

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de
l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

MEGAOUSSI Amine, BENAMER Oussama, BENAOUIDA Yahia

-THÈME-

**ETUDE DE L'INJECTION D'EAU
(CHAMP D'OURHOUD)**

Soutenue le : 05/06/2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	DOUAK Mohamed	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Professeur	Univ. Ouargla
Examineur :	HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns surrounds the text. The border is composed of black lines on a white background, featuring various floral motifs and elegant curves.

Remerciement

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 dans ces circonstances difficiles dans lesquelles l'humanité souffre.

Nous présentons nos chaleureux remerciements à notre encadreur Mr. ALI ZERROUKI Ahmed, le Co-encadreur Melle CHAOUCHE Wafa, Nous tenons à remercier aussi le président Mr DOUAK Mohamed et l'examinatrice Mme HAFSI Fadila.

A tous nos enseignants du département de Production des Hydrocarbures pour leurs aides et leurs orientations tout le long de notre cursus universitaire.

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respects.

A decorative border with intricate floral and scrollwork patterns surrounds the text. The top border is a wide, horizontal flourish. The right border is a vertical, winding vine with leaves and flowers. The bottom border is a wide, horizontal flourish similar to the top one. The left border is a vertical, winding vine similar to the right one.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À nos très chères mères, qui sont la source de notre inspiration et de notre courage, à qui nous devons de l'amour et de la reconnaissance pour tout ce qu'elles ont consentaient comme efforts, rien que pour nous voir réussir. Vous êtes l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de nous encourager et de prier pour nous.

À nos exemples de vie nos très cher pères pour leurs sacrifices et les efforts fournis pour notre éducation et notre bienêtre et encouragement durant toute période de nos études. Ce travail est le résultat de longues années de sacrifices pour nous aider à avancer dans la vie.

Puisse Allah, le tout puissant, vous préserver et vous accorder santé, longue vie et bonheur.

À nos chers frères et sœurs et toutes nos familles pour leurs appuis et leurs encouragements, durant toute période de nos études.

À tous nos amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour nous bénéficier avec leurs aides et leurs suggestions.

À tous nos camarades qui nous avons partagé les meilleurs moments de nos vies d'étude.

Les mots ne seront jamais suffisants pour exprimer la force de la reconnaissance que nous vous porte. Je ne saurais vous remercier pour tout ce que vous avez fait pour moi

Amine, Oussama, Yahia

Résumé

Dans la majorité des cas, les mécanismes de récupération primaire ne permettent pas d'extraire des volumes économiquement suffisants de pétrole à cause de l'épuisement de l'énergie naturelle disponible dans le réservoir qui se traduit par la chute de sa pression, le recours à des mécanismes de récupération assistée devient nécessaire pour prolonger la durée de vie du réservoir et améliorer l'efficacité de la récupération du pétrole. L'injection d'eau demeure la méthode de récupération secondaire la plus utilisée et cela grâce à son efficacité et à son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes, la technique repose sur remplacement de l'énergie naturelle du gisement par injection d'eau depuis la surface pour maintenir la pression de réservoir.

Dans ce travail, on a étudié plusieurs aspects liés à la technique de récupération secondaire d'hydrocarbure par injection d'eau et on a étudié le champ d'Ourhoud, afin d'évaluer l'efficacité d'injection d'eau.

Mots clés :

Récupération secondaire, injection d'eau, puits injecteur, balayage de réservoir, maintien de pression, extraction de pétrole, amélioration de production

ملخص

في أغلب الحالات، لا تسمح آليات الإستعادة الأولية باستخراج كميات كافية من البترول بسبب استنفاد الطاقة الطبيعية المتوفرة في المكمن مما يؤدي إلى انخفاض ضغطه، يصبح استخدام آليات الإسترداد المحسن ضروريًا لإطالة عمر الخزان وتحسين كفاءة استخلاص البترول. يظل حقن الماء أكثر طرق الإسترداد الثانوية استخدامًا وهذا بفضل كفاءته وتكلفته المنخفضة نسبيًا مقارنة بالطرق الأخرى، تعتمد التقنية على استبدال الطاقة الطبيعية للمكمن عن طريق حقن الماء من السطح للحفاظ على ضغط الخزان.

درسنا في هذا العمل عدة جوانب تتعلق بتقنية الإستخلاص الثانوي للمحروقات عن طريق حقن الماء ودرسنا أيضا حقن أورهود من أجل تقييم كفاءة حقن الماء.

الكلمات المفتاحية :

إستعادة ثانوية، حقن الماء، آبار الحقن، مسح المكمن، الحفاظ على الضغط، إستخلاص البترول، تحسين الإنتاج

Abstract

In the majority of cases, primary recovery mechanisms do not make it possible to extract economically sufficient volumes of oil due to the depletion of the natural energy available in the reservoir, which results in the drop in its pressure, the use of enhanced recovery mechanisms become necessary to extend reservoir life and improve oil recovery efficiency. Water injection remains the most widely used method of secondary recovery and this thanks to its efficiency and relatively low cost compared to other methods, the technique is based on replacing the natural energy of the reservoir by injection of water from the surface to maintain tank pressure. In this work, we studied several aspects related to the technique of secondary hydrocarbon recovery by water injection and we studied the Ourhoud field, in order to evaluate the efficiency of water injection.

Keywords:

Secondary recovery, water injection, injection well, reservoir sweeping, pressure maintenance, oil extraction, production improvement

SOMMAIRE

Remerciement

Dédicace

Résumé

Sommaire

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES SYMBOLES

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	I
CHAPITRE I : Mécanismes de récupération d'hydrocarbures	1
Introduction	1
I.1 Récupération primaire.....	2
I.1.1 Expansion de l'aquifère	3
I.1.2 Expansion du gaz dissous	4
I.1.3 Expansion du gas cap	4
I.1.4 Drainage par gravité	5
I.1.5 Mécanisme d'entraînement affecté par le compactage du réservoir	5
I.1.6 Mécanisme drainage combinés.....	6
I.1.7 Comparaison entre les différents mécanismes.....	6
I.2 Récupération secondaire	7
I.2.1 Récupération par injection d'eau	8
I.2.2 Récupération par injection de gaz	8
I.2.3 Récupération par injection de WAG (Water Alternate Gas) :.....	8
I.2.4 Les Facteurs influant sur les méthodes de récupération secondaire :.....	8
I.2.5 Comparaison entre différentes méthodes de récupération secondaire	9
I.2.6 Les cas d'applications la récupération secondaire	9

I.3	La récupération tertiaire	10
I.3.1	EOR chimiques :	10
I.3.2	EOR thermiques	10
I.3.3	EOR par injection de gaz	11
I.4	Méthodes d'estimation des réserves en place :	11
I.4.1	Méthode volumétrique:	11
I.4.2	Méthode dynamique (bilan matière):	12
I.4.2.1	Hypothèses de la méthode du bilan matière :	12
I.4.3	Principe	12
I.4.4	Le changement de volume d'huile :	14
I.4.5	Le changement de volume de gaz :	14
I.4.6	Le changement de volume d'eau :	15
I.4.7	Le Changement de volume de la roche :	16
	Conclusion	18
	CHAPITRE II : La récupération secondaires d'hydrocarbures par injection d'eau.....	19
	Introduction	19
II.1	Les buts de l'injection d'eau	19
II.2	Principe de l'injection d'eau :	20
II.3	Facteurs influant sur l'injection :	22
II.3.1	Propriétés des fluides	22
II.3.2	Géométrie du réservoir	22
II.3.3	Profondeur du réservoir :	22
II.3.4	Lithologie de réservoir et propriétés des roches	23
II.4	Caractéristiques de l'injection	23
II.4.1	Volume de fluide injecté.....	23
II.4.2	Type de fluide	23
II.4.2.1	Taux de mobilité.....	24

II.4.3	Configuration des puits d'injection.....	25
II.4.3.1	Schémas d'injection irréguliers	25
II.4.3.2	Schémas d'injection périphériques	26
II.4.3.3	Schémas d'injection centrale :.....	27
II.4.3.4	Schémas d'injection réguliers.....	27
II.4.3.5	Schémas d'injection crestal et basal	29
II.5	Temps optimal pour l'injection	29
II.6	Efficacité globale de récupération :	30
II.6.1	Efficacité de balayage surfacique Es	30
II.6.2	Efficacité de balayage vertical EV	31
II.6.3	Efficacité de déplacement ED	31
II.7	Le phénomène du coning.....	31
II.7.1	Causes phénomène du coning	32
II.8	L'eau d'injection.....	32
II.8.1	Les sources d'eau d'injection:	32
II.9	Les problèmes de l'injection d'eau :	33
II.9.1	Incompatibilité chimique.....	33
II.9.2	Les percées :	33
II.10	Evaluation d'eau d'injection	33
II.11	Traitements d'eau d'injection.....	34
II.12	Mise en œuvre :	34
	Conclusion.....	34
CHAPITRE III : Etude de l'injection d'eau dans le champ d'Ourhoud.....		35
III.1	Historique de découverte.....	35
III.2	Généralités sur le champ d'Ourhoud.....	36
III.2.1	Situation Géographique :	36
III.2.2	Situation Géologique :	37

III.2.3	Formation TAGI :.....	37
III.3	Caractéristique du réservoir :	38
III.3.1.1	Caractéristique pétrophysique des fluides de gisement :	39
III.4	Statut actuelle des puits de champ de Ourhoud (en 15/05/2022).....	40
III.5	Historique de production :.....	41
III.5.1	La production d’huile et l’injection d’eau dans le champ d’ ourhoud.....	42
III.6	Contribution de l’injection d’eau à la pression de réservoir Ourhoud :	43
III.7	Etude l’effet de puits injecteur d’eau QB92 sur le comportement des puits producteur QB73 et QB 65 :.....	44
III.8	Le comportement de puit injecteurs d’eau QB92.....	45
III.9	Le comportement de puits producteur QB65	46
III.10	Le comportement de puit producteur QB73.....	47
III.11	Choix d’eau d’injection par l’organisation Ourhoud :	48
III.12	Les problèmes majeurs de l’injection à travers champ Ourhoud :	49
III.12.1	Les sulfates de Calcium (CaSO ₄):.....	50
III.12.2	La venue d’eau.....	50
III.12.3	La corrosion bactérienne.....	51
	Conclusion.....	51
	CONCLUSION GENERALE	52
	RECOMMANDATION.....	53
	BIBLIOGRAPHIE	
	ANNEXE	

LISTE DES FIGURES

Figure	Page
Figure I.1 : Présentation générale sur les types de la récupération	1
Figure I.2 : Illustration de principe de la récupération primaire.....	2
Figure I.3 : Illustration de l'expansion de l'aquifère.....	3
Figure I.4 : Illustration de l'expansion du gaz dissous.....	4
Figure I.5 : Illustration de l'expansion du gas cap.....	5
Figure I.6 : Illustration de drainage par gravité	5
Figure I.7 : Illustration de mécanisme drainage combinés.....	6
Figure I.8 : Pression du réservoir et GOR pour les trois premiers mécanismes d'entraînement .	6
Figure I.9 : La récupération secondaire de pétrole par injection d'eau ou gaz.....	7
Figure I.10 : Schéma de principe du bilan matière	13
Figure I.11 : Illustration de l'Expansion d'huile.....	14
Figure I.12 : Illustration de l'expansion du gaz libre.....	15
Figure I.13 : Illustration de l'expansion du gaz dissout.....	15
Figure I.14 : Illustration de changement de volume d'eau	16
Figure I.15 : Illustration de l'expansion de la roche.....	17
Figure II.1 : Illustration de technique injection d'eau.	19
Figure II.2 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir avant l'injection d'eau	21
Figure II.3 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir pendant l'injection d'eau.....	21
Figure II.4 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir après l'injection d'eau	22
Figure II.5 : Schémas d'injection périphériques	27
Figure II.6 : Schémas d'injection central	27
Figure II.7 : Schémas d'injection réguliers.	28
Figure II.8 : Schémas d'injection crétal et basal	29
Figure II.9 : Illustration de balayage surfacique	30
Figure II.10 : Illustration de balayage vertical	31

Figure III.1 : Partenaires Sonatrach - Ourhoud	36
Figure III.2 : Situation géographique du champ Ourhoud	37
Figure III.3 : La structure du champ	38
Figure III.4 : La production cumulée d'huile et d'eau , et l'injection cumulée d'eau et de gaz dans le champ d'Ourhoud	41
Figure III 5 : La production d'huile et l'injection d'eau dans le champ d'Ourhoud en fonction des années.	42
Figure III.6 : Courbe de l'injection d'eau avec la pression dans le champ d'Ourhoud	43
Figure III.7 : La situation géologique des puits QB92, QB65, QB73.	44
Figure III.8 : L'injection annuelle d'eau de QB92	45
Figure III.9 : La production annuelle d'huile de QB65 , en fonction le volume de percée d'eau et le volume d'eau injectée à partir de QB92	46
Figure III.10 : La production annuelle d'huile de QB73, en fonction le volume de percée d'eau et le volume d'eau injectée à partir QB92	47
Figure III.11 : Les eaux utilisées pour l'injection d'eau au champ d'Ourhoud.	49

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Page
Tableau I.1: Comparaison entre différents méthodes de récupération secondaire	9
Tableau III.1: Caractéristique du réservoir d'Ourhoud.	39
Tableau III.2: Statut actuelle des puits de champ de Ourhoud	40
Tableau III.3: L'analyse chimique de l'eau d'Albien et de Barrémien	48

LISTE DES SYMBOLES

Pr : Pression de réservoir [bar]	W : L'eau
Pf : Pression de fond de puits [bar]	W_e : Volume des entrées d'eau [STm ³]
Ptp : Pression en tête de puits [bar]	W_p : Production d'eau cumulée [STm ³]
Pa : Pression atmosphérique [bar]	W_{inj} : Eau injectée [STm ³]
GOR : Abbreviation gas/oil ratio	G_{inj} : Gaz injecté [STm ³]
WOR : Abbreviation water/oil ratio	G : Volume de gaz libre [STm ³]
WAG : Water Alternate Gas	G_p : Production de gaz cumulée [STm ³]
EOR : Enhanced Oil Recovery	R_p : GOR de production [m ³ / m ³]
CO₂ : Formule chimique des dioxydes de carbone	R_s : GOR de dissolution [m ³ / m ³]
N₂ : Formule chimique de l'azote	C_f : Compressibilité de la formation [bar ⁻¹]
N : Réserves en place exprimées [STm ³]	C_w : Compressibilité isotherme de l'eau [bar ⁻¹]
H_u : Hauteur utile moyenne de la zone [m]	ΔP : Chute de la pression [bar]
H_t : Hauteur total moyenne de la zone [m]	V_f : Volume poreux
VR : Volume de roche imprégnée [m ³]	M : Taux de mobilité au point final
Ø_{moy} : Porosité moyenne pondérée à la hauteur [fraction]	λ_{water} : Mobilité de l'eau [mD/cP]
S_w : Saturation moyenne d'eau initiale [fraction]	λ_{oil} : Mobilité de l'huile [mD/cP]
Boi : Facteur volumétrique initial d'huile [STm ³ / STm ³]	k_{rw} : Perméabilité relative de l'eau [mD]
N_p : La production cumulée de pétrole [STm ³]	k_{ro} : Perméabilité relative à l'huile [mD]
	μ_o : Viscosité de l'huile [cP]
	μ_w : Viscosité de l'eau [cP]
	cP : centipoise

mD : melly darcy

PW : Puit producteur

Bo : Le facteur de volume de formation
(d'huile) [STm^3 / STm^3]

m : Le rapport de volume du gaz libre
initial sur le volume initial d'huile

Pg : Pression de gisement [bar]

Bg: Facteur volumétrique du fond de gaz
[STm^3 / STm^3]

TAGI: Triasique Argileux Gréseux
Inférieur

IW : Puit injection

ED : Efficacité de déplacement

ES : Efficacité de balayage surfacique

EV : Efficacité de balayage vertical

NS : Huile en place initial au début de
l'injection [STm^3]

RF : Le facteur de récupération

INTRODUCTION

GÉNÉRALE

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole brut est une ressource non renouvelable et l'un des combustibles fossiles dont l'économie mondiale dépend le plus haut, il peut être raffiné et transformé pour divers produits chimiques. Le pétrole brut se forme dans les gisements d'hydrocarbures.

L'objectif principal de l'exploitation d'un gisement est de récupérer le maximum des réserves en place de la manière la plus efficace et la plus économique. Quand les mécanismes naturels de drainage (la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap ou du gaz dissous et le drainage de l'aquifère) ne permettent pas de parvenir à cet objectif à cause de l'épuisement de l'énergie du réservoir qui se traduit par la chute de sa pression, le recours à des mécanismes de récupération secondaire devient nécessaire pour prolonger la durée de vie du réservoir et améliorer l'efficacité de la récupération du pétrole. [1]

L'injection d'eau demeure la méthode de récupération assistée la plus utilisée et cela grâce à son efficacité et à son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes. La technique repose sur le remplacement de l'énergie naturelle du gisement par injection d'eau depuis la surface pour maintenir la pression et balayage de réservoir, ce qui augmente la valeur économique du champ.

