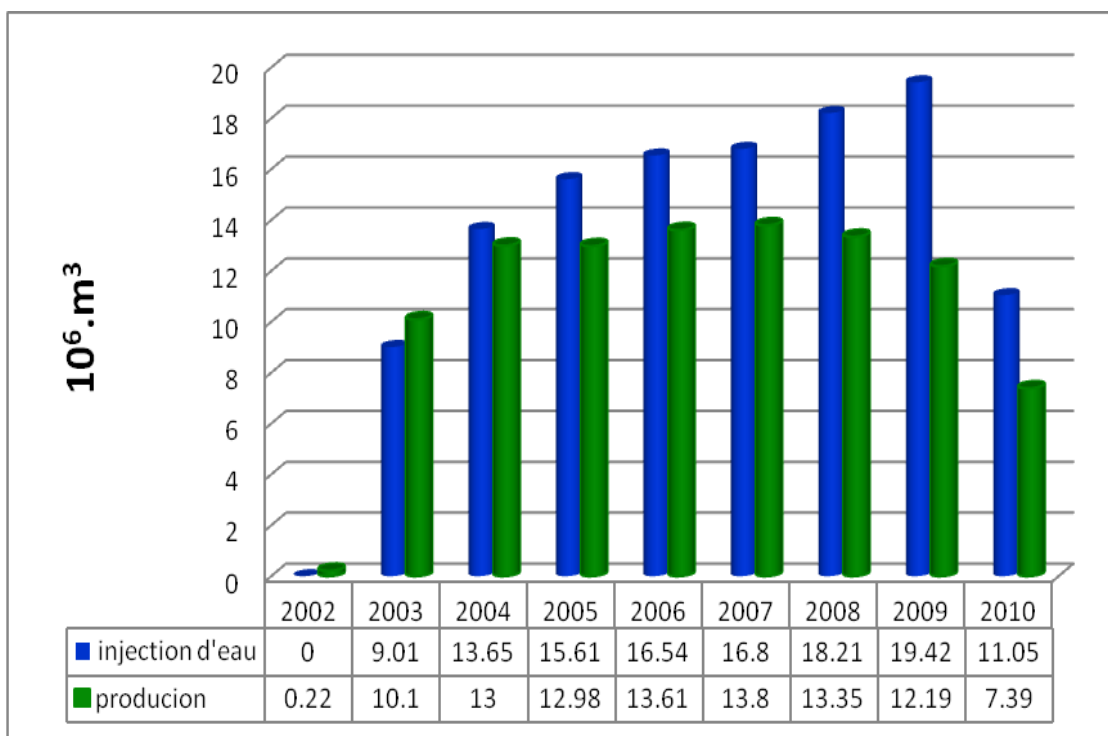


Figure A.2 : histogramme de réalisation de production d'huile et l'injection d'eau par année au 31/07/2010.