

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES
ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

Effet des eaux de gisement sur la production des hydrocarbures

-champ de HASSI MESSAOUD-

Présenté par

M. Ramdani Tahar

M.Haba Ahmed

M.Achouri Mohammed

Soutenu publiquement le 04-06-2017

Devant le jury :

Président : M. Houari idir Menad

M. A. A Univ. Ouargla

Promoteur : M. Merzouk Zattout

M. A. A Univ. Ouargla

Examineur : M. Lakhdar Harouchi

M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2016/2017

الملخص

من خلال هذا العمل ، قمنا بدراسة حقل حاسي مسعود ، من أجل الحصول على مشروع يسعى إلى استخراج امثل للنفط في إطار سياسة اقتصادية مدروسة .
حقن الماء لدفع النفط هو طريقة قديمة ، و يستخدم بشكل روتيني في الحقول عندما يصبح ضغط الخزان منخفض للغاية و يجب التفكير في الإنتاج مع بداية لاستغلال الخزان ، و بهذه الطريقة يمكننا الحصول على أكثر من 60 % من إنتاج النفط .
إن نتائج العمل هو الحساب الدوري الاحتياطي للنفط الذي يمكن استخراجه من الخزان .

كلمات المفتاح: النفط . حقن الماء . الخزان . الحقول . الإنتاج . الحساب الدوري الاحتياطي .

RESUMÉ

Dans ce travail , on a étudié le champ de Hassi Messaoud , a fin d'établir un projet de développent qui cherchera à optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée .

L'injection d'eau pour pousser l'huile est une méthode ancienne et elle est utilisée en routine sur les champs quand la pression devient trop basse , voire même dès le début de l'exploitation pour accélérer la production .plus de 60 % de la production pétrolière se fait par cette méthode.

Mots-Clés : Hydrocarbure . injection d'eau . champ . la production .

ABSTRACT

In this study , we investigated the Hassi Messaoud field , in order to establish a project that seeks to develop and optimize oil recovery within a given economic policy .

The injection of water to push the oil is an old method and is used routinely in the fields when the pressure becomes too low , even at the beginning of the operation to speed production .

More than 60 % of oil production is done by this method .

An important function of the reservoir engineer is the periodic calculation of oil in place and recovery mechanisms provided for under tank reserves .

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur **Mr. Zattout Marzouk** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux,*

Nous tenons à remercier tous les membres de jury, qui ont accepté d'examiner ce travail.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de département de géologie qui ont contribué à notre formation.

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

*Ahmed et Mohammed
et Tahar*

Merci

Dédicace

Je remercie Allah tout puissant qui m'a donné la volonté et le courage d'entamer ce travail.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A tous mes frères.

A tous mes sœurs.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A Tous ceux que j'aime et je respecte

HABA AHMED

Dédicace

je dédie ce modeste travail d'abord aux parents généreux qui ont tout le mérite de là ou je suis maintenant et ce que je peux faire à l'avenir, si dieu le veut et je suis arrivé à un ingénieur de géologie pétrolier.

A mon frère Zakaria, faicel, Badr Eddine et Ahmed Yassine.

Et mes sœurs Ikram et Manar.

A tout la famille ACHOURI et SLIMANI.

A mes amis Kasimo, Bicha, Macy, Nene, Elbey, Ahmed, hachmi, louka, maamer et hichem.

Et tous les autres que je n'ai pas mentionné.

MOHAMMED

Dédicace

Je remercie Allah tout puissant qui m'a donné la volonté et le courage d'entamer ce travail.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A tous mes frères.

A tous mes sœurs.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A Tous ceux que j'aime et je respecte

Tahar

Liste des figures

Fig. 1 : Carte de situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	4
Fig. 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.....	5
Fig. 3 : Carte des zones du champ de Hassi Messaoud.....	8
Fig. 4 : Coupe stratigraphie du champ de Hassi Messaoud.....	12
Fig. 5 : Illustration de l'état de fluide dans le réservoir (avant)	18
Fig. 6 : Illustration de l'état de fluide dans le réservoir (pendant).....	18
Fig. 7 : Illustration de l'état de fluide dans le réservoir.....	19
Fig. 8 : Illustration d'une injection périphérique.....	21
Fig. 9 : Illustration une injection régulier.....	21
Fig. 10 : Illustration une injection sommitale et basale.....	22
Fig. 11: Chlorure de sodium	24
Fig.12: Carbonate de calcium.....	25
Fig.13 : Sulfate de strontium.....	26
Fig. 14 : Sulfate de baryum.....	28

Liste des tableaux

Tableau 1 : Solubilité quelques fréquents dépôts	29
Tableau 2: Les dépôts minéraux qui peuvent être solubles dans l'eau	30
Tableau 3 : Nomenclature des dépôts des sels aux champs pétrolières.....	30
Tableau 4 : La composition chimique d'eau d'injection.....	32
Tableau 5 : Tableau de molalité	32
Tableau 6 : Saturation indices des les sels composé	33
Tableau 7 : La composition chimique d'eau de gisement	33
Tableau 8 : Tableau de molalité.....	34
Tableau 9: Saturation indices des les sels composé	34
Tableau 10 : Composition des eaux des gisement et d'injection.....	35
Tableau 11 : Tableau de molalité.....	35
Tableau 12 : Saturation indices des les sels composé.....	36
Tableau 13 : Saturation indices des les sels composé.....	37

sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	
Liste des figures	
List des tableaux	
Introduction générale.....	1

Chapitre I

Présentation de champ de HMD

I-1-Historique de champ.....	3
I-2-Situation du champ	3
I-2-1-Situation géographique	3
I-2-2-Situation géologique	4
I-3-Description du réservoir.....	5
I-3-1-Caractéristique de réservoir	5
I-3-2-Subdivision diagraphique.....	6
I-3-3-Subdivision pétrographique et notion de drain.....	6
I-4-Caractéristique de fluide et de la roche	6
I-5-Zonation de champ du Hassi-Messaoud	7
I-6-Stratigraphique du champ.....	8
I-7-Développement de gisement et problème d'exploitation.....	13
I-7-1-Production.....	13
I-7-2-Liaison couche trou.....	13
I-7-3-Maintien de pression.....	13
I-7-4-Problème d'exploitation.....	14

Chapitre II
Technique de récupération secondaire

II-1- Introduction	15
II-2-Les eaux mis en jeu en récupération secondaire	15
II-2-1-Les eaux d'injection	15
II-2-2-Les eaux de gisement.....	15
II-3-Technique d'injection d'eau.....	16
II-4-Schéma d'injection.....	19

Chapitre III
Problèmes d'exploitation du champ HMD

III- 1- Introduction.....	23
III-2- Les différents dépôts rencontrés dans le champ pétrolier.....	23
III- 2-1- Dépôts minéraux.....	23
III-A- Chlorure de sodium (NaCl).....	24
III-B- Carbonate de calcium (CaCO ₃).....	24
III-C- Sulfates.....	25
III-C-1- Sulfate de calcium (CaSO ₄).....	25
III-C-2- Sulfate de strontium (SrSO ₄).....	26
III-C-3- Sulfate de baryum (BaSO ₄).....	27
III-2.2- Solubilité des dépôts de sels.....	28

Chapitre IV

Interactions géochimiques entre les eaux de gisement et les eaux d'injection

IV-1- Introduction	31
IV-2- Matériels.....	31
IV-3- Méthodes.....	31
IV-4- Les caractéristiques des eaux	31
IV-4-1- Les caractéristiques des eaux d'injection (albiennes)	31
IV-4-2- Les caractéristiques des eaux de gisement (cambro-ordoviciennes).....	32
IV-5- Evolution des eaux d'injection au cours de l'injection	32
IV-6- Les caractéristiques des eaux des gisement	33
IV-7- Interaction des eaux d'injection avec les eaux des gisement.....	35
IV-8- Interactions des eaux d'injection et les eaux de gisement avec les argiles	37
Conclusion générale.....	39
Bibliographie	

INTRODUCTION GENERALE

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand champ pétrolier d'Algérie et l'un des plus grands au monde. Il se représente sous forme d'un vaste dôme anticlinal, appartenant à la province triasique, avec une superficie de 4200Km². Les réserves pétrolières sont piégées dans des formations rocheuses et poreuses, situées dans les sous-sols et le sol de la région pétrolifère de Hassi Messaoud (sud de l'Algérie) est semi perméable. Les différents fluides (hydrocarbures gazeux et liquides, et eau de formation) sont confinés sous pression et température élevées. L'eau résiduelle contenue dans le réservoir forme des dépôts minéraux lorsqu'elle est mélangée pendant les processus de récupération primaire ou secondaire ou tertiaire avec des eaux de lavage et de maintien de pression.