Le but de cette étude est d'expliquer la méthode de l'injection d'eau et d'évaluer son efficacité sur les performances du champ d'Ourhoud.

Pour atteindre l'objectif principal du mémoire, l'étude menée a été divisée en trois chapitres comme suit :

- On a commencé notre mémoire par une introduction générale.
- Dans le chapitre I, on a éclairci l'influence des différents mécanismes de récupération d'hydrocarbure sur le réservoir.
- Le chapitre II est consacré à l'étude de la méthode de récupération secondaire par l'injection d'eau.
- Le chapitre III est une présentation générale sur le champ Ourhoud et une étude de cas sur l'efficacité d'injection d'eau.
- On a terminé notre travail avec une conclusion générale.

C H A P I T R E

I

**MECANISMES DE
RECUPERATION
D'HYDROCARBURES**

CHAPITRE I :

Introduction

Un gisement est formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrain(s) contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux d'origine sédimentaire. La roche réservoir est poreuse et perméable et la structure est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures.

L'étude d'un gisement pendant la durée de vie du champ afin d'en tirer les informations nécessaires pour la mise en œuvre de techniques diverses, allant d'une implantation optimale des puits à la divers procédés de récupération, tels que l'injection d'eau pour améliorer le taux de récupération des hydrocarbures et l'exploitation optimal de gisement [2].

Le taux de récupération est défini comme le rapport du volume d'huile produite au volume des réserves initialement en place. Il dépend notamment de la configuration du réservoir (hétérogénéités, propriétés des roches), des caractéristiques de l'huile en place et les mécanismes de récupération [3].

La récupération désigne un ensemble de techniques permettant d'augmenter la quantité d'hydrocarbures extraits d'un gisement pétrolier (voir la figure I-1). Elles sont classées en trois catégories :

- Primaire : Le champ produit grâce à sa propre énergie.
- Secondaire : Le champ produit grâce à une action extérieure, telle l'injection.
- Tertiaire : On utilise des méthodes complexes [3].

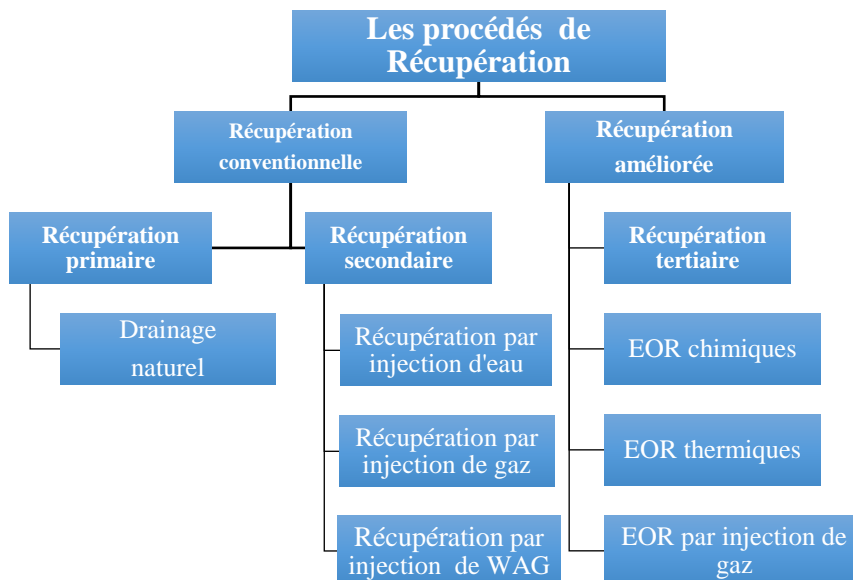


Figure I.1: Présentation générale sur les types de la récupération

I.1 Récupération primaire

Après complétion des puits, les hydrocarbures peuvent être produits en surface. Ils quittent le réservoir et circulent dans les puits sous l'effet de différence de pression entre le gisement et le fond de puits. On dit alors que le puits est éruptif [1]. Voir la figure I-2

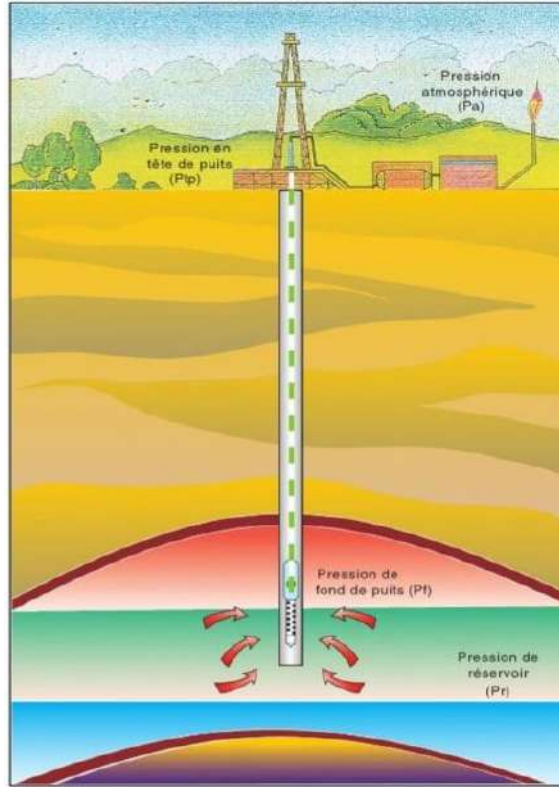


Figure I.2: Illustration de principe de la récupération primaire [2]

Les hydrocarbures au fond récupérés en surface grâce aux différences de pressions :

$$Pr > Pf > Ptp > Pa$$

Tels que :

Pr : Pression de réservoir, **Pf** : Pression de fond de puits, **Ptp** : Pression en tête de puits, **Pa** : Pression atmosphérique

Lorsque, l'énergie potentielle du gisement est insuffisante, la récupération primaire reste possible mais nécessite un certain apport d'énergie, afin d'abaisser la valeur de la pression au fond du puits. Ce résultat peut être obtenu par pompage mécanique (une pompe étant placée au fond du puits et actionnée soit grâce à un moteur électrique immergé, soit depuis la surface par un train de tiges) ou encore par « gas lift » : Ce procédé consiste à injecter un gaz dans l'espace annulaire compris entre le tubage et la colonne de production). Ce gaz remonte, mélangé à huile

sous forme de bulles, par le tubage intérieur, ce qui a pour effet de diminuer la densité moyenne de fluide présent dans le puits, donc de diminuer la charge hydraulique.

Que le puits soit éruptif ou en pompage, le mécanisme de l'écoulement dans le gisement pendant la période de récupération primaire reste fondamentalement le même : Les fluides et la roche se décompressent, leur volume augmentent et c'est cette expansion qui permet la production au prix bien entendu. [3]

Divers mécanismes naturels susceptibles de ralentir cette diminution de pression, ils existent dans assez nombreux gisements, Ceux-ci sont:

1. Expansion de l'aquifère
2. Expansion du gaz dissous
3. Expansion du gaz cap
4. Drainage par gravité
5. Mécanisme d'entraînement affecté par le compactage du réservoir
6. Mécanisme d'entraînement combinaison [4].

1.1.1 Expansion de l'aquifère

Certains réservoirs communiquent avec une zone d'eau (aquifère) située en dessous (voir la figure I-3). Lorsque la pression du réservoir chute en raison de la production, l'eau comprimée dans un aquifère se dilate dans un réservoir et contribue au maintien de la pression. Ce mécanisme est appelé « water drive ». Le mécanisme d'entraînement de l'eau sera efficace si le réservoir est en contact avec un aquifère très grand, car la compressibilité de l'eau est très faible ou d'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface. Le mécanisme de l'eau est un très bon entraînement et les réservoirs peuvent produire du pétrole à plus de 50% de récupération dans de nombreux cas [4].

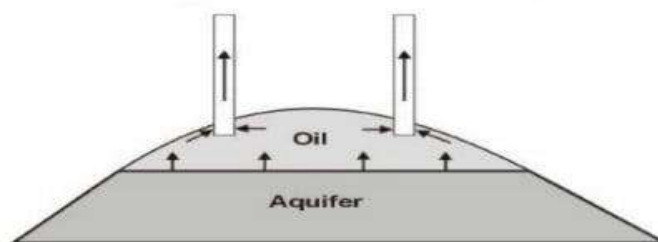


Figure I.3: Illustration de l'expansion de l'aquifère

1.1.2 Expansion du gaz dissous

Lorsque la pression du réservoir atteint le point de bulle, l'huile devient saturée et du gaz libre se présente dans le réservoir. L'expansion du gaz est une énergie principale pour produire un fluide de réservoir pour l'entraînement au gaz en solution (Voir la figure I-4). Au début, le gaz libre dans un réservoir ne peut pas se déplacer tant qu'il n'a pas dépassé la saturation critique en gaz. Ensuite, le gaz commencera à s'écouler dans un puits. Dans certains cas, où la perméabilité verticale est élevée, le gaz peut migrer vers le haut et devenir un bouchon de gaz secondaire, ce qui aide à la production de pétrole. Le facteur de récupération typique du réservoir d'entraînement au gaz en solution est d'environ 5 à 30 %. [4]

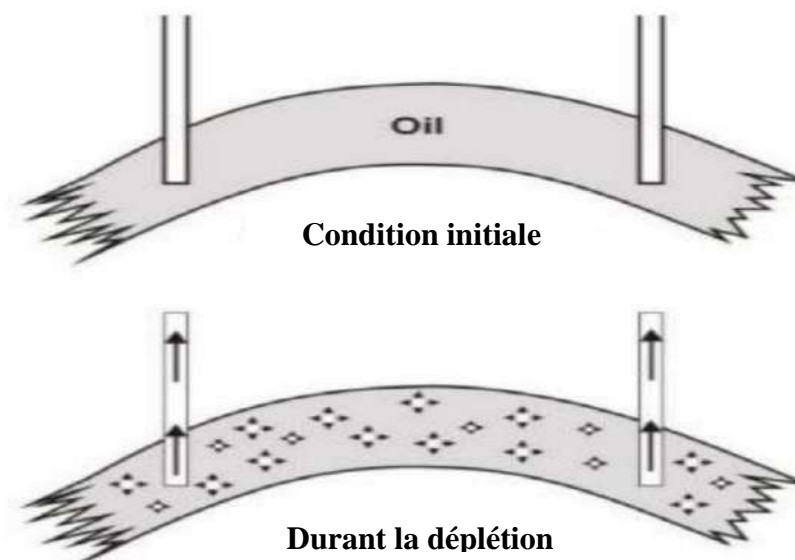


Figure I.4: Illustration de l'expansion du gaz dissous [4]

1.1.3 Expansion du gas cap

Dans les réservoirs d'hydrocarbures avec gas cap, l'expansion du gas cap applique une force à la colonne d'huile après production et réduction de la pression du réservoir (Voir la figure I-5). Cette pression est le principal mécanisme de production appelé drive by gas cap. Au cours de la production à partir de ce type de réservoirs, la pression du réservoir et la production de pétrole diminuent à un taux constant, mais le rapport gaz sur pétrole (GOR) augmente. Ce mécanisme peut atteindre un facteur de récupération d'environ 25% à 50% [4].

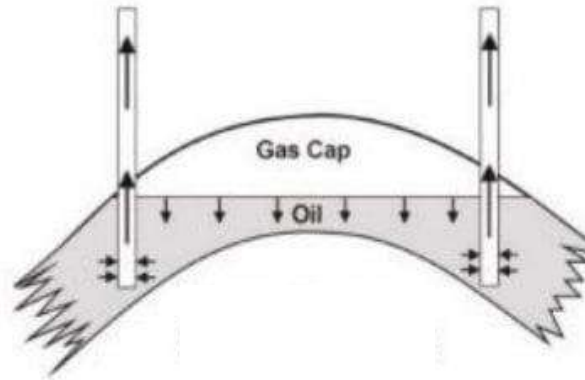


Figure I.5: Illustration de l'expansion du gas cap [4]

1.1.4 Drainage par gravité

Les différences de densité entre le pétrole, le gaz et l'eau entraînent leur ségrégation naturelle dans le réservoir. Ce processus peut être utilisé comme mécanisme d'entraînement, mais il est relativement faible, en pratique, il n'est utilisé qu'en combinaison avec d'autres mécanismes d'entraînement. L'illustration I-6 montre la production par drainage gravitaire. Cependant, il est extrêmement efficace sur longues périodes et peut donner lieu à des récupérations extrêmement élevées. Par conséquent, il est souvent utilisé en complément des autres mécanismes d'entraînement [4].

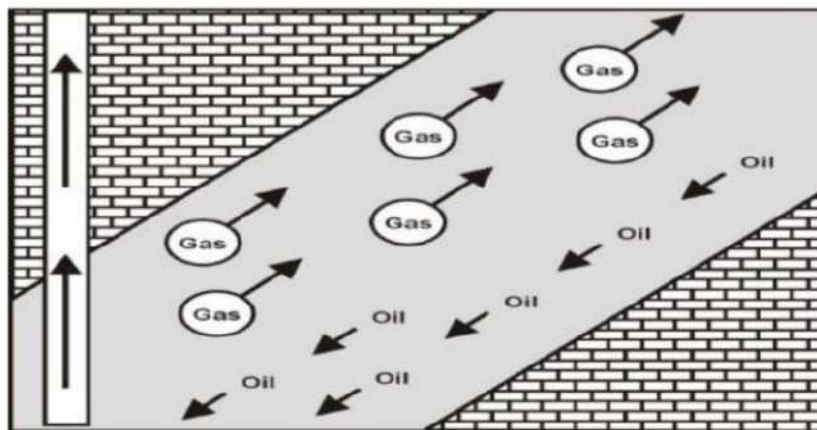


Figure I.6: Illustration de drainage par gravité [4]

1.1.5 Mécanisme d'entraînement affecté par le compactage du réservoir

Le pétrole dans l'espace poreux du réservoir est comprimé par le poids des sédiments sus-jacents et la pression des fluides qu'ils contiennent. Si du fluide est soutiré du réservoir, alors il est possible que l'appauvrissement de la pression dans l'espace poreux attribuable à la production de fluide puisse être compensé par les sédiments sus-jacents compactant les sédiments

inférieurs tels que ceux de la zone de production du réservoir. Ceci a pour impact de créer une réduction de la porosité et donc un effet de compression potentiel. [4]

I.1.6 Mécanisme drainage combinés

La plupart des gisements fonctionnent avec plus d'un mécanisme. La combinaison la plus courante d'entraînements est un entraînement à gaz dissous (avec ou sans gaz cap) avec un entraînement à eau faible. Lorsque le bouchon de gaz libre est combiné avec un entraînement à eau actif (Voir l'illustration I-7), l'entraînement combiné a plus d'efficacité [4].

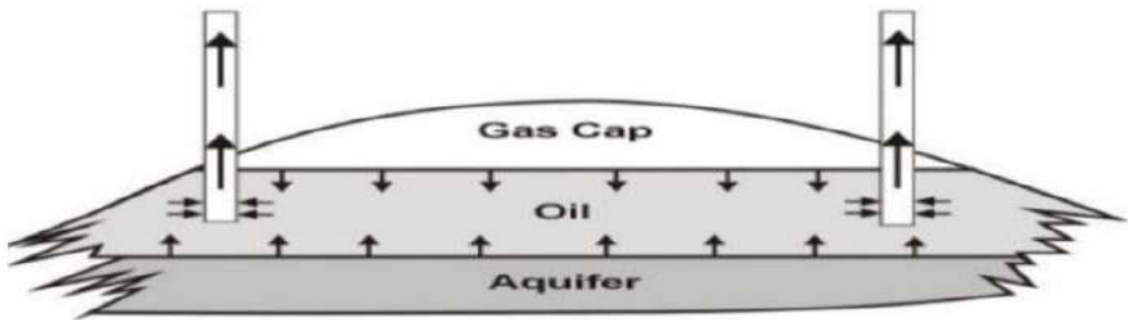


Figure I.7: Illustration du mécanisme drainage combinés [4]

I.1.7 Comparaison entre les différentes mécanismes

Les tendances de la pression du réservoir et du GOR pour chacun des trois (premiers) principaux mécanismes d'entraînement sont illustrées au schéma ci-dessous (fig: I-8). Notez en particulier que l'entraînement à eau maintient la pression du réservoir beaucoup plus élevée que les entraînements à gaz et a un GOR uniformément bas.

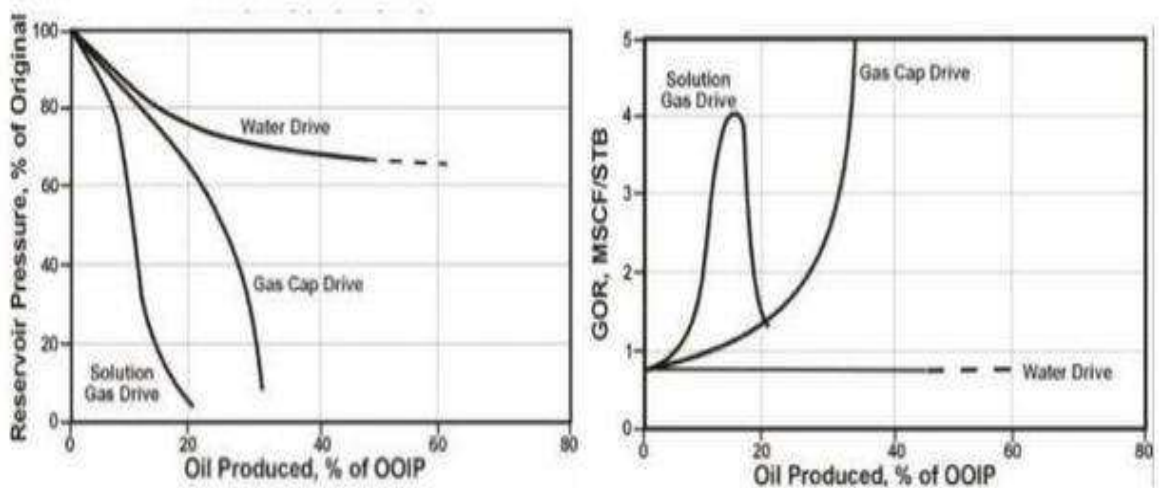


Figure I.8: Pression du réservoir et GOR pour les trois premiers mécanismes d'entraînement [4]

I.2 Récupération secondaire

Dans la majorité des cas, les mécanismes de récupération primaire ne permettent pas d'extraire des volumes économiquement suffisants de pétrole. C'est pourquoi il est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie après la décompression du gisement et quand la pression souterraine sera insuffisante pour forcer la migration du pétrole vers la surface. [1]

La deuxième étape de la production d'hydrocarbures au cours de laquelle un fluide externe tel que de l'eau ou du gaz est injecté dans le réservoir à travers des puits d'injection situés dans la roche qui est en communication avec les puits de production. Le but de la récupération secondaire est de maintenir la pression du réservoir et de déplacer les hydrocarbures vers le puits producteurs. trois techniques sont couramment utilisées

- Extraction par Injection d'eau
- Extraction par injection de gaz
- Extraction par injection de WAG

Les techniques sont illustrées ci-dessous (figure I-9)

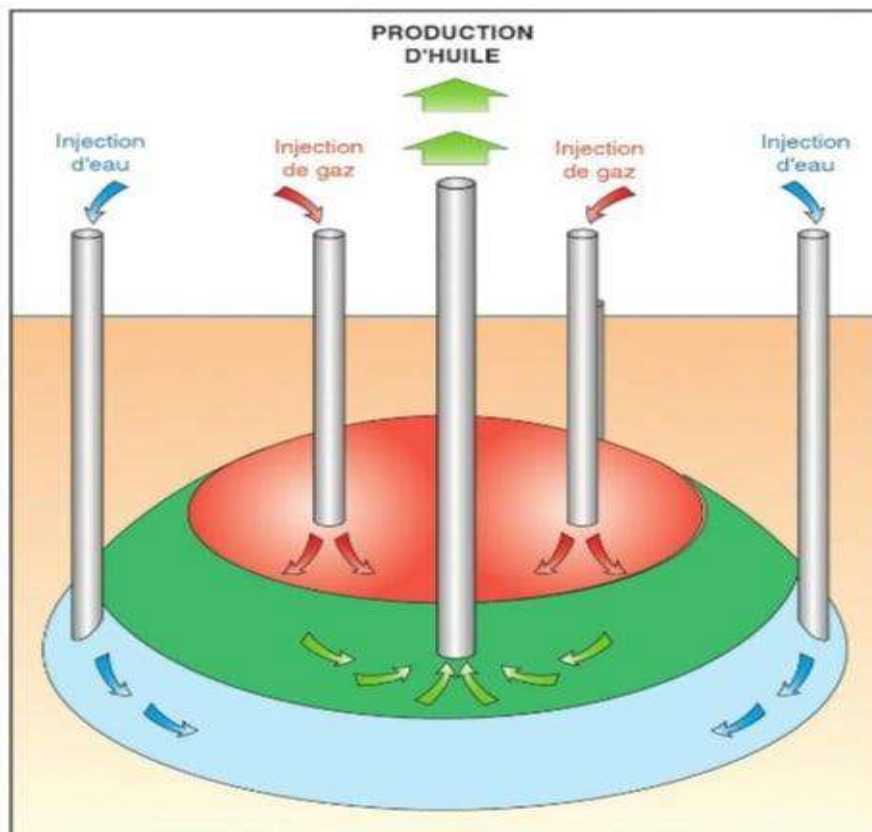


Figure I.9: La récupération secondaire de pétrole par injection d'eau ou gaz

1.2.1 Récupération par injection d'eau

La récupération par injection d'eau est la méthode la plus courante pour améliorer le taux de récupération des hydrocarbures. Elle consiste à forer des puits injecteurs ou convertir des puits producteurs en injecteurs et à y injecter de l'eau. D'une part, l'eau contribue à maintenir la pression de gisement en remplaçant l'huile déjà produite dans les pores de la roche-réservoir, et d'autre part, elle balaye la formation productrice, ce qui déplace l'huile vers les puits producteurs. Mais l'efficacité d'un tel déplacement dépend de nombreux facteurs (par exemple, la viscosité de l'huile et les caractéristiques de la roche) [1].

(C'est le sujet de notre recherche et nous l'examinerons en détail dans les chapitres 2 et 3)

1.2.2 Récupération par injection de gaz

L'injection de gaz repose sur le même principe, le fluide injecté dans le réservoir étant dans ce cas typiquement du gaz naturel. L'injection se fait soit dans le dôme de gaz soit directement dans l'huile, le gaz injecté dans un gisement d'huile rétablit la pression du réservoir et peut être récupéré par la suite.

Cette technique présente l'intérêt d'utiliser le gaz naturel produit associé avec le pétrole, lorsqu'il n'y a pas de marché sur place dans les zones désertiques lointaines ou en offshore, et que l'on n'a pas le droit de le brûler. L'injection de gaz nécessite de forer moins de puits que l'injection d'eau, mais elle requiert des équipements de compression lourds [1].

1.2.3 Récupération par injection de WAG (Water Alternate Gas) :

L'injection WAG est maintenant largement appliquée pour améliorer la récupération du pétrole dans les champs arrivés en maturité. Ce processus implique l'injection des cycles en alternance de gaz et d'eau. En raison de leurs faibles viscosités, les gaz ont une grande mobilité, ce qui entraîne une faible efficacité de balayage macroscopique. L'injection d'eau après le gaz permet de contrôler la mobilité du gaz et de stabiliser le front de déplacement. Les techniques de récupération WAG combinent les avantages de l'injection d'eau et de gaz, c'est-à-dire une efficacité de balayage macroscopique améliorée de l'injection d'eau avec l'efficacité de déplacement élevée de l'injection de gaz afin d'augmenter la production de pétrole supplémentaire.

1.2.4 Les Facteurs influant sur les méthodes de récupération secondaire :

L'injection d'eau ou de gaz non miscible dans un gisement d'huile conduit à des taux de récupération importants (de 40 à 60 %), mais l'efficacité de ces méthodes est en effet limitée

par deux phénomènes :

- **À l'échelle des pores** : un piégeage de l'huile s'opère par capillarité, il lui correspond la notion d'efficacité du déplacement.
- **À l'échelle du gisement** : certaines zones ne sont jamais envahies par le fluide injecté, car celui-ci peut rapidement former des cheminements préférentiels entraînant une circulation directe du puits d'injection au puits de production, sans que soit réalisé un déplacement de l'huile, à ce phénomène correspond la notion d'efficacité du balayage [3].

1.2.5 Comparaison entre différentes méthodes de récupération secondaire

Tableau I.1: Comparaison entre différentes méthodes de récupération secondaire

Injection d'eau	Injection de gaz
<ul style="list-style-type: none"> • Un bon rapport de mobilité • Une bonne efficacité même dans les réservoirs hétérogènes • Disponibilité à moindre coût. • injection 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.

1.2.6 Les cas d'applications la récupération secondaire

- ✓ Gisements à énergie naturelle faible : Huile sous-saturée, aquifère de volume négligeable ou très peu perméable.
- ✓ Gisements d'huile peu perméables ou de grandes dimensions
- ✓ Hétérogénéités : distribution spatiale défavorable des entrées naturelles d'eau ou de gaz conduisant à un retard du balayage dans certaines régions du gisement (exemple: barrières de perméabilités locales).

- ✓ Gisements de gaz à condensat [2].

I.3 La récupération tertiaire

La production d'un gisement pétrolier se déroule généralement en trois étapes, dont les deux premières permettent de récupérer en moyenne 30 % des réserves d'hydrocarbures, le pétrole qui ne peut pas être extrait par la récupération primaire ni par la récupération secondaire reste fixé dans la roche par action des forces capillaires ou bien du fait des viscosités très élevées.

Une troisième étape dite de récupération assistée du pétrole (Enhanced Oil Recovery « EOR ») peut permettre la récupération d'une partie du pétrole restant (entre 5 % et 20 %), grâce à des méthodes permettent d'améliorer l'écoulement de l'huile dans le réservoir en modifiant ses propriétés physiques et chimiques et ses interactions avec la roche réservoir [5].

Il existe trois principales techniques de récupération assistée de pétrole – EOR :

I.3.1 EOR chimiques :

Les techniques de récupération assistée de pétrole chimiques consistent en l'injection d'eau et d'additifs, principalement des polymères et dans une moindre mesure des tensio-actifs. Les polymères sont utilisés pour viscosifier l'eau injectée dans les réservoirs d'huile visqueuse, afin d'améliorer le balayage de l'huile par l'eau. En abaissant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau d'injection, les tensio-actifs réduisent très significativement le piégeage capillaire [6].

I.3.2 EOR thermiques

- **Injection de vapeur :**

Dans cette méthode, la vapeur est injectée à travers des puits d'injection et les fluides sont déplacés vers des puits de production qui sont forés selon des schémas spécifiés. Les mécanismes de récupération de cette méthode sont également basés sur la réduction de la viscosité d'huile. [6]

- **La combustion in situ :**

Il s'agit d'injecter du gaz oxygéné pour générer une combustion dans le réservoir, Une fraction de l'huile est consommée par cette combustion. la chaleur et Les gaz de combustion générés in situ combinés à la réduction de la viscosité de l'huile facilitent le transport de l'huile vers les puits producteurs [6].

1.3.3 EOR par injection de gaz

Les techniques de récupération assistée de pétrole par injection de gaz correspondent à l'injection dans le réservoir de gaz à haute pression, de type hydrocarboné, CO₂ ou N₂. Le gaz se mélange avec l'huile, diminue sa viscosité et améliore son écoulement vers le puits de production. La quantité récupérée dépend des caractéristiques de l'huile, du gaz, ainsi que de la pression et de la température du réservoir [6].

I.4 Méthodes d'estimation des réserves en place :

La connaissance des volumes des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment et en fonction directe des quantités d'huile et/ou de gaz contenues dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés (réserves en place). Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluides prouvés, probables et possibles pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines.

En général, en début de vie d'un gisement, on a :

$$\begin{aligned} & \text{Quantités prouvées} < \text{Quantités réelles} \\ & \text{Quantités prouvées} + \text{probables} + \text{possibles} > \text{Quantités réelles} \end{aligned}$$

Pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs. Il existe deux groupes de méthodes différentes et chaque méthode à ces propres bases et intérêts [2].

1.4.1 Méthode volumétrique:

La méthode volumétrique d'estimation des réserves est basée sur l'interprétation des données géologiques et pétrophysiques, elle se fait à partir des données provenant de deux sources différentes.

- La sismique : Elle fournit la géométrie externe du réservoir sous la forme de carte isobathes, ce qui permet de calculer le volume de la roche imprégné.
- Les forages : qui permettent d'atteindre le réservoir et évaluer les caractéristiques moyennes, soit à partir des diagraphies, soit à partir des mesures réalisées au laboratoire sur carottes [2].

La formule de calcul des réserves est exprimée comme suit :

$$N = V_R \cdot \frac{H_u}{H_t} \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_{oi}} \quad \text{(I.1)}$$

Où:

N : réserves en place exprimées en million m^3 .

H_u : hauteur utile moyenne de la zone en mètre.

H_t : hauteur total moyenne de la zone en mètre.

V_R : volume de roche imprégnée m^3 .

ϕ_{moy} : porosité moyenne pondérée à la hauteur (fraction).

S_{wi} : saturation moyenne d'eau initiale (fraction).

B_{oi} : facteur volumétrique initial d'huile.

1.4.2 Méthode dynamique (bilan matière):

Le bilan matières est un outil fondamental de réservoir engineering qui peut être utilisé pour fournir une meilleure compréhension du réservoir par :

- Estimation des réserves en place.
- Analyse et prédiction des performances futures du réservoir.
- Définir les régimes de drainage participant à la production et leurs taux de contribution.

1.4.2.1 Hypothèses de la méthode du bilan matière :

- Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du gisement.
- La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une manière à être négligeable.
- Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation.
- Les propriétés pétrophysiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil [2]

1.4.3 Principe

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant et s'accumulant dans le réservoir. Le concept de l'équation d'équilibre de matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Le schéma ci-dessous explique le principe de bilan matière

(figure : 1-10) Sous sa forme plus simple, l'équation peut être écrite sur la base volumétrique comme :

$$\left(\text{Quantité d'huile présente initialement dans le gisement} \right) - \left(\text{Quantité d'huile produite} \right) = \left(\text{Quantité d'huile restante en place} \right)$$

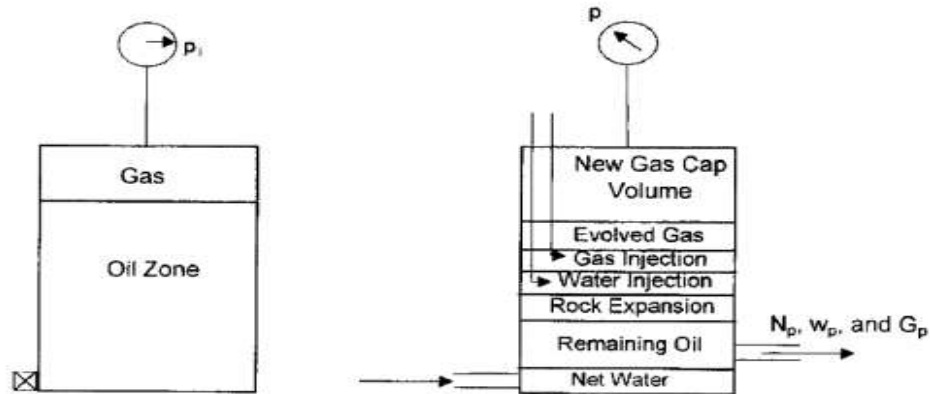


Figure I.10: Schéma de principe du bilan matière

Le bilan matière est donc une expression de la loi de conservation de masse des fluides qui s'écoulent dans le milieu poreux.

Avant d'évaluer les différents composants dans les équations suivantes, il est d'abord nécessaire de définir les paramètres suivants :

- N: est le volume d'huile initial en place.

Le volume total des pores exprimé en termes de volume initial N d'huile et le volume du gas cap peut être dérivé présentant le paramètre m définie comme suit:

$$m = \frac{\text{volume du gaz libre initial}}{\text{volume initial d'huile}} \quad \text{(I.2)}$$

- N_p est la production cumulée de pétrole en barils de stockage
- R_p est le rapport gaz huile cumulé : $\frac{\text{production cumulée de gaz (scf)}}{\text{Production pétrolière cumulée (STm3)}}$

Ensuite, les termes d'expansion dans l'équation du bilan matière peuvent être évalués comme suit :

I.4.4 Le changement de volume d'huile :

L'huile en place (N) occupera un volume de réservoir de NB_{oi} , à la pression initiale, tandis qu'à la pression inférieure p , le volume de réservoir occupé par le N sera NB_o comme représenté dans la figure : I-11, où B_o est le facteur de volume de formation d'huile à la pression inférieure.

La différence donne la dilatation du liquide comme :

- Volume d'huile initiale = $N.B_{oi}$
- Volume d'huile a un temps $t = (N-N_p)B_o$
- Diminution de volume d'huile = Volume d'huile initiale - Volume d'huile a un temps t
 $= N.B_{oi} - (N-N_p)B_o$

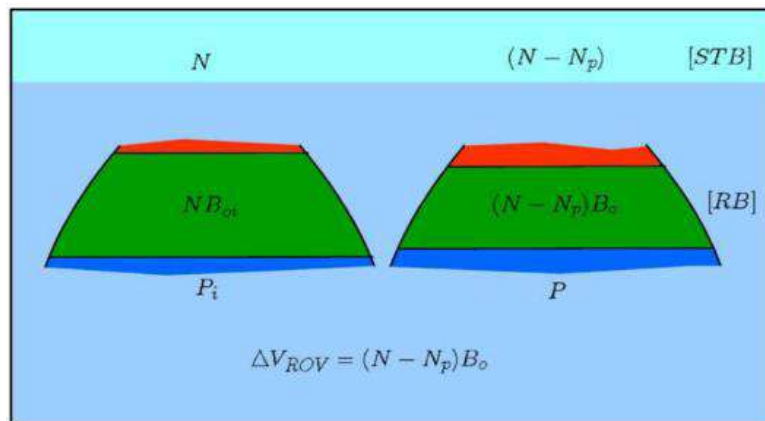


Figure I.11: Illustration de l'expansion d'huile.