Le fluide à sa sortie des puits est composé de trois fraction (mélange tri phasique) qui sont l'huile , le gaz et l'eau . la charge produit peut renformie aussi du sable , de l'argile , de sel minéraux , de métaux lourds , des produits de corrosion et de gaz dissous (H₂s,Co₂ etO₂) .

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

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

L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs et c'est dans ces puits le mélange se fait et la précipitation de sulfate de baryum (BaSO₄) a lieu .

L'objectif de cette étude est d'étudier d'abord l'evolution des eaux d'injection dans le conditions du fond .

Introduction Générale

Ce mémoire qui étudier comme suit :

- Présentation sur le champ de Hassi Messaoud .
- Etude de l' injection d'eau .
- Problèmes d'exploitation du champ HMD.
- Interactions entre les eaux d'injection et les eaux de gisement.
- Conclusion .

Chapitre I: présentation du champ de Hassi-Messaoud

I.1. Historique du champ de Hassi-Messaoud :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la Compagnie française du Pétrole Algérien (C.F.P.A) à réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : (C.F.P.A) pour le champ Nord. (SN.REPAL) pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dés lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud :

I.2.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

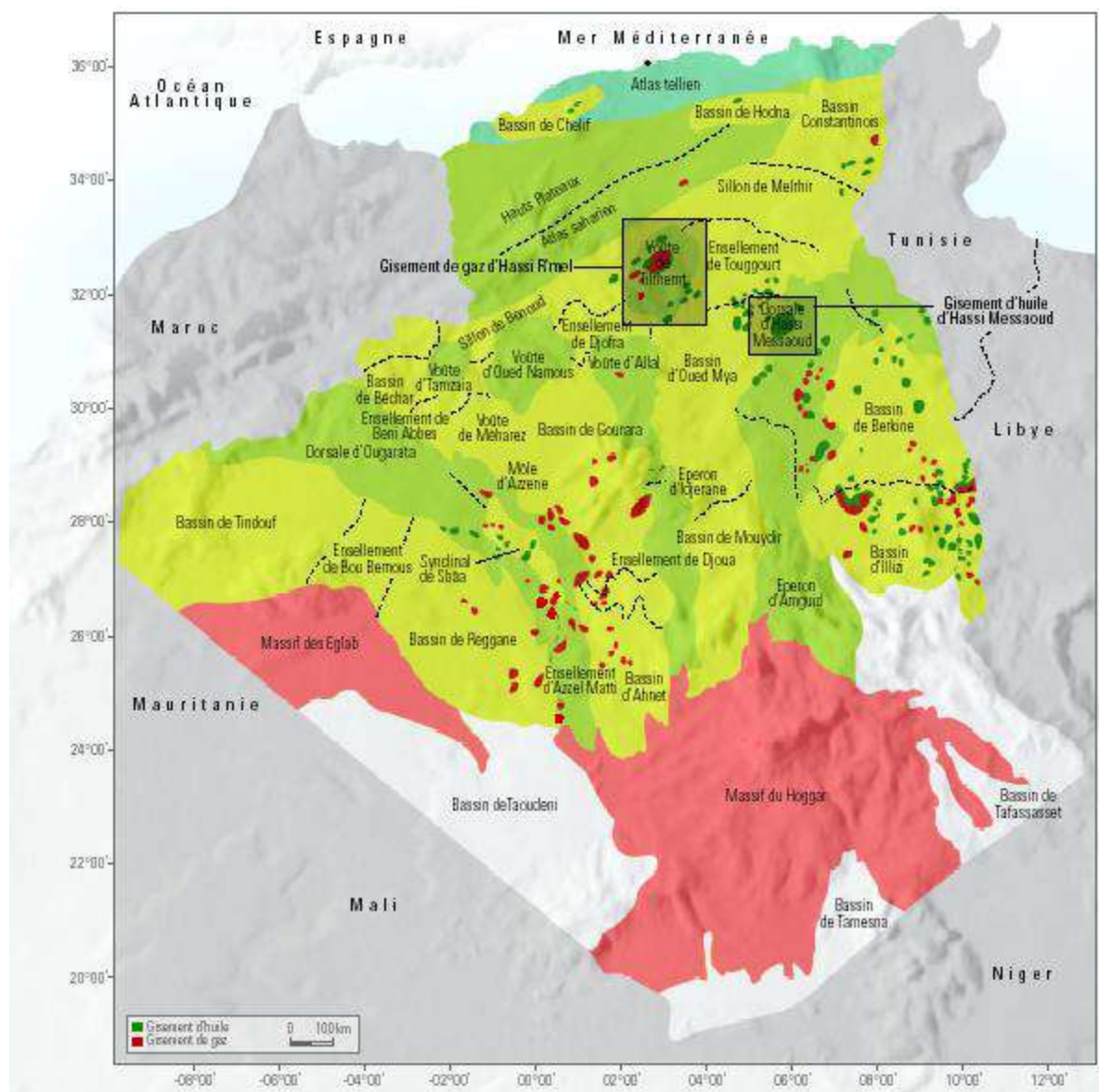
En coordonnées géographiques, il est limité :

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.



**Fig.1- situation géographique du champ de Hassi Messaoud.
(D'après WEC, Algérie 2007)**

I.2.2. Situation géologique:

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie. Il est limité :

A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.

A l'Est par la dépression de Berkine.