I.4.5 Le changement de volume de gaz :

$$m = \frac{\text{volume du gaz libre initial}}{\text{volume initial d'huile}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad \text{(I.3)}$$

m : Le rapport de volume du gaz libre initial sur le volume initial d'huile.

D'où :

- Volume de gaz initial dans le gas cap : $GB_{gi} = m.NB_{oi}$
- Volume de gaz dans le gas cap à P, Avec le soutirage la pression de réservoir chute à une nouvelle pression P, le gas cap augmente et occupe un volume plus grand. (Voir la figure : 1-12). On suppose qu'aucun gaz n'est produit à partir du gas cap pendant le déclin de pression, le nouveau volume du gas cap peut être déterminé comme :

$$\text{Volume du gas cap à P} = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad \text{(I.4)}$$

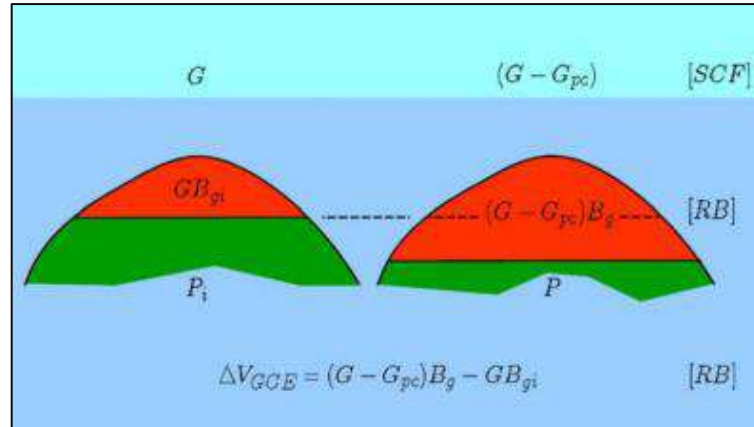


Figure I.12: Illustration de l'expansion du gaz libre

- Volume de gaz libre dans le réservoir :

$$\left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{libéré} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{initialement en solution} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{produit} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{reste en solution} \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{libéré} \end{array} \right] = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s]B_g \quad \text{(I.5)}$$

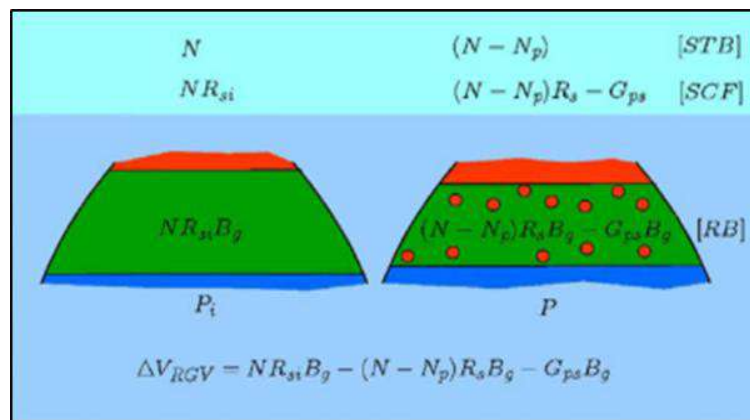


Figure I.13: Illustration de l'expansion du gaz dissout

I.4.6 Le changement de volume d'eau :

- Volume d'eau initial : W
- Volume d'eau produit : $W_p B_w$
- Volume des entrées d'eau : W_e
- Volume d'eau injecté : $W_{inj} B_w$

Voir la figure : I-14

Changement de volume d'eau =

$$W_e - W_p B_w + (W_{inj} B_w) - (W \cdot C_w \cdot \Delta P) \quad \text{(I.6)}$$

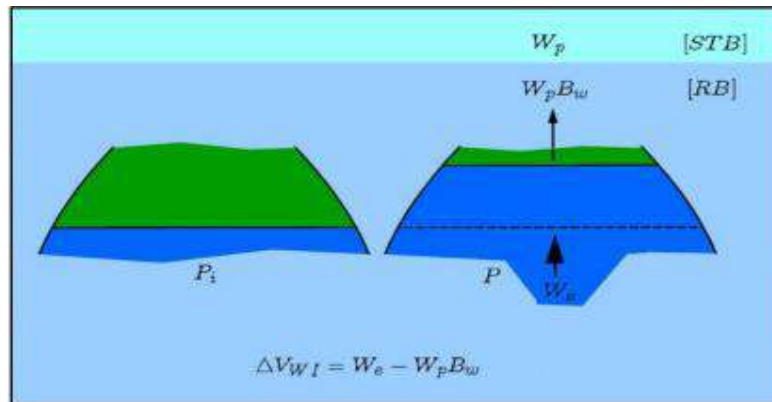


Figure I.14: Illustration de changement de volume d'eau

I.4.7 Le Changement de volume de la roche :

$C = \frac{-1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P}$, de cette équation on tire :

- Changement de volume de pore : $C_f \cdot V_f \cdot \Delta P$
- Changement de volume de l'eau : $C_w \cdot V_w \cdot \Delta P = C_w \cdot V_f S_{wi} \cdot \Delta P$, Car : $S_{wi} = V_w / V_f$

Donc le changement de volume de la roche est : $\Delta V_r = C_f \cdot V_f \cdot \Delta P + C_w \cdot V_f S_{wi} \cdot \Delta P$

Donc :

$$\Delta V_r = V_f (C_f + C_w S_{wi}) \Delta P \quad \text{(I.7)}$$

On a aussi :

$$V_f = V_w + V_o + V_g \quad \text{(I.8)}$$

Alors :

$$V_f (1 - S_{wi}) = V_o + V_g = mN_{Boi} + N_{Boi} \quad \text{(I.9)}$$

C_f : Compressibilité de la formation

ΔP : Chute de la pression

V_f : Volume poreux

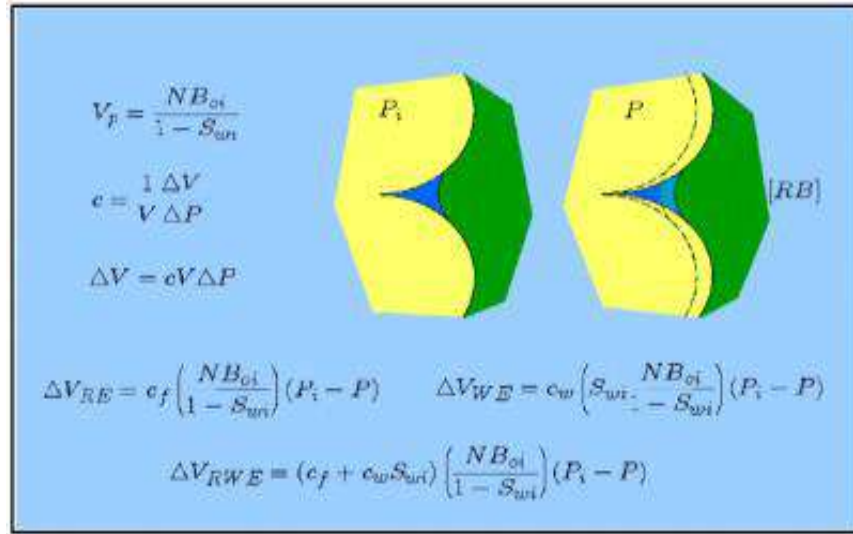


Figure I.15: Expansion de la roche

De (I.7) et (I.9) on a :

Changement total du volume des pores:

$$V_f = \left[\frac{(N \cdot B_{oi} + m \cdot NB_{oi})}{1 - S_{wi}} \right] \cdot (C_w S_{wi} + C_f) \cdot \Delta P \quad (\text{I.10})$$

$$= NB_{oi}(1 + m) \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P$$

- Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés :

$$\text{Volume d'injection} = G_{inj} B_{gi} + W_{inj} B_w$$

En tenant compte de la compressibilité et en remplaçant W et Vf par leurs valeurs dans l'équation (I.10) on aura :

$$W_e - W_p B_w + (W_{inj} B_w) - (1 - m) NB_{oi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \cdot \Delta P \quad (\text{I.11})$$

L'équation du bilan matière peut être écrite sous une forme généralisée comme suit :

$$(a) + (b) = (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) \quad (\text{I.12})$$

Remplaçant (a), (b), ... , (h) par leurs équations citées auparavant dans l'équation (I.12), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
 N \left[B_{oi} - B_o + B_g (R_s - R_{si}) + m B_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1+m) B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \right] \Delta P & \quad (I.13) \\
 + N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] & = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g
 \end{aligned}$$

C'est l'équation générale du bilan matière. Cette équation est applicable pour un gisement produisant avec tous les régimes de drainage naturels ainsi que l'injection d'eau et de gaz.

Conclusion

Le processus de production d'hydrocarbure est divisé en trois étapes. La récupération primaire de pétrole est acheminée via la source d'énergie naturelle disponible dans le réservoir. Lorsque cette énergie diminue entraînant une baisse importante de la production de pétrole, donc une énergie doit être ajoutée au réservoir pour maintenir la pression du réservoir afin de produire de l'huile supplémentaire. Cette étape est appelée récupération secondaire du pétrole, qui utilise divers mécanismes, y compris l'injection de gaz et l'injection d'eau dans le réservoir pour forcer et déplacer l'huile résiduelle restante.

La dernière étape est la récupération tertiaire du pétrole (EOR), qui utilise différentes techniques, telles que l'injection chimique, l'injection miscible et des méthodes thermiques pour extraire l'hydrocarbure laissé derrière la méthode de récupération primaire et secondaire [7].

C H A P I T R E

II

LA RECUPERATION

SECONDAIRE

D'HYDROCARBURES PAR

INJECTION D'EAU

CHAPITRE II :

Introduction

L'injection d'eau est une technique de récupération secondaire qui est utilisée pour améliorer la production d'un réservoir pour atteindre la récupération maximale d'huile sous conditions économiques. L'injection d'eau est considérée comme la technique alternative à la récupération primaire, qui est appliquée après l'épuisement de l'énergie naturelle disponible dans le réservoir [8] dans laquelle l'énergie nécessaire pour déplacer le pétrole de la roche réservoir dans un puits de production est fournie depuis la surface au moyen d'une injection d'eau dans le gisement, la figure II-1 explique la technique de l'injection d'eau. L'eau agit comme un piston et fait avancer l'huile vers les puits producteurs. Étant donné que le pétrole et l'eau ne sont pas miscibles, ce déplacement est appelé déplacement non miscible [4]. L'injection d'eau est utilisée aussi pour éviter les basses pressions dans le réservoir, l'eau remplace l'huile qui a été prélevée, ce qui maintient la pression et taux de production à long terme.

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

- Son faible coût
- Sa disponibilité en volumes suffisants
- Son efficacité de déplacement de l'huile : (selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et d'hétérogénéité de la roche réservoir). [9]

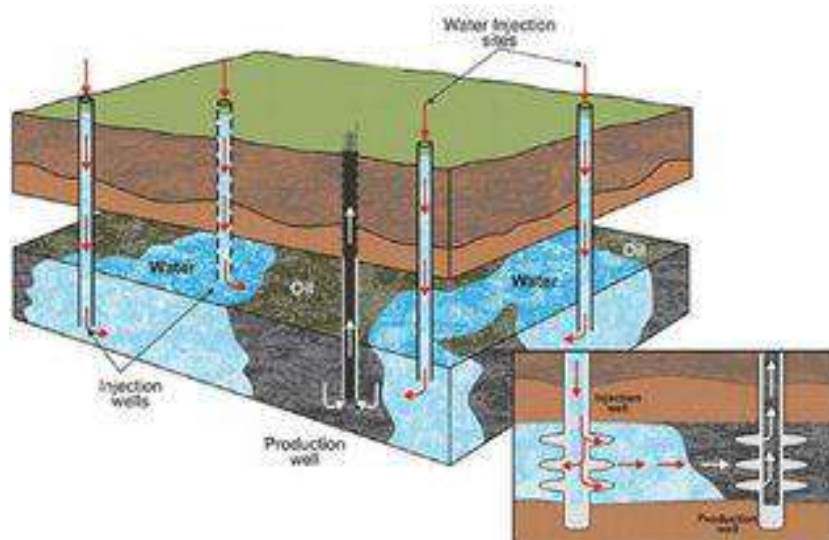


Figure II.1: Illustration de technique injection d'eau

II.1 Les buts de l'injection d'eau

Les objectifs l'injection d'eau sont de deux types :

- a) Eliminer l'eau - souvent salée - produite avec l'huile, quand sa décharge en surface n'est pas possible.
- b) Améliorer la récupération de l'huile par :
 - Maintien de pression, pour assister un aquifère naturel insuffisant.
 - Plus généralement, amélioration du balayage des zones productrices latéralement ou verticalement [9].

II.2 Principe de l'injection d'eau :

Les projets d'injection d'eau sont conçus selon le concept de «remplacement des vides» c'est-à-dire qu'une quantité suffisante d'eau doit être injectée pour remplacer les volumes de fluides de production [5]. Elle consiste à pomper de l'eau à travers un puits d'injection dans le réservoir, l'eau ensuite à travers l'espace poreux et balaie le pétrole vers un autre ensemble de puits appelés puits de production. En conséquence, la récupération totale de pétrole du réservoir augmente, Pour mieux comprendre :

Considérons un réservoir homogène constitué d'une seule couche dans laquelle les fluides s'écoulent horizontalement à une saturation constante tout le long du réservoir.

- 1^{ère} période (début de l'injection) :

En supposant que l'injection d'eau commence après une période de déplétion naturel du réservoir, la pression du réservoir est généralement inférieure à la pression de bulle, par conséquent le gaz se libère en formant une couche uniforme. Le début de l'injection s'accompagne d'une augmentation de la pression dans le réservoir, elle est importante autour du puits injecteur et décroissante en direction du puits producteur. 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. La figure II-2 montre l'état des fluides dans le réservoir avant que l'injection commence.

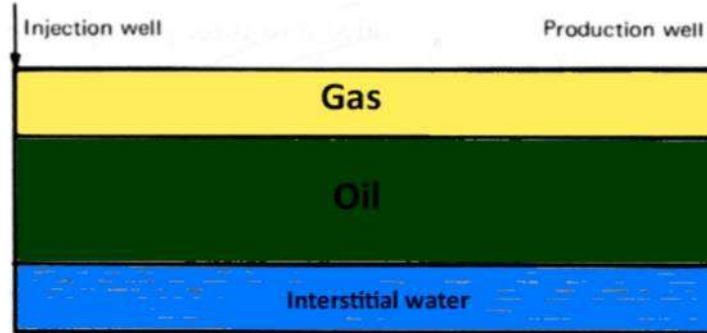


Figure II.2 : Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « avant l'injection d'eau »

- 2^{ème} période (Milieu de vie de l'injection) :

Lors de la phase initiale d'injection, un front d'eau cylindrique se forme autour de chaque puits d'injection, dont le rayon augmente avec l'injection, derrière le front d'eau la saturation d'huile diminue progressivement jusqu'à atteindre la valeur de saturation résiduelle. A la fin de la période de remplissage le front continue d'avancer, mais le débit de production augmente qui est pratiquement égal au débit d'injection (à l'échelle du réservoir).. La figure II-3 montre l'état des fluides dans le réservoir avant que l'injection commence.

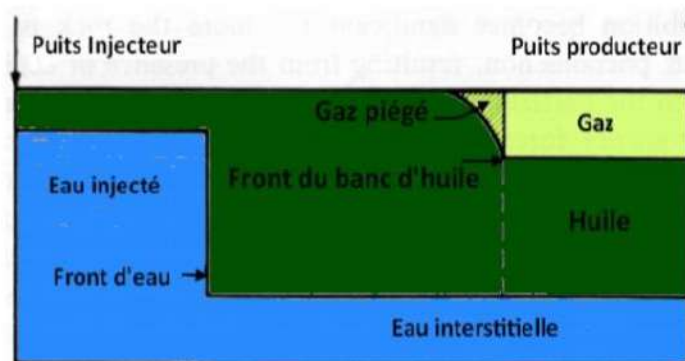


Figure II.3: Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « pendant l'injection d'eau »

- 3^{ème} période (Tard dans la vie de l'injection) :

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 trouve derrière le front est effectuée par l'injection d'un volume d'eau considérable, généralement les puits producteurs sont abandonnés à un Water Cut, l'état des fluides dans le réservoir « après l'injection d'eau » est représenté dans la figure II-4. [4]



Figure II.4: Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « après l'injection d'eau »

II.3 Facteurs influant sur l'injection :

II.3.1 Propriétés des fluides

Les propriétés physiques des fluides du réservoir ont des effets prononcés sur la pertinence d'un réservoir donné pour un développement ultérieur par injection d'eau.

- La viscosité du pétrole brut est considérée comme la plus importante propriété de fluide qui affecte le degré de réussite d'un projet d'injection. La viscosité de l'huile a pour effet important de déterminer la mobilité, c'est un rapport qui à son tour contrôle l'efficacité du balayage.
- Saturation des fluides, Pour déterminer l'adéquation d'un réservoir à l'injection d'eau, un niveau élevé de la saturation en pétrole qui fournit un approvisionnement suffisant en pétrole récupérable, c'est le critère principal de la réussite des opérations d'injection. Notez que la saturation d'huile est plus élevée au début des opérations d'injection, il augmente la mobilité de l'huile qui à son tour donne une efficacité de récupération plus élevée. [10]

II.3.2 Géométrie du réservoir

La géométrie surfacique du réservoir influencera l'emplacement des puits et cela définira essentiellement les méthodes dans lesquelles un réservoir peut être produit grâce à des pratiques d'injection d'eau. Une analyse de la géométrie du réservoir et des performances du réservoir est souvent importante lorsqu'il s'agit de définir la présence de la force d'une pulsion de l'eau pour compléter l'injection. Si un aquifère est classé comme aquifère actif, l'injection peut être inutile. [10]

II.3.3 Profondeur du réservoir :

La profondeur du réservoir a une influence importante sur les aspects techniques et économiques d'un projet d'injection d'eau, puisque la pression d'injection augmente avec la

profondeur, Ce qui réduit le facteur de récupération ultime et augmenter les coûts d'exploitation total du projet.

D'autre part, un réservoir peu profond impose une contrainte sur la pression d'injection utilisable, car celle-ci doit être inférieure à la pression de rupture. Dans les opérations d'injection, il existe une pression critique si elle est dépassée, elle permet à l'eau injectée d'élargir les ouvertures le long des fractures ou de créer des fractures. Il en résulte la canalisation de l'eau injectée ou le contournement de grandes parties de la matrice du réservoir. [10]

II.3.4 Lithologie de réservoir et propriétés des roches

La lithologie du réservoir et les propriétés des roches affectent la capacité et le succès des injections, telles que : porosité, perméabilité, teneur en argile et épaisseur nette.

Dans certains systèmes de réservoirs complexes, seule une petite partie de la porosité totale, telle que la porosité de fracture aura une perméabilité suffisante pour être efficace dans les opérations d'injection d'eau. Les réservoirs étanches (à faible perméabilité) ou les réservoirs à faible épaisseur possèdent des problèmes d'injection d'eau en fonction de débit ou pression d'injection.

II.4 Caractéristiques de l'injection

Une injection est réglée essentiellement par les volumes de fluide disponible, le type de fluide injecté et la configuration des puits d'injection.

II.4.1 Volume de fluide injecté

- Si ce volume est égal, en conditions de fond, aux volumes d'huile, de gaz et d'eau produits, on parlera de maintien de pression.
- Si le volume injecté est supérieur, il s'agit d'une récompression (cas d'un gisement très déplété). [2]

II.4.2 Type de fluide

L'injection est plus efficace si le fluide injecté est plus visqueux et donc le rapport de mobilité est plus faible. L'eau sera un bon vecteur pour les huiles légères, moins bon pour les huiles plus visqueuses [2].

II.4.2.1 Taux de mobilité

La mobilité est une mesure relative de la manière d'un fluide à se déplacer dans les milieux poreux. La mobilité apparente est définie comme le rapport de perméabilité relative à la viscosité du fluide, La perméabilité relative étant une fonction des saturations de fluide. Le rapport de mobilité (M) est une mesure de la mobilité relative apparente dans un processus de déplacement, elle est donnée par l'équation :

$$M = \frac{\text{mobilité de la phase déplacement}}{\text{mobilité de la phase déplacée}} = \frac{\lambda_{water}}{\lambda_{oil}} = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (\text{II.1})$$

D'où :

M : Taux de mobilité au point final

λ_{water} : Mobilité de l'eau (mD)

λ_{oil} : Mobilité d'huile (mD/cP)

k_{rw} : Perméabilité relative de l'eau (mD)

k_{ro} : Perméabilité relative à l'huile (mD)

μ_o : Viscosité de l'huile (cP)

μ_w : Viscosité de l'eau (cP)

Selon la valeur de M, le déplacement peut être caractérisé par :

- $M < 1$: l'injection effectuée est stable, l'eau injectée se comporte comme un piston et pousse l'huile et la récupération est élevée,
- $M > 1$: l'injection effectuée est instable en raison d'un phénomène connu sous le nom (viscous fingering), fait référence à une percée du fluide injecté suite à une grande différence de viscosité entre phase aqueuse et huileuse, et la récupération est faible,
- $M = 1$: l'eau et l'huile se déplacent avec le même rythme..

Une valeur plus élevée du taux de mobilité implique une réduction de l'efficacité injections [11]

II.4.3 Configuration des puits d'injection.

L'une des premières étapes de la conception d'un projet d'injection est la sélection de motifs ,qui fournir au fluide d'injection le contact maximum possible avec le système de pétrole brut. Ceci peut être effectué par :

- La conversion de puits producteurs existants en puits injecteurs.
- Forage de nouveaux puits. [10]

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

- Optimiser le taux d'eau injectée, en atteignant le meilleur rendement de récupération d'huile.
- L'hétérogénéité du réservoir est en relation avec la perméabilité en différents points, la fracture de la roche du réservoir, l'inclinaison et d'autres éléments qui doivent être pris en compte.
- Avoir une cohérence maximale avec les puits forés disponibles et nécessitant moins de puits à forer.
- Des facteurs tels que l'emplacement approprié pour les installations d'injection et d'autres éléments en relation avec les opérations d'injection qui doivent être cohérents avec le chemin d'injection [4]

En général, la sélection d'un modèle d'injection approprié pour le réservoir dépend du nombre et de l'emplacement des puits existants, cinq types d'arrangements de puits sont utilisés dans les projets d'injection :

- Schémas d'injection irréguliers
- Schémas d'injection périphériques
- Schémas d'injection centrale
- Schémas d'injection réguliers
- Schémas d'injection crestal et basal [10]

II.4.3.1 Schémas d'injection irréguliers

Un schéma d'injection irrégulier est considéré comme le type d'injection d'eau typique qui ne nécessite pas de plan de conception. Ce type d'injection d'eau peut être appliqué pour tout type de réservoir qui ne dépendait pas de la topographie d'emplacements de surface et aussi il ne dépendait pas de la lithologie des roches gréseuses dans le réservoir.

C'est le type le plus simple qui peut mettre des puits d'injection dans n'importe quel endroit du réservoir. Tout emplacement adapté à l'injection d'eau et peut soutenir la production de puits autour de lui sans en pensant au modèle ou à l'emplacement suivant des injecteurs. Le modèle irrégulier est des puits d'injection qui sont mis dans le réservoir dans un endroit qui permet de gérer le réservoir d'une manière parfaite. Tous les réservoirs qui ont plus de trois puits sont disponibles pour le projet d'injection irrégulière. Ce type est fortement recommandé en cas d'argent n'est pas suffisant pour construire un modèle d'injection d'eau ou le potentiel du réservoir n'est pas requis en raison de la faible potentielle ou faible saturation résiduelle en huile. L'efficacité de la récupération du modèle d'injection irrégulière de l'eau est de 46 %. [8]

II.4.3.2 Schémas d'injection périphériques

En injection périphérique, les puits injecteurs sont situés en limite externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur du réservoir comme représenté dans la figure : II-5, ses principales caractéristiques sont:

- L'injection périphérique permet généralement une récupération maximale du pétrole avec un minimum d'eau produit.
- La production de quantités importantes d'eau peut être retardée jusqu' il ne reste que la dernière rangée de producteurs.
- En raison du nombre faible d'injecteurs par rapport aux nombre de producteurs, il faut beaucoup de temps pour que l'eau injectée se remplisse l'espace du réservoir. Le résultat est un retard dans la réponse du champ à l'injection.
- Pour une injection périphérique réussie, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le mouvement de l'eau injectée au débit souhaité sur la distance entre les puits d'injection et la dernière lignée des puits producteurs.
- Les résultats des injections périphériques sont plus difficiles à prévoir. Le déplacement de fluide a tendance de déplacer le pétrole au-delà des puits producteurs internes, qui sont donc difficiles à produire.
- Les taux d'injection sont généralement un problème parce que les puits d'injection continuent de pousser l'eau sur de plus grandes distances [10].

L'efficacité de récupération du modèle d'injection périphérique l'eau est de 65 % [8].

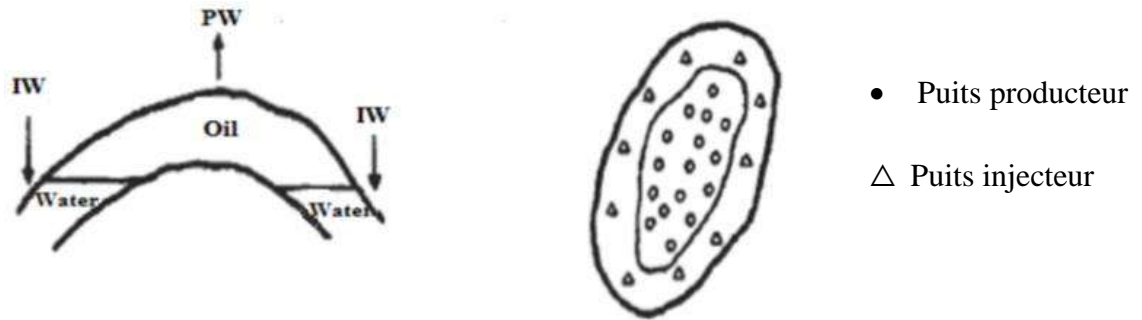


Figure II.5: Schémas d'injection périphériques

II.4.3.3 Schémas d'injection centrale :

L'injection concentrée (centrale) est l'opposé de l'injection périphérique, où le puits d'injection est situé au centre du champ et l'injection a lieu à l'extérieur, comme le bouchon de gaz dans le dépôt anticlinal, le puits d'injection est généralement concentré dans l'anticlinal autour le haut, comme représenté sur la figure : II-6.

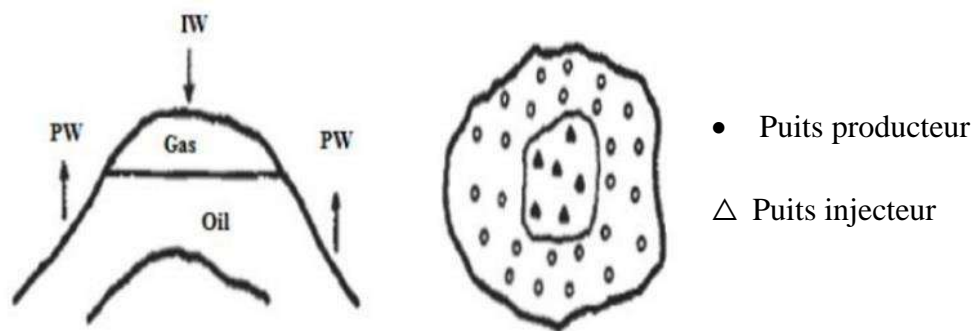


Figure II.6: Schémas d'injection centrale

II.4.3.4 Schémas d'injection réguliers

Les champs pétroliers sont aménagés selon un schéma très régulier. Une grande variété des arrangements de puits d'injection-production ont été utilisés dans les projets d'injection. Les modèles les plus courants, sont ce qui suit:

- **Entraînement en ligne direct**

Les lignes d'injection et de production sont directement opposées les uns aux autres. Le modèle est caractérisé par deux paramètres : a = distance entre puits de même type, et d = distance entre lignes d'injecteurs et de producteurs. [10]

L'efficacité de récupération d'entraînement en ligne direct est de 63 %. [8]

- **Entraînement en ligne décalée :**

Les puits sont en lignes comme en ligne directe, mais les puits injecteurs et puits producteurs ne sont plus directement opposés mais déplacés latéralement par une distance de $a/2$. [10]

L'efficacité de récupération d'entraînement en ligne décalée est de 55 %. [8]

- **Five spot :**

Il s'agit d'un cas particulier de l'entraînement en ligne décalée dans lequel la distance entre tous les puits identiques est constante, c'est-à-dire $a = 2d$.

Quatre puits d'injection forment ainsi un carré avec un puits de production au centre.

- **Seven spot :**

Les puits d'injection sont situés au coin d'un hexagone avec un puits de production en son centre.

- **Nine spot :**

Ce modèle est similaire à celui Five spot mais avec un puits d'injection supplémentaire foré au milieu de chaque côté de la carré. Le modèle contient essentiellement huit injecteurs entourant un producteur. [10]

La figure : II-7 montre les modèles les plus courants dans l'injection réguliers :

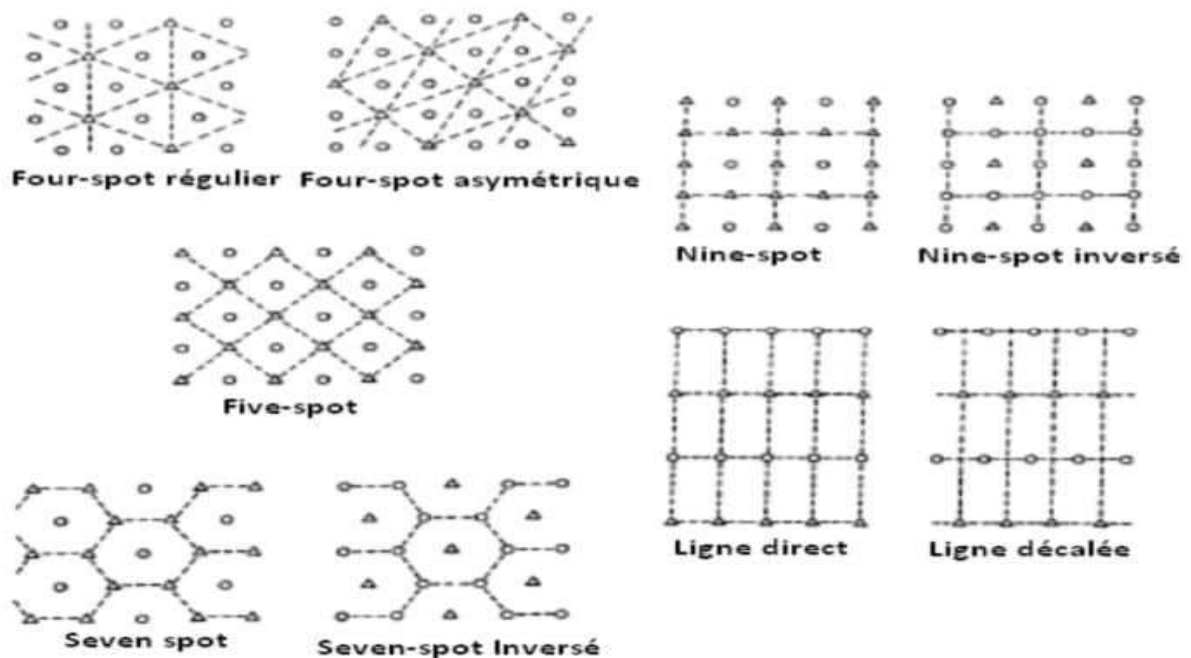


Figure II.7: Schémas d'injection réguliers

II.4.3.5 Schémas d'injection crestal et basal

Dans l'injection crestal (figure : II-8), comme son nom l'indique, l'injection se fait par puits situés au sommet de la structure. En injection basale, le fluide est injecté au bas de réservoir. De nombreux projets d'injection d'eau utilisent des schémas d'injection avec des avantages supplémentaires tirés de la gravité de ségrégation. [10]

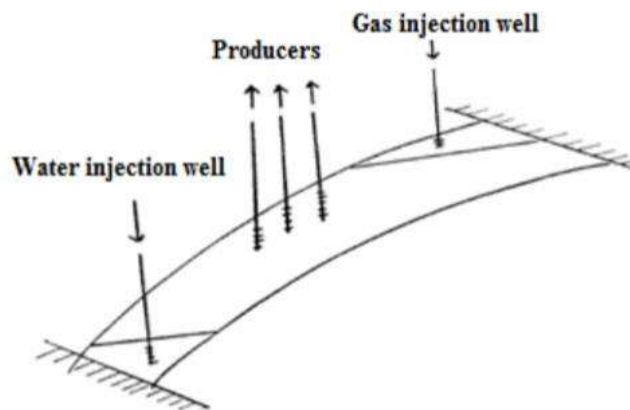


Figure II.8: Schémas d'injection crestal et basal

II.5 Temps optimal pour l'injection

Les facteurs importants pour déterminer le temps optimal pour lancer un projet de récupération secondaire sont :