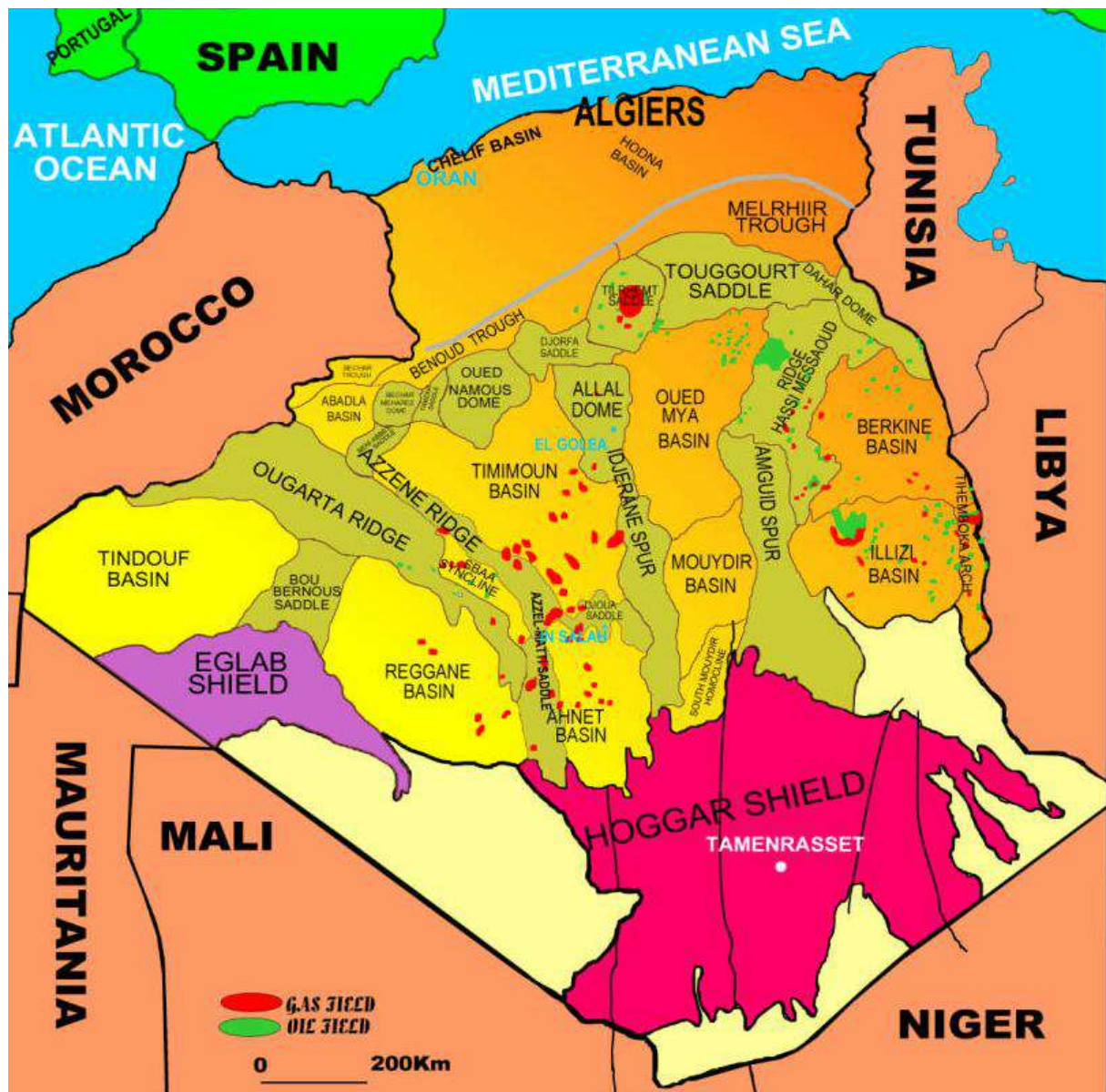


Fig.2- Situation géologique du champ de Hassi Messoud

(Document Sonatrach 2007)

I.3. Descriptions du réservoir :

I.3.1. Caractéristiques du réservoir :

Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de -3380m, il a envahi partiellement une bonne partie du R2.

La zone Ra épaisse d'une centaine de mètres et constituée essentiellement de grès anisométriques, présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300 m et 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon le classement granulométrique, le degré de quartzification et la teneur en argile. L'hétérogénéité est très importante.

I.3.2. Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre unités, Ri, Ra, R2 et R3 où :

- **Zone Ri** : Grès fins isométriques, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone Ra** : Grès anisométrique, réservoir principal de Hassi-Messaoud (68% des réserves).
- **Zone R2** : Grès grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir, dans sa partie supérieure (19% des réserves).
- **Zone R3** : Zone très grossière à micro-conglomératique, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier.

I.3.3. Subdivision pétrophysique et notion du drain

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- **Ra inférieur** : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).
- **Ra moyen** : On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.
- **Ra supérieur** : Constitué de même matériel que le Ra inférieur. La différence se trouve dans le style de dépôt.

I.4. Caractéristiques des fluides et de la roche :

- ✓ Huile légère: Densité moyenne en surface : $\rho_o = 0.8$ (API = 45.4)
- ✓ La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kg/cm²

- ✓ Température de gisement est de : $T = 118^{\circ}\text{C}$
- ✓ Le GOR de dissolution est variable : $R_s = 100 \text{ à } 5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- ✓ La porosité moyenne est de : $\Phi = 5 \text{ à } 10\%$
- ✓ La perméabilité est très variable : $K = 0 \text{ à } 1 \text{ Darcy}$
- ✓ La viscosité : $\mu_o = 0.2 \text{ Cp}$
- ✓ Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$

I.5. Zonation du champ du Hassi-Messaoud :

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toute fois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

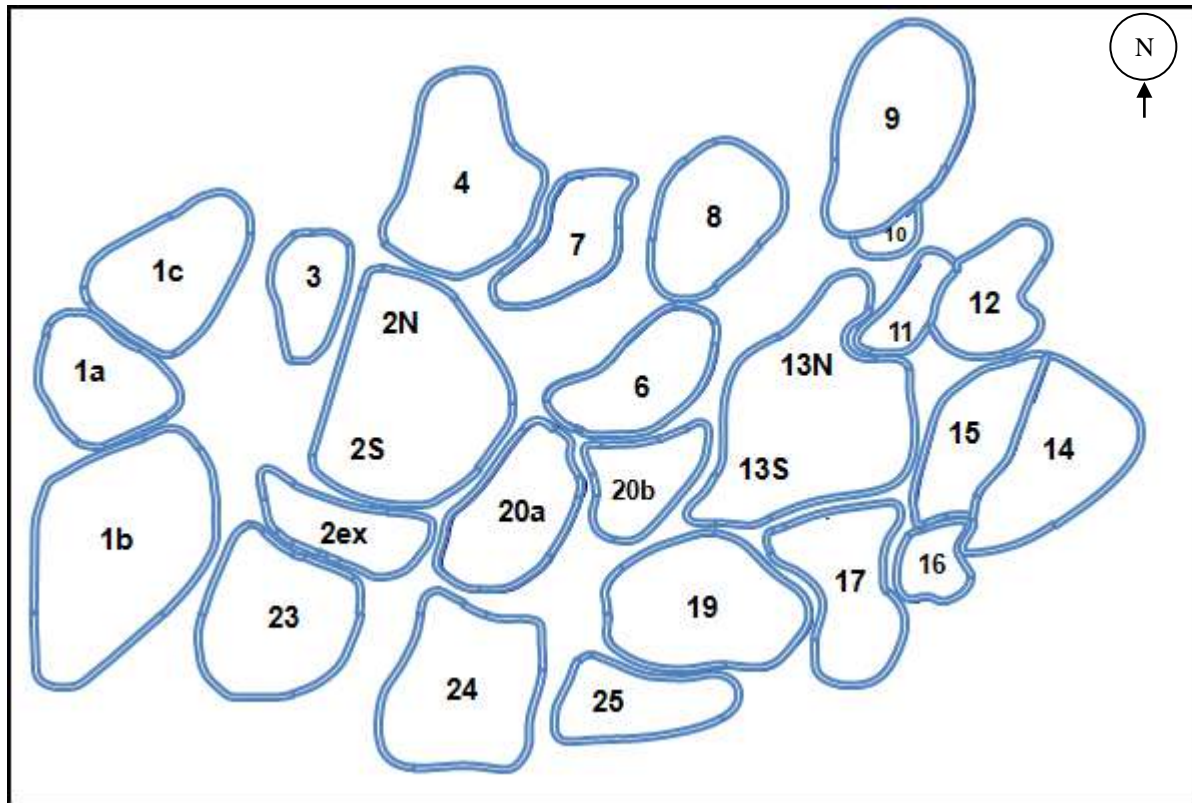


Fig.3 : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud.

(Document Sonatrach 2008)

I.6. Stratigraphie du champ :

Sur la dorsale de Hassi-Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. De la base au sommet on distingue:

4.1)- Le Socle: Il est rencontré à une profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

4.2)- Le Paléozoïque: Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance. C'est la discordance panafricaine. De la base au sommet on distingue:

a) L'infra-cambrien : C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

b) Le Cambrien : Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois (3) lithozones R1 (Ra + Ri), R2 et R3.

b-1) Lithozone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, Il se compose de grès, feldspathiques et micacés, à grains moyens à très grossiers, conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

b-2) Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, Il se compose de grès moyen à grossier, micacés, mal classé, à ciment argileux, assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

b-3)- Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silts, centimétrique à décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois 8horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

b-4) Lithozone Ri : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, Il se compose de grès quartzitique isométrique, fin bien classé, glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

c) L'Ordovicien : On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :

c-1) Zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées, alternantes avec des bancs de quartzites à grains fins isométriques.

c-2) Argile d'El Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites), indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

c-3) Les grès d'El Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

c-4) Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grès quartzitiques à grains fins, avec de rares intercalations d'argiles.