- Viscosité de l'huile du réservoir : L'injection d'eau doit commencer lorsque la pression du réservoir atteint sa pression de bulle, la viscosité de l'huile atteint sa valeur minimale à cette pression, la mobilité d'huile augmentera avec la diminution de sa viscosité, ce qui à son tour améliore l'efficacité de balayage.
- Saturation en gaz libre : Dans les projets d'injection d'eau, Il est souhaitable d'avoir une saturation initiale en gaz, peut-être jusqu'à 10 %. Cela se produira à une pression inférieure à la pression de bulle.
- Coût du matériel d'injection : Ceci est lié à la pression du réservoir, et à des pressions plus élevées, le coût du matériel d'injection augmente. Donc, une faible pression de réservoir au début de l'injection est souhaitable.
- Durée de vie globale du réservoir : Parce que les charges d'exploitation sont des éléments importants inclus dans la partie des coûts totaux, le processus d'injection de fluide doit être démarré le plus tôt possible [10]

II.6 Efficacité globale de récupération :

Le facteur de récupération global (efficacité globale) RF d'huile par injection d'eau est le produit d'une combinaison de trois facteurs d'efficacité donnés par l'expression généralisée suivante :

$$RF = E_S \cdot E_V \cdot E_D \tag{II.2}$$

En termes de production d'huile cumulée :

$$N_p = N_S \cdot E_S \cdot E_V \cdot E_D \tag{II.3}$$

D'où :

E_D = efficacité de déplacement

E_S = efficacité de balayage surfacique

E_V = efficacité de balayage vertical

N_S : Huile en place initial au début de l'injection, (STm3)

N_P : pétrole cumulé produit, (STm3) [11]

II.6.1 Efficacité de balayage surfacique E_S

C'est la fraction de la surface du réservoir que l'eau va contacter. (Voir la figure : I-9)

$$E_S : \text{Efficacité Superficielle} = \frac{\text{surface balayée par le front}}{\text{surface totale}} \tag{II.4}$$

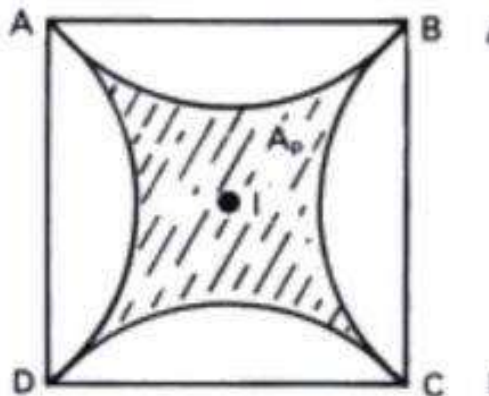


Figure II.9: Illustration de balayage surfacique

Les principaux facteurs déterminant de l'efficacité de balayage surfacique sont :

- Mobilités fluides
- Type de motif

- Hétérogénéité surfacique
- Volume total de fluide injecté [2]

II.6.2 Efficacité de balayage vertical EV

C'est la fraction de la section verticale des couches balayées par les fluides injectés, comme représenté sur la figure : II-10. Cette efficacité verticale se définit comme le rapport de l'aire balayée sur l'aire totale, pour une tranche verticale :

$$E_V = \frac{\text{surface balayée par le front}}{\text{surface A'B'C'D'}} \quad (\text{II.5})$$

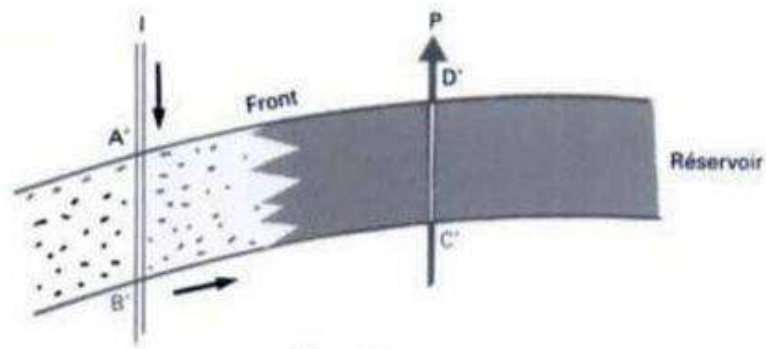


Figure II.10 : Illustration de balayage vertical

Les principaux facteurs déterminant l'efficacité de balayage vertical

- Hétérogénéité verticale
- Degré de ségrégation par gravité
- Mobilités fluides
- Volume d'injection total [2]

II.6.3 Efficacité de déplacement ED

Elle est la fraction d'huile mobile qui a été récupéré de la zone balayée à un moment ou à un volume injecté donné, Parce qu'une injection d'eau sera toujours laisser un peu d'huile résiduelle, ED sera toujours inférieur à 1. [2]

$$E_D = \frac{\text{Volume d'huile au début de la injection} - \text{Volume d'huile restant}}{\text{Volume d'huile au début de la injection}} \quad (\text{II.6})$$

II.7 Le phénomène du coning

Le phénomène du coning, appelé aussi cône, consiste de la déformation locale d'une interface huile/eau dans le puits de production. L'interface tend à se déformer sous forme de cône Cette

interface se rapprochera davantage de puits pendant la période d'exploitation, il entraînant l'entrée en production d'eau par un mouvement ascendant. [12]

II.7.1 Causes phénomène du coning

La tendance d'avoir un coning est proportionnelle à la viscosité d'huile et inversement proportionnelle à la différence de densité entre les deux phases. En conséquence, Le phénomène de coning peut avoir lieu lorsque l'effet de la faible viscosité d'eau par rapport à l'huile à certain débit est plus grand que l'effet de ségrégation par différence de densité.

- Les réservoirs de haute perméabilité présentent moins de tendance de coning que les réservoirs de faible perméabilité.
- Dans les réservoirs naturellement fracturés, particulièrement ceux avec des fractures verticales, le coning d'eau devient plus grave malgré la perméabilité de réservoir élevée [12]

II.8 L'eau d'injection

II.8.1 Les sources d'eau d'injection:

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

- ✓ l'eau de mer (offshore notamment)
- ✓ l'eau des rivières et des estuaires
- ✓ l'eau des aquifères
- ✓ les eaux usées

L'eau produite est souvent utilisée comme fluide d'injection. Cela réduit le risque d'endommagement de la formation dû à des fluides incompatibles, de plus éliminer l'eau produite qui est contaminée par des hydrocarbures et des solides. [13]

Comme les volumes d'eau produite ne suffisent pas à remplacer tous le volume de production (pétrole et gaz, en plus de l'eau), il faut fournir de l'eau d'une autre source :

- L'eau de l'aquifère sont utilisées comme source d'eau "d'appoint", car elle est pure par rapport à l'eau de la rivière.
- Pour les installations offshore, il n'y a pas mieux choix que l'eau de mer après élimination de l'oxygène de l'eau, car elle favorise la corrosion et aide à la croissance de certaines bactéries qui peuvent obstruer les pores de la roche et il est également responsable de la production de sulfure d'hydrogène.

II.9 Les problèmes de l'injection d'eau :

II.9.1 Incompatibilité chimique

L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement pendant la récupération secondaire provoque des dépôts de minéraux. En raison de la composition chimique différente de l'eau (d'Albien) injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation (Cambrien) qui contient les cations alcalino-terreux, les dépôts sont également responsable de l'endommagement de la formation et réduction de la perméabilité du milieu poreux.

II.9.2 Les percées :

La plupart des puits producteurs présentent une récupération élevée tout au long de leur durée de vie grâce à l'injection d'eau ou de gaz, avec un pourcentage croissant d'eau et de gaz dans le fluide produit (percée), ce qui conduit à une baisse rapide de la productivité ou même la fermeture de puits, ainsi qu'une augmentation des coûts d'exploitation associés à la nécessité de transporter, de séparer et de stocker de grandes quantités d'eau et de gaz naturel.

➤ Les causes de percées :

- Réservoir hétérogénéité : Zone avec fracture ou contraste de perméabilité qui réduira l'efficacité d'injection d'eau.
- Zone à haute perméabilité : La zone à haute perméabilité permet à l'eau de couler plus vite
- Mauvaise adhérence du ciment : Mauvaise adhérence du ciment à proximité de la canalisation de puits de forage, qui permet à l'eau de l'aquifère s'écouler bien dans la production
- Défavorable Taux de mobilité : L'huile à haute viscosité provoqué le fingering [14]

II.10 Evaluation d'eau d'injection

L'eau doit être analysée et ses composants doivent être connus avant l'injection pour évaluer:

- a) Les propriétés colmatantes de l'eau vis-à-vis du milieu dans lequel on l'injecte.
- b) Les propriétés corrosives vis-à-vis des matériaux de l'installation donnent principalement sa composition ionique, son PH, ses gaz dissous et ses possibilités d'inhibition.
- c) Les problèmes potentiels de colmatage ou de corrosion que sa manutention peut poser, c'est-à-dire, en pratique :
 - ✓ La présence de bactéries sulfatoréductrices ou du fer, dont la prolifération peut engendrer des problèmes de colmatage ou de corrosion.

- ✓ L'existence d'un problème d'incompatibilité par un mélange avec une autre eau (dans l'installation ou dans le gisement). Il faut donner le pouvoir à observer ou calculer les conditions de précipitation
- ✓ Le risque de gonflement des argiles de la formation [9]

II.11 Traitements d'eau d'injection

Dans la plupart des cas, des traitements de filtration, de stérilisation et d'élimination de l'oxygène ainsi que des conditionnements par des additifs (anticorrosion, antibactériens, anti dépôts, etc.) sont nécessaires. Dans certains cas et notamment pour remédier à une trop forte incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation, des traitements spécifiques comme la désulfatation, voire la désalinisation peuvent être nécessaires.

L'objectif est de disposer d'une eau de qualité suffisante pour répondre au besoin premier d'amélioration de la récupération du pétrole, tout en préservant la qualité des puits du réservoir et des équipements (corrosion). [13]

II.12 Mise en œuvre :

Pour réaliser une injection d'eau il faut :

- Avoir un approvisionnement en eau suffisant en qualité, en quantité et régularité.
- Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité.
- Avoir des installations de pompage suffisantes.
- Contrôler les dispositifs d'injection.
- 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.

Conclusion

La récupération secondaire des hydrocarbures par l'injection d'eau est l'un des procédés le plus employé au monde, car elle est un moyen simple, moins coûteux et efficace, qui permet d'améliorer la performance du réservoir et par conséquent le taux de récupération de pétrole, mais cette technique est affectée par le risque d'endommagement de la formation dû à des fluides incompatibles.

CHAPITRE

III

**ETUDE DE L'INJECTION
D'EAU DANS LE CHAMP
D'OURHOUD**

CHAPITRE III :

III.1 Historique de découverte

L'Organisation Ourhoud est l'Opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ Ourhoud. Les partenaires ont conçu l'Organisation Ourhoud comme un instrument doté de pouvoirs et procédures fiables approuvées par toutes les parties et l'ont dotée de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité. L'Organisation Ourhoud a su tirer profit de toute l'expérience acquise par Sonatrach et les partenaires (Anadarko, Cepsa, Agip, Maersk, ConocoPhillips, Talisman) au bénéfice du projet et de la diversité culturelle.

- 09 Janvier 1997 : Signature de l'Accord Cadre d'organisation Sonatrach désignée comme Opérateur.
- 01 Juillet 1997 : Création de l'Organisation Ourhoud (Opérateur délégué par Sonatrach)
- 01 Août 1998 : Présentation du Dossier D' Exploitation Licence Association au Ministère.
- 27 Octobre 1998 : Signature par les parties de la Procédure d'Opérations organisée (P.O.U)
- 21 Avril 1999 : Attribution du permis d'exploitation par le Ministère
- 25 Mars 2000 : Début des travaux de préparation du site des installations de Production (plateformes, routes, puits d'eau, piste d'atterrissage) par GCB, ERGTS et ENAGEO
- 05 Juillet 2000 : Émission de la lettre d'Intention à JGC/INITEC pour Le Projet EPC.
- 10 Août 2000 : Signature du Contrat EPC avec JGC/INITEC
- 2003 : débuts de production

Le champ devrait être organisé en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que les 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'organisation de champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble. Sonatrach est associée à six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche 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.

- Sur le bloc 405, elle est associée à Burlington Ressource (qui a comme associé Talisman).
montre les partenaires Sontarch-Ourhoud l'illustration III 1 nous montre les partenaires Sonatrach-Ourhoud .

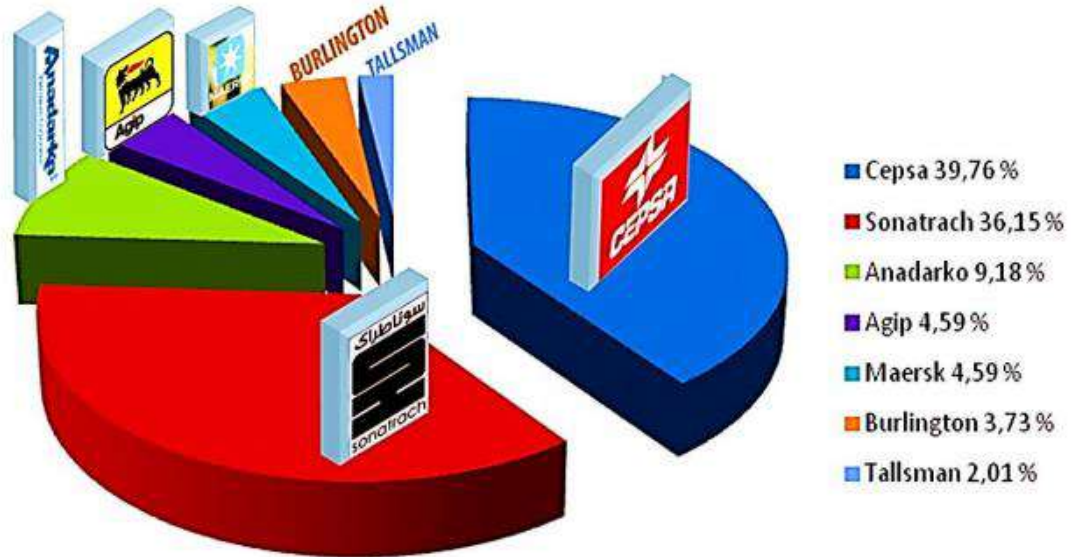


Figure III.1 : Partenaires Sonatrach-Ourhoud

III.2 Généralités sur le champ d'Ourhoud

III.2.1 Situation Géographique :

Le champ d'Ourhoud, situé dans le désert de Sahara d'Algérien, au sud-est du bassin de Hassi Berkine comme représenté dans la figure III-2, à 320km de Hassi Messaoud et à 1200Km d'Alger.

Le champ d'Ourhoud est délimité par les coordonnées UTM suivantes :

- X= 405 248 à 426 628 Longitude Est.
- Y= 3 376 147 à 3 403 776 L'altitude Nord.

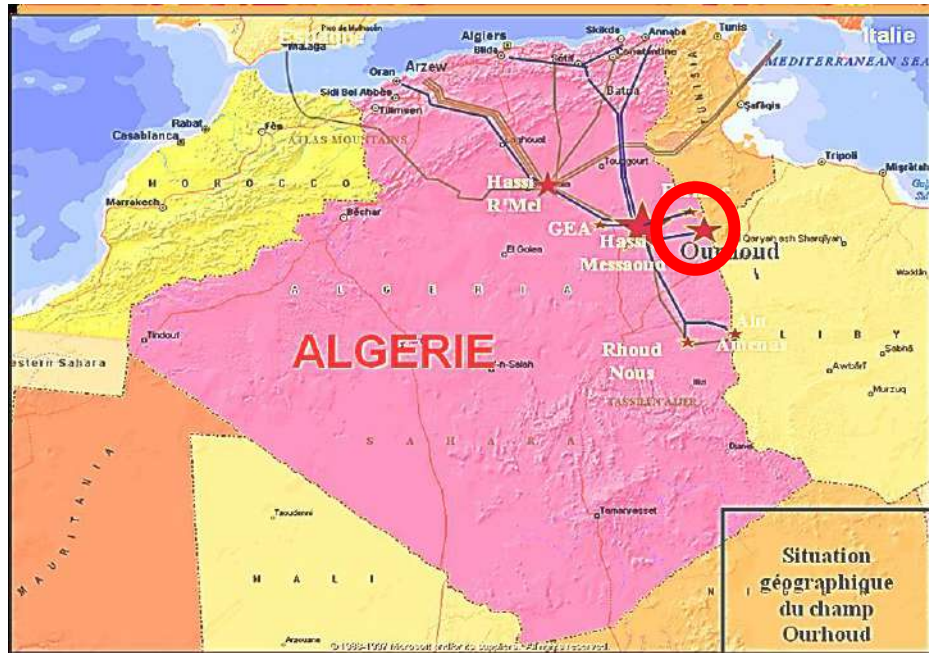


Figure III.2: Situation géographique du champ Ourhoud.

III.2.2 Situation 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 404/406/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grés du Trias Argilo Gréseux Inférieur (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 3100 mètres dans la région Ourhoud. Le contact huile/eau est interprété à -3056 m et la hauteur utile moyenne est d'environ 31,5 m

III.2.3 Formation TAGI :

L'horizon producteur est constitué par les grés du TAGI, Cette formation est le résultat d'une déposition des matériaux silicates composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur totale de ce TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 90 jusqu'à 115 m.

Le TAGI d'Ourhoud est composé de trois couches principales:

- **Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :**

Le TAGI inférieur à environ 32-58 mètres d'épaisseur est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride.

- **Le TAGI moyen (Middle TAGI) :**

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grés. Les grés montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes.

- **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

La structure du champ Ourhoud est représentée dans la figure : III-3

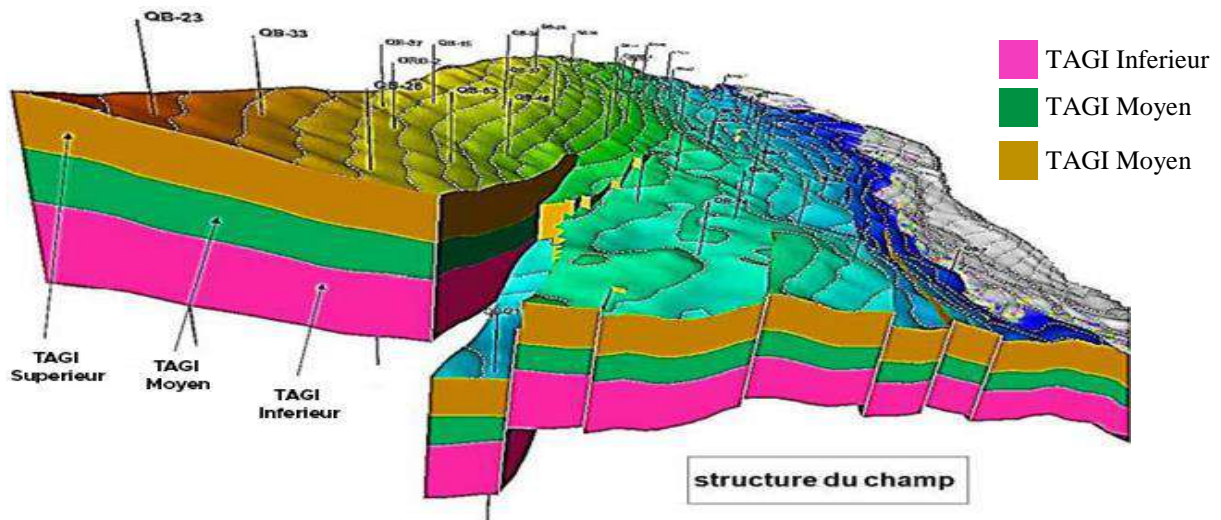


Figure III.3: La structure du champ d'Ourhoud

III.3 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. La superficie de réservoir est de 140 Km², avec une profondeur moyenne de 3100 m.

Le tableau III.1 présente les données caractéristiques du Réservoir :

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

Paramètre	Valeurs
Température de réservoir	102°C
Pression de réservoir	348 bars
Perméabilité moyenne	200 md
Degré API	42,5
GOR	64 m ³ /m ³
Gradient de pression	1,02 psi/m
Porosité moyenne	16 %

III.3.1.1 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.4 Statut actuelle des puits de champ de Ourhoud (en 15/05/2022)

Tableau III.2: Statut actuelle des puits de champ de Ourhoud

Type	Status	Noms	Nombre
Producteur d'huile	En Service	Gaz lift QB17 QB2 QB55 QB66 QB7 QB70 QB96 QB59 QB60 QB61 QB75 QB95 QB13 QB25 QB36 QB42 QB54 QB67 QB86 QB15 QB32 QB46 QB57 QB68 QB84 QB4 QB10 QB12 QB26 QB65 QB73 QB74 QB82 QB83 QB85 QB91 QB101 QB30 QB34 QB43 QB44 QB52 QB450 QB98 QB107 QB11 QB62 QB64 QB69 QB77 QB87 QB93. ORD4 ORD2 ORD3 BKE4	45
	Fermé	QB49 QB14 QB23 QB4 QB99 QB106 QB3 QB72 QB100 BKE1 BKE2	11
	Abandonné	QB81 ORD1	2
Producteur d'eau	En service	QBH107	1
	Fermé	QBH102 QBH103 QBH104 QBH105 QBH106 QBH108 QBH109 QBH110	8
	Abandonné	QBH101	1
Injecteur d'eau	En service	QB 20 QB35 QB38 QB18 QB27 QB58 QB48W QB7 QB29 QB63 QB88 QB16 QB33 QB40 QB53 QB92 QB104 QB78 QB22 QB24 QB31 QB90 QB97	23
	Fermé	QB56 QB76 QB70 QB89 QB5 QB37 QB102 QB105 QB39 QB50 QB79 QB94 QB21 QB103	14
	Abandonné	QB28	1
Injecteur de gaz	En service	QB47Z QB51Z QB1Z QB19Z	4
	Fermé		0

III.5 Historique de production :

- Le 08 Novembre 2002 la production du champ d'Ourhoud a commencé avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements et les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility)
- En janvier 2003 la production a atteint 230 000 barils par jour. ce plateau peut être maintenu pendant 10 ans et combiné à la production de champs satellites tels que Hassi Berkin contribuera à faire passer la production nationale à 1,5 million de barils par jour.
- Le maintien de la pression du réservoir a été réalisé par des injections d'eau et de gaz qui ont débuté respectivement le 25 janvier 2003 et le 20 février 2003.
- Les résultats des tests d'interférence indiquent que l'aquifère est faiblement connecté à la zone d'huile dans la direction Est-ouest, car l'existence des failles orientés de Nord-Est / Sud- Ouest et que l'injection périphérique dans l'aquifère ne peuvent pas servir de support à la production du centre de champ. L'injection d'eau dans l'aquifère au périphérique n'est pas adéquate pour un maintien de pression complet de réservoir ainsi une injection dispersée sur la structure est requise.
- 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 augmentation au fil de temps pour atteindre un seuil allant jusqu'à 80% des quelques puits à savoir QB36, BKE2, ...

La production cumulée d'huile et d'eau et l'injection cumulée d'eau et de gaz à Ourhoud sont illustrées a la figure III-4

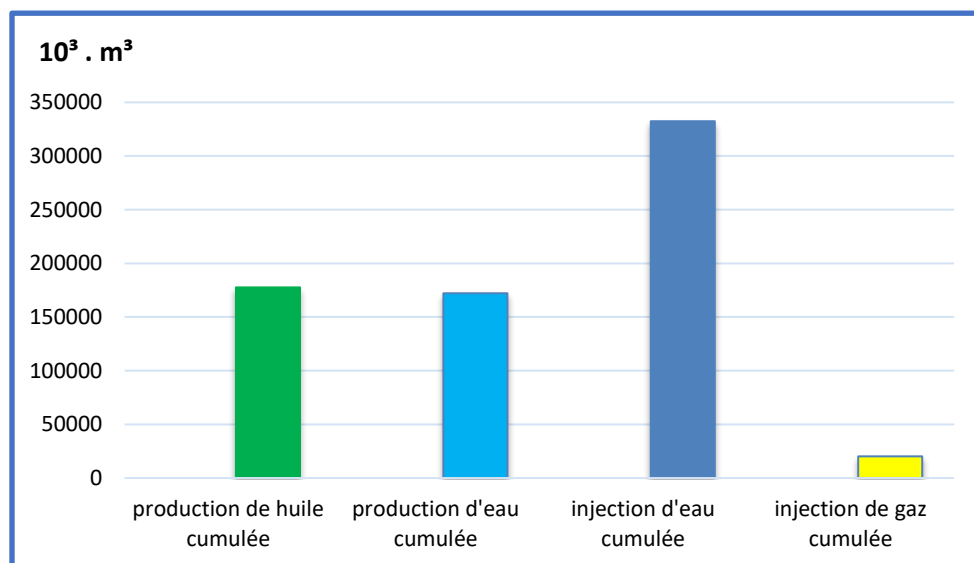


Figure III.4: La production cumulée d'huile et d'eau, et l'injection cumulée d'eau et de gaz dans le champ d'Ourhoud (le 15 Mai 2022)

III.5.1 La production d'huile et l'injection d'eau dans le champ d'ourhoud

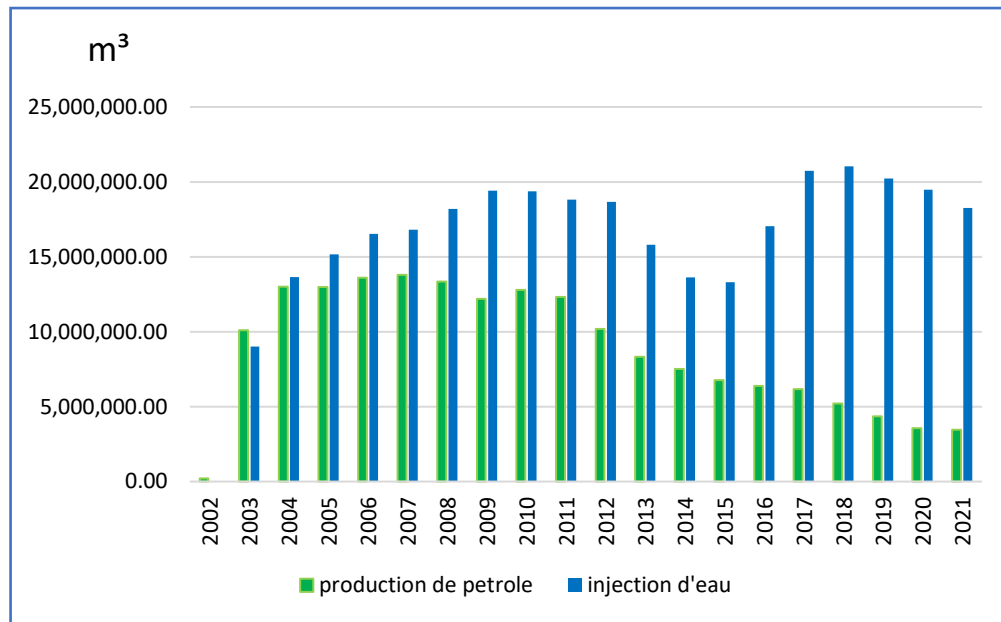


Figure III.5 : La production d'huile et l'injection d'eau dans le champ d'Ourhoud en fonction des années

La figure III-5 montre l'évolution de la production d'huile et le volume d'eau injecté de chaque année :

- En début (08/11/2002), le démarrage de la production pétrolière avec un nombre de puits producteur limité dans le champ d'Ourhoud avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de surface.
- Au cours des années 2003 jusqu'à 2007, il y a une relation proportionnelle entre l'injection d'eau et la production d'huile ou la production atteint (13 797 968 m³) et l'injection (16 802 524 m³), ce qui montre l'effet de l'injection d'eau sur la récupération de pétrole.
- Entre les années 2008 et 2012, on remarque que l'injection est plus importante et la production est toujours en diminution à cause de l'apparition de percé d'eau dans les puits producteurs qui est provoqué par l'avancement de front d'eau.
- Entre l'année 2013 jusqu'à 2015, on constate une diminution de la production qui est accompagné par une diminution de l'eau injecté, en raison des quelques problèmes qui concerne l'injection d'eau.
- De l'année 2016 à 2021, On note qu'il y a une diminution de production malgré l'augmentation significative de volume d'eau injectée, ce qui montre que ce type de récupération n'est plus efficace comme au début.

III.6 Contribution de l'injection d'eau à la pression de réservoir Ourhoud :

La figIII-6 montre l'évolution d'injection d'eau et la pression de réservoir de chaque année :

- De l'année 2012 jusqu'à l'année 2013, on note qu'il y a une augmentation de la pression de réservoir, car il n'y avait pas de nouveaux puits producteurs et que l'injection (eau + gaz) était priorisée afin de rétablir l'état de pression dans le réservoir qui a atteint 346 bar durant cette période.
- Durant la période entre l'année 2014 et 2016, il y avait une baisse de pression de réservoir à cause de la diminution de volume d'eau injectée.
- De 2017 jusqu'à 2019 : la pression est presque stable accompagnée d'augmentation des quantités d'eau injecté que signifie que l'injection est toujours efficace pour le maintien de pression.
- On note que les valeurs de pression varient de 346 à 308 et n'ont pas diminué de manière significative, et cela est dû à la politique de l'entreprise, qui reposait sur l'injection d'eau au début de l'exploitation du champ.

On conclue que 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, il est influencé aussi par les nouveaux puits producteurs.

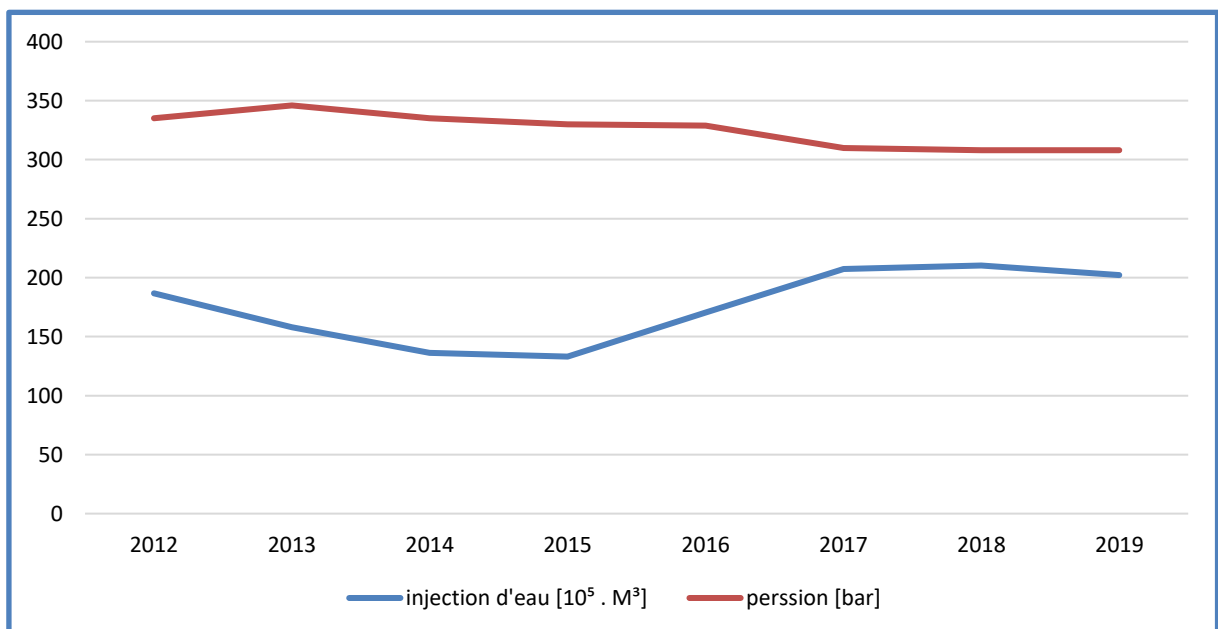


Figure III.6: Courbe de l'injection d'eau avec la pression de réservoir d'Ourhoud

III.7 Etude l'effet de puits injecteur d'eau QB92 sur le comportement des puits producteur QB73 et QB 65 :

Le puits QB-92 est un puit d'injection d'eau situé au Nord du champ et supporte la production des puits producteur QB-73, et QB-65. La figure III-7 montre la situation géologique des puits de cette étude :