4.3) Le Mésozoïque: Il est subdivisé comme suit :

a) Le Trias : Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. Il est subdivisé en trois (3) unités:-

a-1) Trias-Gréseux : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres. Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.

a-2) Trias Argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres. Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

a-3) Trias Salifère : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres. Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

b) Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres. Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux, à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

b-1) Le Lias : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B, qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

b-2) Le Dogger : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres. Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

b-3) Le Malm : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres. Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

c) Le Crétacé : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

c-1) Le Néocomien : Son épaisseur est de 182 mètres. Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles. Le terme supérieur est argileux, représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

c-2) Le Barrémien : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

c-3) L'Aptien : Son épaisseur est de 25 mètres. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

c-4) L'Albien : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Constitué de grès et sables fins, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère d'eau douce.

c-5) Le Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

c-6) Le Turonien : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

d) Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres. A la base, ou à une série lagunaire, présentant des bancs massifs de sel avec des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise. Au sommet on a une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

4.4) Le Cénozoïque: Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique, d'âge Eocène, recouvert par des sables Mio-Pliocène.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION		
CZ	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE		
	EOCENE		122	CALCAIRE		
MESOZOIQUE	SEPOVIA	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE		
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE		
		SALIFERE	149	SEL MASSIF		
	CRETACE	TURONIEN		112	CALCAIRE	
		CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
		ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
		APTIEN		24	DOLOMIE	
		BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
		NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
		MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
		DOGG	ARGILEUX		107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE		211	ANHYDRITE, DOLOMIE
		LIAS	LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
LS1			90	SEL, ANHYDRITE		
LD2			55	DOLOMIE, MARNE		
LS2			58	SEL MASSIF		
LD3			31	DOLOMIE, MARNE		
TRIAS	SALIF	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE		
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE		
		TS3	202	SEL MASSIF		
	ARGILEUX		113	ARGILE		
	GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE		
	ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE		
PALEOZOIQUE	TRIAS	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins		
		Grès d'El-Achour	25	Grès fins glauconieux		
		Argiles d'El-Gassi	50	Argile verte ou noire		
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles		
		R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silt		
		R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silt		
		R2	100	GRES Grossiers, Argile		
		R3	370	GRES Grossiers, Argiles		
PROTEROZOIQUE	PROTEROZOIQUE	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge		
		SOCLE		Granite porphyroïde rose		

Fig.4 Coupe stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud.

(Document Sonatrach)

I.7. Développement de gisement et problèmes d'exploitation :

I.7.1. Production :

Le gisement de Hassi-Messaoud compte plus 1284 puits, qui sont forés au Cambrien dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau.

Les réserves en place du gisement sont estimés à $7075.73 \cdot 10^6 \text{ stdm}^3$.

Dans les trois dernières années l'huile récupérée est estimée à $946.9710^6 \text{ stdm}^3$ avec un taux de récupération de 20 %.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de gas-lift pour augmenter la récupération.

Les index de productivités sont très variables ainsi que les débits qui varient entre 10 à $750 \text{ m}^3/\text{j}$.

I.7.2. Liaison couche trou :

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée vers le milieu des années 80, la chute de production inexplicquée de certains puits de la périphérie Ouest du champ, équipés de crépines, à permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation à été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un work-over. Depuis, il a été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert.

I.7.3. Maintien de pression :

Le maintien de pression est réalisé par le choix de l'injection de gaz miscible à haute pression (420 bars à la sortie de la station) suivant des caractéristiques du réservoir pour augmenter le taux de récupération.

Actuellement 07 zones sont soumises à l'injection d'eau dont 12 zones en déplétion naturelle et 06 sont en injection de gaz.

Pendant ces trois dernières années le débit moyen de l'injection de gaz varie entre $35.281 \text{ million std m}^3/\text{j}$ et $44.665 \text{ million std m}^3/\text{j}$.

I.7.4. Problèmes d'exploitation :

Le champ de Hassi Messaoud présente des problèmes de dépôts d'asphaltes et de dépôt de sel. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est faite dans le puits.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum $BaSO_4$). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts. Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Celle-ci réduit d'une façon considérable l'index de productivité.

Chapitre II : Techniques de récupération secondaire (maintien de pression)**II.1- Introduction:**

Les principaux problèmes soulevés dans la littérature sont la baisse de pression et donc la nécessité d'appliquer la méthode secondaire qu'est l'injection d'eau. Cette technique est l'objet de ce chapitre. Une attention particulière est à attacher à la qualité des eaux qui sont mis en jeu.

II.2 – Les eaux mis en jeu en récupération secondaire :**II.2.1- Les eaux d'injection (albiennes) :**

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources. Dans le cas du champ de Hassi-Messaoud, la source des eaux d'injection est la couche aquifère de l'Albien, appelé aussi le continental intercalaire, qui est le plus grand aquifère au monde. Dans le champ de Hassi Meessaoud, l'Albien se trouve à une profondeur de 1600m à 1700m.

II.2.2- Les eaux de gisement (cambro-ordoviciennes) :

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur, cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation; le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures...

II.3-Technique d'injection d'eau :

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 injecteur 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.

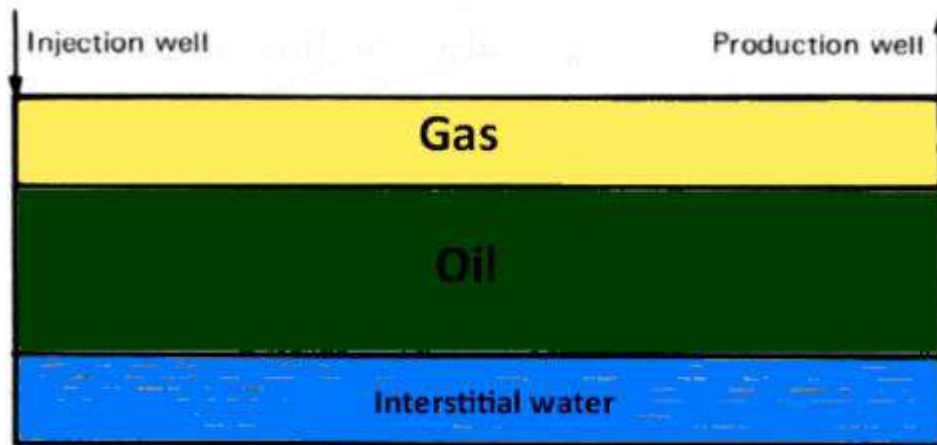


Fig. 5 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « Avant l'injection d'eau ».

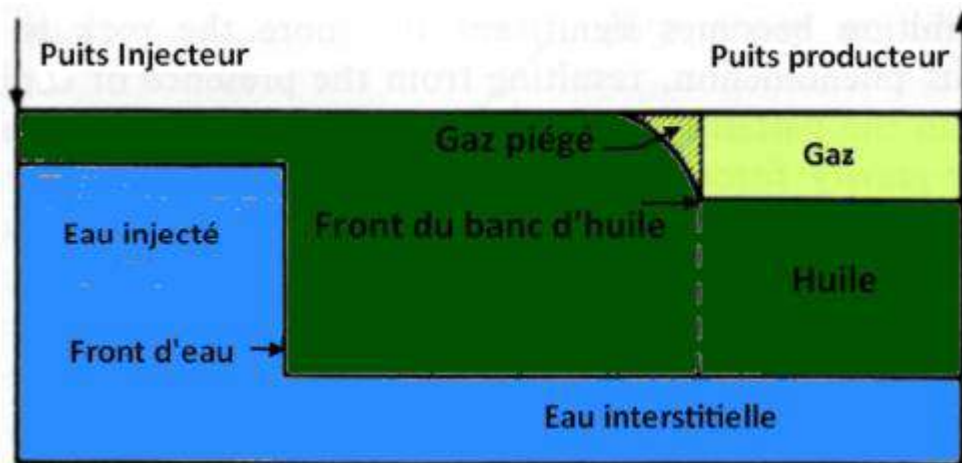


Fig.6 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « pendant l'injection d'eau ».



Fig.7 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « Après l'injection d'eau ».

II-4- Schémas d'injections :

La sélection des schémas d'injection est l'une des premières étapes dans la conception d'un projet d'injection, l'objectif est de maximiser le contact avec l'huile présente dans le réservoir, ceci peut être effectué par :

- La conversion de puits producteurs existants en puits injecteurs.
- Forage de nouveaux puits.

Lors de la sélection les facteurs suivants doivent être pris en compte :

- L'hétérogénéité du réservoir et la perméabilité directionnelle.
- La direction des fractures de la formation.
- Disponibilité de l'eau d'injection.
- Récupération maximale d'huile.
- Distance entre puits, producteur et injecteur.

Il existe quatre types essentiels d'arrangement de puits injecteurs :

- Irrégulier.
- Périphérique.
- Régulier
- Injection Sommital et a la base.

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

a) Injection irrégulière :

Willhite 1986 souligne que les conditions topographiques ainsi que l'utilisation des puits inclinés peut donner lieu à des puits de production ou d'injection non

uniformément positionnés, dans ces situations la région est affectée par les puits injecteurs peut être différente pour chaque puits.

Certain réservoirs de petites dimensions sont développés pour une production primaire par un nombre limité de puits et quand les profits sont marginaux, il se peut que quelques puits soient convertis en puits injecteurs d'une manière non uniforme. La présence de failles ou d'hétérogénéités influencent la position des puits.

b) Injection périphérique :

Dans ce cas les puits injecteurs sont localisés dans la périphérie du réservoir, et l'huile est déplacée vers l'intérieur comme le montre la Figure . 4.

Craig 1971 a souligné les caractéristiques principales de ce type de schéma :

- L'injection périphérique donne généralement une récupération maximale d'huile et une production minimale d'eau.
- La production de quantités importantes d'eau peut être reportée jusqu'à ce qu'il ne reste qu'une seule ligne de puits producteurs
- Du fait que le nombre de puits producteurs est plus important que celui des puits injecteurs, la période de remplissage prend beaucoup de temps et de même pour la réponse du réservoir à l'injection.
- Pour une injection périphérique réussie, la perméabilité doit être assez élevée pour permettre l'injection d'eau avec le débit désiré.
- Pour garder les puits injecteurs près du front d'eau sans by passer l'huile, les puits producteurs noyés peuvent être convertis en puits injecteurs.

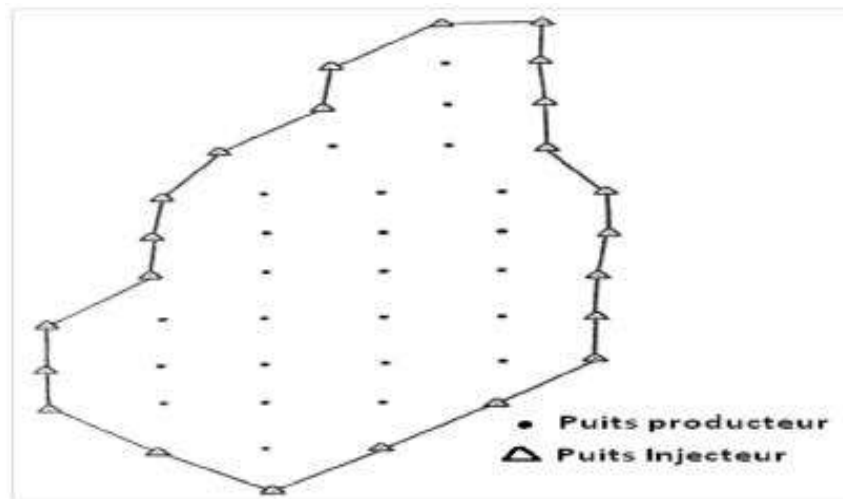


Fig.8 : Illustration d'une injection périphérique.

c) Injection régulière :

Une grande variété d'arrangement de puits injecteurs-producteurs ont été utilisé, les plus importantes sont montrés dans la Figure.5.

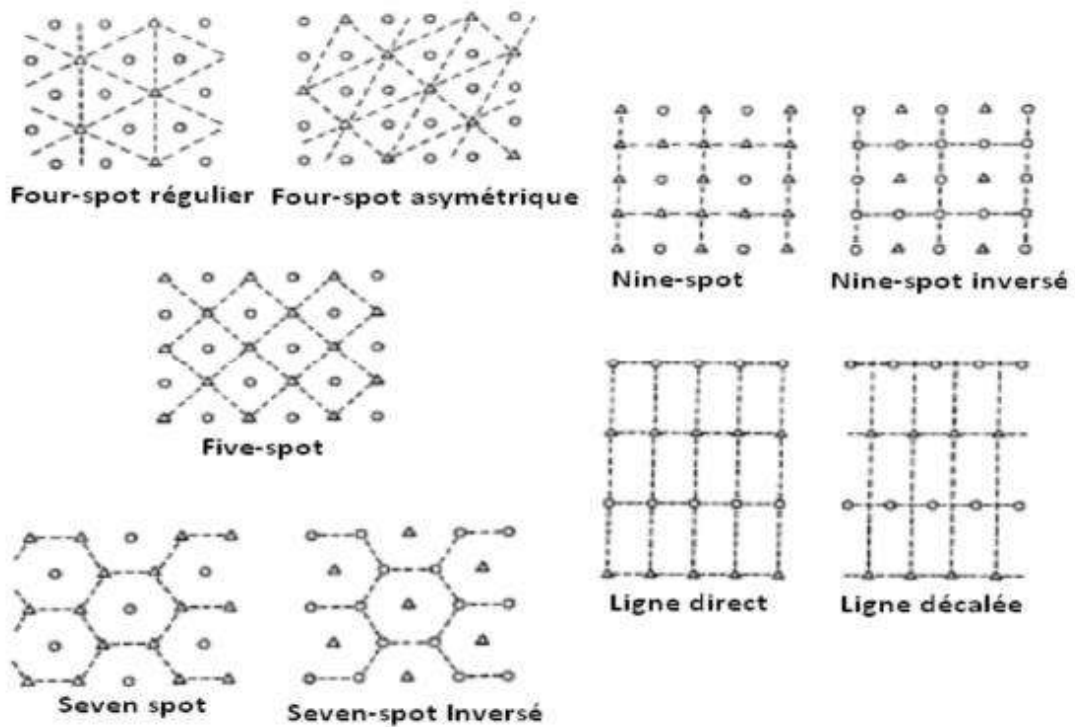


Fig.9 : Illustration d'une injection régulière.

d) Injection « Crestal and basal » :

Dans l'injection « crestal » sommital, L'injection se fait à travers des puits localisés dans le sommet de la structure, c'est généralement le cas de l'injection de gaz, dans l'injection « basal », le fluide est injecté a la base de la structure, c'est le cas des projets de l'injection d'eau comme montré dans la Figure .6.

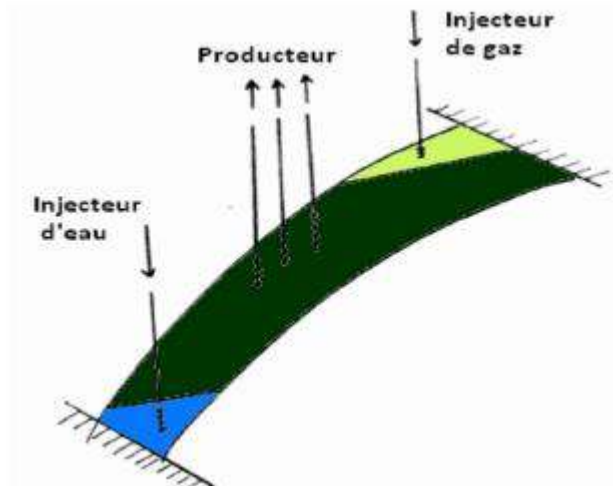


Fig.10 : Illustration d'une injection sommital et en base.

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

III.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 en gas-lift), puits injecteurs, 117 producteurs d'eau.

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrateur est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d'injecter le gaz, ainsi l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Etant l'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit des nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs des dépôts (AD32 par exemple). L'injection d'eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon d'eau est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltènes soit faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ.

Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité surtout les puits en percés d'eau qui nécessitent un investissement supplémentaire (gas-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes.

III.2. Les différents dépôts rencontrés dans le champ pétrolier

Les dépôts rencontrés dans un champ pétrolier sont essentiellement liés à l'existence dans l'eau de gisement d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.) dont la présence simultanée provoque dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (injection et de formation).

III.2.1. Dépôts minéraux

les dépôts minéraux ou inorganiques se composent essentiellement de :

- A) Chlorures
- B) Carbonates.
- C) Sulfates.
- D) Oxydes et autres composés de fer (sulfures et carbonates)

Les dépôts du type (D) sont généralement dus à des causes qui sont liées directement à des phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organisme.

Les carbonates et les sulfates se déposent au contraire, pour les raisons

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

- L'incompatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de formation.
- L'effet de la température.
- La variation de la pression.

A. Chlorure de sodium (NaCl)

Le NaCl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres, certains eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 340g/l dans cambrien.

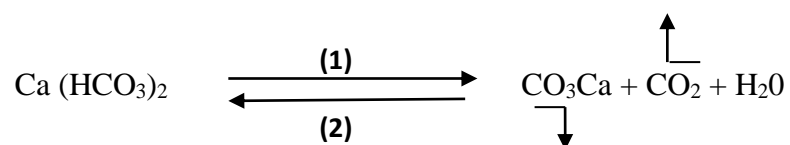
C'est toute fois le dépôt de sel le moins gênant car la solubilité du NaCl est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former.



Fig.11 : Chlorure de sodium (NaCl)

B. Carbonate de calcium (CaCO₃)

La précipitation de sel est conditionnée par l'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates selon l'équation



On voit que, si on ajoute du gaz carbonique dans une solution à l'équilibre selon cette équation, la réaction qui se produira sera celle de droite à gauche. Un

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

excès de CO_2 peut donc transformer du carbonate neutre, insoluble, en bicarbonate soluble. Par contre, si du CO_2 s'échappe de la solution, c'est la réaction de gauche à droite qui se produira et le bicarbonate soluble se transformera en carbonate qui précipitera.

- ✓ Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate sont:
 - L'acidification est le moyen le plus pratiqué on sait se défendre contre la corrosion.
 - L'inhibition par les polyphosphates.



Fig .12: Carbonate de calcium (CaCO_3)

C. Sulfates

C.1. Sulfate de calcium (CaSO_4)

Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation donc une précipitation rapide.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfate de calcium.

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

Le sulfate de calcium existe sous forme de trois composés chimiques d'hydratations différentes

- $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ Gypse ou dihydraté (T,P)
- $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ Hémihydraté.
- CaSO_4 Anhydre

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

C.2. Sulfate de strontium (SrSO_4)

Le dépôt de sulfate de strontium est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium, il présente également une diminution de la solubilité en fonction de la température.

La précipitation de sulfate de strontium peut se produire par:

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange d'eau incompatible.



Fig.13: Sulfate de strontium (SrSO_4)

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

C.3. Sulfate de baryum (BaSO₄)

Le sulfate de baryum ou baryte, appelé plus couramment dans le forage baryte (la baryte au sens stricte du mot est l'hydroxyde de baryum Ba(OH)₂ est un minérale très lourd pouvant atteindre une densité de 4.30 à 4.48 max. C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables, colmatant, inattaquables à l'acide et aux bases ; [20] Car ses limites de solubilité

sont très basses (2 à 3 mg/l dans l'eau distillé)

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux . eaux de gisements (comberien) contienne des sels de baryum en solution, si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates, le baryum précipite.

Sa formation à lieu suivant la réaction suivante:



La solubilité de sulfate de baryum dans de l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire dix fois inférieure à celle du carbonate de calcium, cent fois inférieur à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieur à celle du sulfate de calcium.

Parmi les moyens de lutte contre ces dépôts:

- Le premier qui vient à l'esprit est le traitement de l'eau de surface pour éliminer les ions SO₄²⁻. Lorsque c'est possible, c'est en effet la solution idéale, mais lorsqu'il s'agit de traiter 30 000 m³ par jour, en se rend compte que cette solution est impraticable. Ne pouvant pas empêcher le sulfate de baryum de se former, on fait appel à des produits chimiques de traitement savoir les inhibiteurs de dépôts.

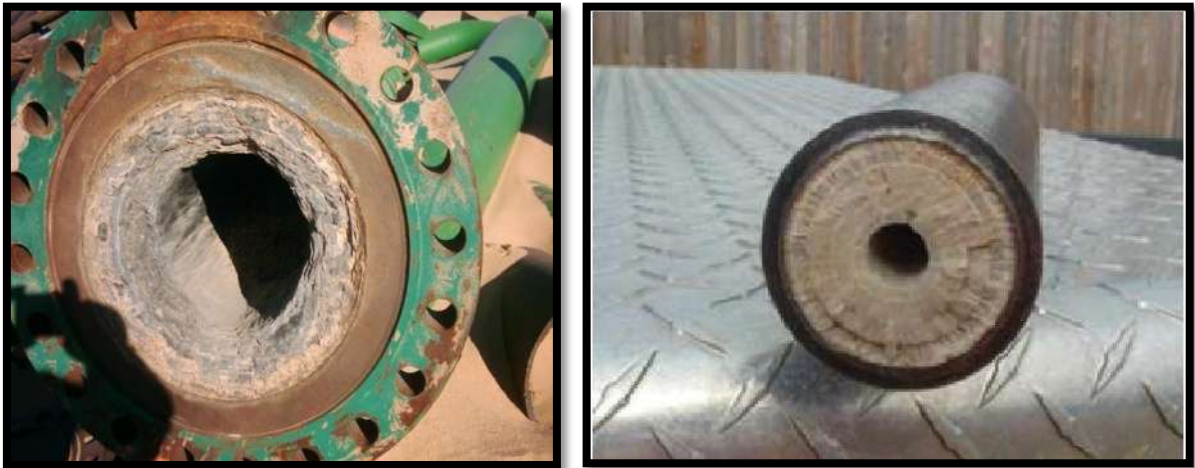


Fig .14: Sulfate de baryum (BaSO_4)

III.2.2. Solubilité des dépôts de sels

Définition

Les sels ont comme origines les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelque fois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures

Dissoudre un sel dans l'eau par exemple, revient donc à séparer les ions qui se trouvent dispersés dans le solvant et cela grâce au phénomène de solvation pour rompre une liaison ionique, il faut donc fournir de l'énergie, les ions séparés sont moins stable que lorsqu'ils sont liés.

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre ; alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na_2SO_4 , K_2SO_4 et $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ un certain nombre de sels sont partiellement solubles et d'autre insolubles comme le BaSO_4 .

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

Dans le cas d'un composé ionique solide (AB) qui se dissocie en A^- et B^+ indiquent la concentration en gramme ions/litre, la constante d'équilibre de la réaction de dissolution est appelée produit de solubilité et est notée K_s (T), elle ne dépend que de la température et en générale, elle augmente avec celle-ci.

La solubilité S est en fonction de ce produit de solubilité et varie dans le même sens.

Le produit de solubilité permet d'expliquer et de prévoir si une réaction de précipitation se vérifie et si la précipitation est complète. Lorsque le produit des concentrations des deux ions en solution est supérieur à la valeur du produit de solubilité du sel correspondant, la précipitation de sel se poursuit jusqu'à ce que le produit des concentrations de ces deux ions en solution n'égale le produit de solubilité.

Remarque

- ❖ La notion de solubilité ne s'applique en générale qu'aux sels peu solubles.
- ❖ Les sels sont dits très solubles lorsque « S » est de l'ordre de 10^{-1} mol/l ; les sels sont dits peu solubles lorsque « S » est de l'ordre 10^{-4} mol/l.

Tab.1. solubilité quelques fréquents dépôts à HMD :

Nom du dépôt	Produit ionique	Produits de solubilité à 25°C
FeS	$[Fe^{2+}].[S^-]^2$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO ₄ .	$[Ba^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$1,1 \cdot 10^{-10}$
Ca SO ₄ .2H ₂ O.	$[Ca^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrSO ₄	$[Sr^{2+}].[SO_4^{2-}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
Ba CO ₃	$[Ba^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$8,10^{-9}$
CaCO ₃	$[Ca^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$
Mg CO ₃	$[Mg^{2+}].[CO_3^{2-}]$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

Chapitre III : Problèmes de production au niveaux des installations au champ HMD

Tab .2 les dépôts minéraux qui peuvent être solubles dans l'eau comme suit

Anions	Solubilité	Exceptions
Nitrates NO ₃ ⁻	Très solubles	
Chlorures Cl ⁻	Solubles	AgCl, Hg ₂ Cl ₂ , PbCl ₂
SO ₄ ⁻	Souvent solubles	Sulfates alcalino-terreux et de plomb
CO ₃ ⁻	Insolubles	Carbonates des alcalins et d'ammonium
OH ⁻	Insolubles	Hydroxydes des alcalins, Sr, Ba et de Ca peu solubles
S ²⁻	Insolubles	Sulfures des alcalins, alcalino-terreux et d'ammonium

- ✓ La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produise, les principaux dépôts connus aux champs pétroliers sont établis en bas:

Tab. 3 : Nomenclature des dépôts des sels aux champs pétroliers.

Nom chimique	Formule chimique	Nom de minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO ₃	Calcite
Carbonate de fer	FeCO ₃	Siderite
Sulfite de fer	FeS	Trolite
Oxyde de ferreux	Fe ₂ O ₃	Hematite
Oxyde ferrique	Fe ₃ O ₄	Magnetite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO ₄ . 2 H ₂ O	Gypse
Sulfate de barium	BaSO ₄	Barite
Sulfate de strontium	SrSO ₄	Selstil

Chapitre IV: Interactions géochimiques entre les eaux de gisement et les eaux d'injection

IV.1- Introduction

Les eaux de gisement ainsi que celles de l'injection sont des saumures très concentrées en sels dissous. Leur thermodynamique est très sensible aux conditions de température et de pression, surtout la température. Pour cette raison, leur étude préalable est nécessaire pour mener à bien les opérations de l'injection.

IV.2-Matériels :

La présente étude a été réalisée avec les analyses chimiques des eaux de l'Albien et celles du Cambrien tirées de la littérature (Moussa_Bounoughaz et al, 2012, traitement de l'eau associée au pétrole avant sa réinjection dans le réservoir, Tunis).

IV.3-Méthodes :

La méthode utilisée est la simulation des eaux à différentes conditions de température et de pression. Ceci en utilisant le logiciel PHREEQC (référence Appolo et al 1999)

Les applications utilisées sont:

- Solution pour la spéciation (le contenu des corps chimiques et leurs molalités, Na, NaOH, NaCl)
- Mix pour simuler le mélange de deux eaux
- Phases d'équilibre pour étudier les interactions avec les argiles.

IV.4 – Les caractéristiques des eaux

IV.4.1- Les caractéristiques des eaux d'injection (albiennes)

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources. Dans le cas du champ de Hassi-Messaoud, la source des eaux d'injection est la couche aquifère de l'Albien, appelé aussi le continental intercalaire, qui est le plus grand aquifère au monde. Dans le champ de Hassi-Messaoud, l'Albien se trouve à une profondeur de 1600m à 1700m.

IV.4.2- Les caractéristiques des eaux de gisement (cambro-ordoviciennes)

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur, cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation; le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures...

IV.5 – Evolution des eaux d'injection au cours de l'injection

La composition ionique de l'eau de l'Albien, utilisée pour l'injection dans les opérations de récupération secondaire, est présentée sur le tableau tab.1 suivant:

Tab.4 : la composition chimique d'eau d'injection

Eau	Eau d'injection albien(mg/l)
pH	7
Cations	
Na ⁺	250
K ⁺	40
Ca ²⁺	210
Mg ²⁺	70
Anions	
HCO ₃ ⁻	170
SO ₄ ²⁻	600
Cl ⁻	420

Tab.5 : Tableau de molalité

Elements	Molality	Moles
Alkalinity	3.40E-03	3.40E-03
Ca	5.25E-03	5.25E-03
Cl	1.19E-02	1.19E-02
K	1.03E-03	1.03E-03
Mg	2.88E-03	2.88E-03
Na	1.09E-02	1.09E-02
S(6)	6.26E-03	6.26E-03

Cette eau est sulfatée sodique à chlorurée calcique aux conditions ambiantes de température et pression. La simulation de la spéciation de cette eau aux conditions de gisement a été faite par le logiciel PHREEQC D'APPOLO PETHROST 1990. Le devenir de l'eau de l'Albien est présenté sur le tableau suivant:

Tab.6 : Saturation indices des les sel compose

Phase	Saturation indices	log IAP	log KT	
Anhydrite	-0.17	-5.49	-5.32	CaSO4
Aragonite	0.69	-8.48	-9.17	CaCO3
Calcite	0.79	-8.48	-9.27	CaCO3
CO2(g)	-1.19	-3.17	-1.98	CO2
Dolomite	1.11	-17.37	-18.48	CaMg(CO3)2
Gypsum	-0.64	-5.49	-4.85	CaSO4:2H2O
H2(g)	-22	-25.41	-3.41	H2
H2O(g)	0.04	0	-0.04	H2O
Halite	-5.78	-4.07	1.72	NaCl
O2(g)	-19.11	-22.22	-3.11	O2

✚ Les sel précipite :

- ✓ Aragonite
- ✓ Calcite
- ✓ Dolomite

V.6 – les caractéristiques des eaux des gisement

La composition ionique de l'eau de gisement , présentée sur le tableau suivant:

Tab.7 : la composition chimique d'eau de gisement

Eau	eau de gisement cambrien(mg/l)
pH	4
Cations	
Na ⁺	80000
K ⁺	6000
Ca ²⁺	36000
Mg ²⁺	170
Ba ²⁺	800
Fe ²⁺	3200
Anions	
Cl ⁻	210000

Tab. 8 : Tableau de molalité

Elements	Molality	Moles
Ba	8.78E-03	8.78E-03
Ca	1.35E+00	1.35E+00
Cl	8.92E+00	8.92E+00
Fe	8.63E-02	8.63E-02
K	2.31E-01	2.31E-01
Mg	1.05E-02	1.05E-02
Na	5.24E+00	5.24E+00

Cette eau au conditions ambiantes de température et pression. La simulation des la spéciation de cette eau aux conditions de gisement a été faite par le logiciel PHREEQC D'APPOLO PETHROST 1990

est présenté sur le tableau suivant:

Tab. 9 : Saturation indices des les sel compose

Phase	Saturation indices	log IAP	log KT	
Fe(OH)3(a)	-2.99	1.9	4.89	Fe(OH)3
Goethite	5.17	2.04	-3.13	FeOOH
H2(g)	-16	-19.41	-3.41	H2
H2O(g)	-0.1	-0.14	-0.04	H2O
Halite	0.11	1.82	1.72	NaCl
Hematite	12.77	4.22	-8.55	Fe2O3
O2(g)	-31.38	-34.49	-3.11	O2

 **Les sel précipite :**

- ✓ Goethite
- ✓ Halite
- ✓ Hematite

V.7 – interaction des eaux d'injection avec les eaux des gisement

La composition ionique des l'eau de l'Albien et l'eau de cambrien, présentée sur le tableau suivant:

Tab. 10 : composition des eaux des gisement et les eaux d'injection

Eau	Eau d'injection Albien(mg/l)	Eau de Gisement Cambrien(mg/l)
pH	7	4
Cations		
Na ⁺	250	80000
K ⁺	40	6000
Ca ²⁺	210	36000
Mg ²⁺	70	170
Ba ²⁺		800
Fe ²⁺		3200
Anions		
HCO ₃ ⁻	170	
SO ₄ ²⁻	600	
Cl ⁻	420	210000

Tab. 11 : Tableau de molalité

Elements	Molality	Moles
Ba	4.39E-03	8.78E-03
C	2.00E-03	4.00E-03
Ca	6.79E-01	1.36E+00
Cl	4.47E+00	8.94E+00
Fe	4.32E-02	8.63E-02
K	1.16E-01	2.32E-01
Mg	6.71E-03	1.34E-02
Na	2.63E+00	5.25E+00
S	3.13E-03	6.26E-03

La simulation de la spéciation de cette eau aux conditions de gisement a été faite par le logiciel PHREEQC

Tab 12 : Saturation indices des les sel compose

Phase	Saturation indices	log IAP	log KT	
Anhydrite	0.52	-4.8	-5.32	CaSO4
Aragonite	-0.09	-9.26	-9.17	CaCO3
Barite	1.71	-7.82	-9.53	BaSO4
Calcite	0.01	-9.26	-9.27	CaCO3
CH4(g)	-28.33	-31.68	-3.36	CH4
CO2(g)	-0.94	-2.92	-1.98	CO2
Dolomite	-1.78	-20.26	-18.48	CaMg(CO3)2
Fe(OH)3(a)	-2.74	2.15	4.89	Fe(OH)3
FeS(ppt)	-22.16	-26.07	-3.92	FeS
Goethite	5.34	2.21	-3.13	FeOOH
Gypsum	-0.07	-4.92	-4.85	CaSO4:2H2O
H2(g)	-11.1	-14.51	-3.41	H2
H2O(g)	-0.02	-0.06	-0.04	H2O
H2S(g)	-26.26	-27.93	-1.67	H2S
Halite	-0.89	0.83	1.72	NaCl
Hematite	13.04	4.49	-8.55	Fe2O3
Jarosite-K	-5.6	-19.42	-13.82	KFe3(SO4)2(OH)6
Mackinawite	-21.42	-26.07	-4.65	FeS
Melanterite	-5.51	-7.16	-1.65	FeSO4:7H2O
O2(g)	-41.04	-44.15	-3.11	O2
Pyrite	-32.61	-49.42	-16.81	FeS2
Siderite	0.08	-11.18	-11.26	FeCO3
Sulfur	-20.32	-16.83	3.48	S
Witherite	-3.24	-12.28	-9.04	BaCO3

 **Les sel précipite :**

- ✓ Anhydrite
- ✓ Barite
- ✓ calcite
- ✓ Goethite
- ✓ Hematite
- ✓ Siderite

V.8 – Interactions des eaux d'injection et les eaux de gisement avec les argiles

- Avec la silice pas d'interaction
- Avec les argile (kaolinite et chlorite)

La simulation des la spéciation des cette eaux avec les argiles aux conditions de gisement a été faite par le logiciel PHREEQC.

Tab 13 : Saturation indices des sels composés

Phase	Saturation indices	log IAP	log KT	
Al(OH) ₃ (a)	0.22	7.12	6.9	Al(OH) ₃
Albite	-6.69	-20.88	14.19	NaAlSi ₃ O ₈
Alunite	1.96	-6.84	-8.8	KAl ₃ (SO ₄) ₂ (OH) ₆
Anhydrite	0.53	-4.8	-5.32	CaSO ₄
Anorthite	-1	-19.01	18.01	CaAl ₂ Si ₂ O ₈
Aragonite	-1.03	-10.19	-9.17	CaCO ₃
Barite	1.71	-7.82	-9.53	BaSO ₄
Ca-Montmorillonite	-5.66	-42.09	36.43	Ca _{0.165} Al _{2.33} Si _{3.67} O ₁₀ (OH) ₂
Calcite	-0.93	-10.19	-9.27	CaCO ₃
CH ₄ (g)	-21.68	-25.04	-3.36	CH ₄
Chalcedony	-3.18	-6.03	-2.86	SiO ₂
Chlorite(14A)	0	46.06	46.06	Mg ₅ Al ₂ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₈
Chrysotile	-6.91	17.8	24.71	Mg ₃ Si ₂ O ₅ (OH) ₄
CO ₂ (g)	-3.43	-5.41	-1.98	CO ₂
Dolomite	-3.7	-22.19	18.48	CaMg(CO ₃) ₂
Fe(OH) ₃ (a)	-2.33	2.56	4.89	Fe(OH) ₃
FeS(ppt)	-13.01	-16.93	-3.92	FeS
Gibbsite	2.37	7.12	4.75	Al(OH) ₃
Goethite	5.76	2.62	-3.13	FeOOH
Gypsum	-0.07	-4.92	-4.85	CaSO ₄ :2H ₂ O
H ₂ (g)	-8.81	-12.22	-3.41	H ₂
H ₂ O(g)	-0.02	-0.06	-0.04	H ₂ O
H ₂ S(g)	-18.67	-20.35	-1.67	H ₂ S
Halite	-0.89	0.83	1.72	NaCl
Hematite	13.86	5.31	-8.55	Fe ₂ O ₃
Illite	-5.08	-37.29	32.21	K _{0.6} Mg _{0.25} Al _{2.3} Si _{3.5} O ₁₀ (OH) ₂
Jarosite-K	-6.7	-20.51	13.82	KFe ₃ (SO ₄) ₂ (OH) ₆
K-feldspar	-6.54	-22.57	-	KAlSi ₃ O ₈

			16.03	
K-mica	4.42	8.38	3.96	$\text{KAl}_3\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2$
Kaolinite	0	2.23	2.23	$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$
Mackinawite	-12.28	-16.93	-4.65	FeS
Melanterite	-5.51	-7.16	-1.65	$\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$
O ₂ (g)	-45.61	-48.72	-3.11	O ₂
			-	
Pyrite	-18.17	-34.98	16.81	FeS ₂
Quartz	-2.93	-6.03	-3.1	SiO ₂
Sepiolite	-12.5	1.68	14.18	$\text{Mg}_2\text{Si}_3\text{O}_7 \cdot 5\text{OH} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
Sepiolite(d)	-16.98	1.68	18.66	$\text{Mg}_2\text{Si}_3\text{O}_7 \cdot 5\text{OH} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
			-	
Siderite	-0.86	-12.12	11.26	FeCO ₃
SiO ₂ (a)	-3.81	-6.03	-2.22	SiO ₂
Sulfur	-15.01	-11.53	3.48	S
Talc	-8.77	5.8	14.57	$\text{Mg}_3\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$
Witherite	-4.18	-13.22	-9.04	BaCO ₃

✚ Les phases solides précipitées

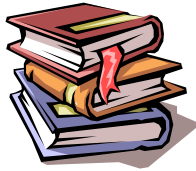
- ✓ Aluminum hydroxide hydrate $\text{Al}(\text{OH})_3$
- ✓ Alunite
- ✓ Anhydrite
- ✓ Barite
- ✓ Gibbsite
- ✓ Goethite
- ✓ Hematite
- ✓ K-mica

Conclusion Générale

Conclusion Générale

A partir des résultats obtenus dans ce travail, on peut conclure les points suivants :

- Dans ce contexte plusieurs gisements de pétrole sont exploités par l'injection d'eau ou par l'injection de gaz pour aller plus loin dans la production et pour des raisons économique, Cette recherche porté sur l'étude des déferents méthodes de la récupération secondaire et leurs effet indésirables dans le champs de Hassi Messaoud et sur le traitement des problèmes de ces méthodes tell que les percés d'eau causées par l'injection d'eau et le problèmes de dépôts de sulfate de baryum
- Le solution de cette problème est ajoute un produite chimique (retardateur) avec l'eau d'injection pour évite formé le sulfate de baryum.



BIBLIOGRAPHIE

- ALI MEBBARKI (L'impacte des dépôts sur la production) ,sonatrach .
- MOUSSA BOUNOUGHAZ et al, 2012, TRAITEMENT DE L'EAU ASSOCIEE AU PETROLE AVANT SA REINJECTION DANS LE RESERVOIR, Tunis.
- FELIOUNE ET KOUIDRI, 2014(étude de la performance de l'injection d'eau dans la zone 12 champs du hmd).
- Cours de production.
- Tome 6 : récupération assiste

Chapitre I

Présentation du champ de Hassi Messaoud

Chapitre II

Technique de récupération secondaire

Chapitre III

Problèmes d'exploitation du champ

Chapitre IV

Interactions géochimiques entre les eaux