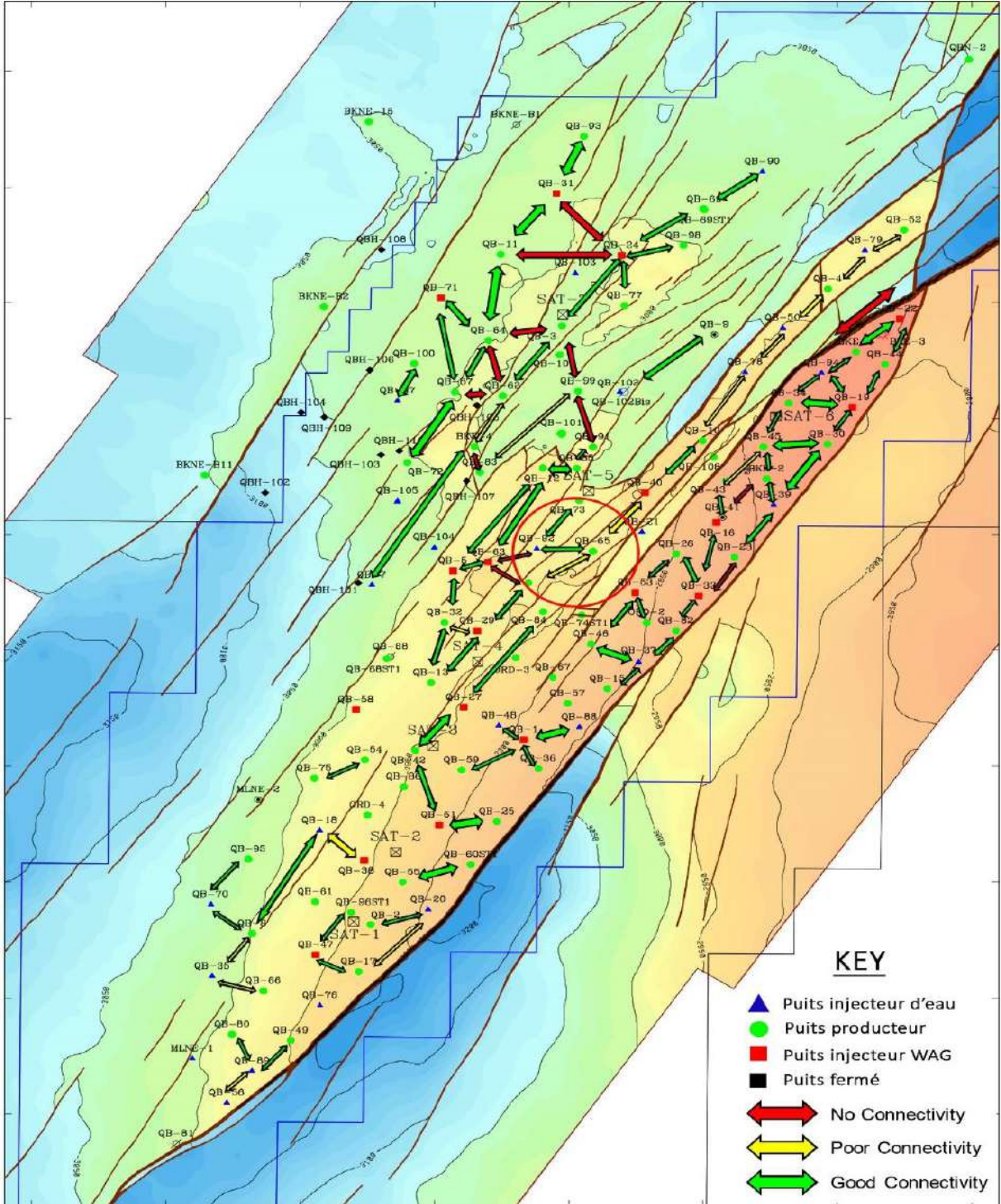


Figure III.7: La situation géologique des puits QB9, QB65, QB73

III.8 Le comportement de puits injecteurs d'eau QB92

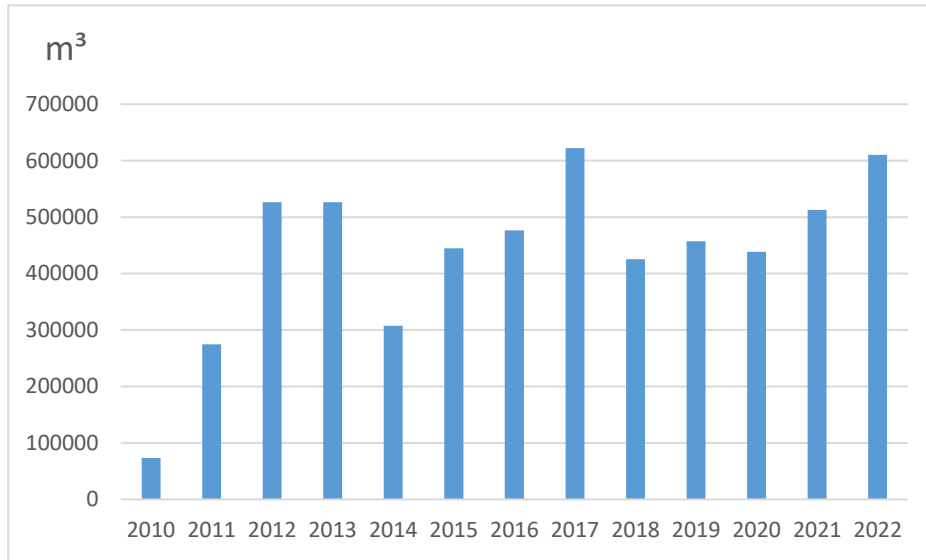


Figure III.8: L'injection annuelle d'eau de QB92

La figure : III 8 montres l'évolution de volume d'eau injecté de chaque année :

- La date de début de l'injection été en 16/05/2010 après la perforation de TAGI M en février 2010, elle a été trouvé dépleté de plus de 50 bars avant le début de l'injection.
- Le puits n'a injecté dans le "M1" qu'entre le 10 juin et le 11 octobre 2010.
- L'U1 a ensuite été perforé en 11 octobre 2010.
- L'injection a augmenté à 1 600 m³/j en mars 2011, puis à 2 100 m³/j suite à une acidification en octobre 2012. Ensuite l'injection a commencé à diminuer en 2014 à cause de l'endommagement de la formation bien qu'elle se soit redressée par la suite gras a des opérations d'acidification effectué en 2015 ,2017,2021
- L'étranglement de QB-92 est actuellement (12-05-2022) complètement ouvert et le puits injecte 1514,00m³/j d'eau.
- L'injection cumulée de puits QB 92 est 5311872 m³

III.9 Le comportement de puits producteur QB65

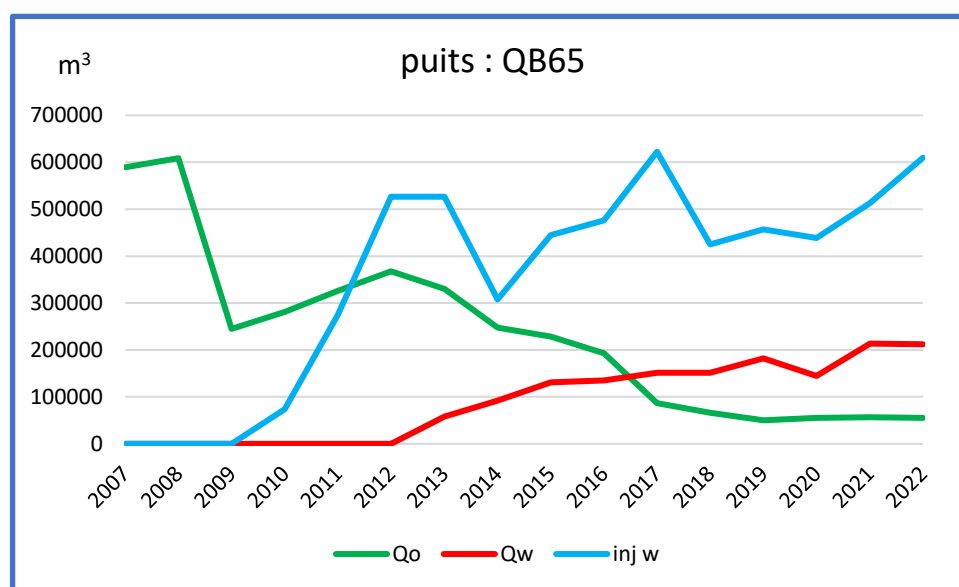


Figure III.9 : La production annuelle d'huile de QB65, en fonction de volume de percée d'eau et le volume d'eau injectée à partir de puits QB92

La figure : III-9 montre l'évolution de production annuelle d'huile de puits QB65 en fonction de volume d'eau injecté par le puits QB92 et le percée d'eau :

- La date de début de production été en 19 novembre 2006 après la perforation de TAGI M.
- En 2008 il y avait une augmentation de production atteint jusqu'à 608664.81m^3 grâce à la perforation de TAGI U1 (voir l'annexe A-1).
- Une diminution de production été observée en 2009 et qui atteint jusqu'à 245142.05m^3 à cause de la fermeture fréquente de ce puits, et cela été pour but de réduire la production imposée par cota de OPEC.
- Une autre augmentation de production a été remarquée en 2010 jusqu'à 2012 grâce à la mise en service d'un puits injecteur d'eau « QB92 » qui supporte la production de QB65, la Production ou cours de cette période atteint 367717.94m^3
- En 30 Mars 2013 la percée d'eau a été observée pour la première fois sur le puits QB65 avec une augmentation continue depuis cette date.
- Après 2013 on avait une diminution continue de production à cause de l'augmentation de percée.
- En 2020 il y avait une diminution remarquable de percée d'eau due à la mettre en place d'un plug pour isoler le TAGI M.
- En 2021, on a une augmentation de percée d'eau et cela pour que U1 a été atteinte.
- La production cumulée de puits QB65 est 3812004m^3 .

III.10 Le comportement de puit producteur QB73

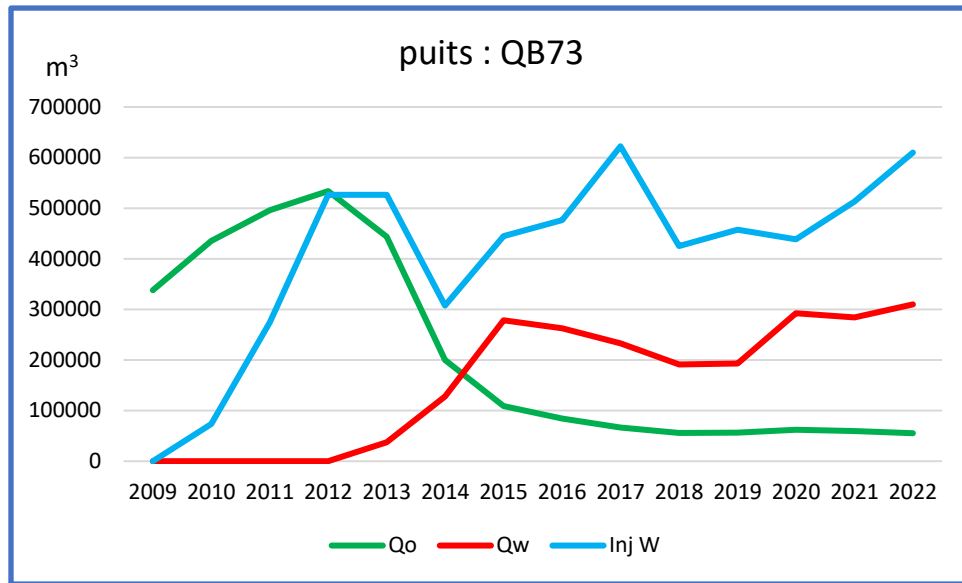


Figure III.10: La production annuelle d'huile de QB73, en fonction de volume de percée d'eau et le volume d'eau injectée à partir de puits QB92

La figure : III-10 montre l'évolution de la production annuelle d'huile de puits QB73 en fonction de volume d'eau injecté par le puits QB92 et la percée d'eau:

- En 17 novembre 2008 le QB73 a commencé la production par la perforation d'U1 et M1 (Voir l'annexe A-2).
- Au cours de la période de 2010 jusqu'à 2012 on observe une augmentation de production de ce puit qui a atteint 533789.82m³ grâce à la mise en service de puits injecteur d'eau QB92 qui supporte la production de QB73.
- En 22 décembre 2012 la percée d'eau a été observée pour la première fois sur le puits QB73 avec une augmentation continue depuis cette date.
- Après l'année 2013 et due à l'augmentation de percée on a observé une diminution progressive de production atteint 199793.74m³ à la fin de l'année 2014.
- Un amortissement de chute de production a été observé En 2015 grâce aux opérations de nettoyage de puits pour éliminer les dépôts de sel et d'asphaltènes, Et on constate une stabilisation de production depuis cette année
- La production cumulée de puits QB73 est : 3019342 m³

III.11 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 proportionnelle avec les propriétés de réservoir. Après des études effectuées par les ingénieurs de l'organisation Ourhoud, ils ont conclu que :

- Les formations de l'Albien et de Barrémien s'avèrent être les meilleur sources d'eau d'injection d'appoint pour le programme de récupération assistée sur le gisement d'Ourhoud ce qui est montré sur le tableau III-3. et avec une évaluation géologique et géophysique qui a indiqué 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.
- Les résultats des essais en laboratoire confirmés par les modèles de précipitation théoriques, indiquent que les eaux de l'Albien, du Barrémien et du TAGI sont mutuellement compatibles, en surfaces et dans les conditions du réservoir.
- Les essais en laboratoire indiquent une compatibilité entre la formation du TAGI et l'eau simulée du Barrémien.

Tableau III.3: 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

ETUDE DE L'INJECTION D'EAU DANS LE CHAMP D'OURHOUD

- 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.
 - 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.
 - 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.
 - 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.
 - Les eaux d'Albien et de Barrémien ne subissent qu'une simple filtration à sable fin.
 - L'eau de TAGI est séparée du pétrole et des flux gazeux dans les trains de séparation, puis traitée dans le système de traitement d'eau avant d'être reprise pour la réinjection
- Les eaux utilisées à l'injection à Ourhoud sont représenté dans la figure III-11

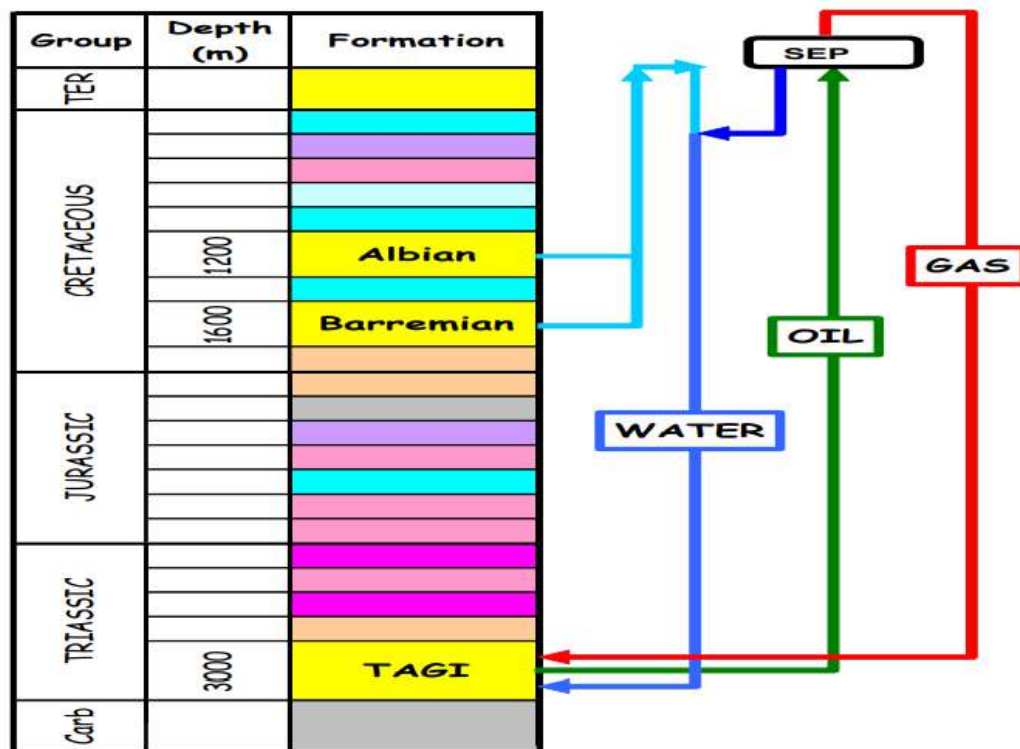


Figure III.11: Les eaux utilisées à l'injection d'eau au champ Ourhoud.

III.12 Les problèmes majeurs de l'injection à travers champ Ourhoud :

On veut dire pour cela les trois grands problèmes majeurs :

- Le dépôt du Sulfate de Calcium au niveau du système de production d'eau.
- La venue d'eau au niveau de puits producteur d'huile.
- La corrosion bactérienne

III.12.1 Les sulfates de Calcium (CaSO₄):

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 sulfate de calcium est un sel relativement soluble mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de CaSO₄, est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau et conduit à la sursaturation du sulfate de calcium, donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux.

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.

❖ Le traitement des dépôts des Sulfates de Calcium :

- Le procédé curatif : élimination du dépôt après sa formation, peut être accompli par des méthodes mécaniques à l'aide de racleurs. Cependant cette méthode n'est pas efficace et cause des fissures au niveau des tubings.
- Le procédé additif : par addition de substances (inhibiteur) qui pouvant faire reculer le produit de solubilité en altérant le processus de croissance des cristaux formés.

III.12.2 La venue d'eau

La production d'eau est l'un des problèmes produisant un souci critique dans le champ d'Ourhoud. Plusieurs puits sont liés à un mode de récupération secondaire par injection d'eau, ces puits caractérisés par une récupération d'huile élevée due à l'énergie artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau élevée associées à la production peuvent créer des problèmes majeurs liés à la production des hydrocarbures au niveau des puits.

❖ Les principales conséquences des venues d'eau sont:

- Baisse rapide de la productivité ou même la fermeture de puits
 - augmentation des coûts d'exploitation associés à la nécessité de transporter, de séparer et de stocker de grandes quantités d'eau.
 - Les dépôts de sel, qui peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte. Par la suite, les dépôts peuvent causer une chute importante de la production des puits.
- ❖ Parmi les solutions utilisées dans le champ d'ourhoud pour réduire le problème de venues d'eau :
- descendre un plug pour isoler la couche qui produit l'eau (lorsque la couche est au bas des couches productrices de pétrole)
 - descendre un stradel pour isoler la couche qui produit l'eau (lorsque la couche est entre les couches productrices de pétrole)
 - cimenter les perforations de la couche qui produit l'eau

III.12.3 *La corrosion bactérienne*

La corrosion bactérienne est due à un métabolisme bactérien dont le mécanisme est analogue à celui de la corrosion électrochimique qui entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même.

Ce type de corrosion est essentiellement rencontré dans les installations d'injection et de production d'eau.

- ❖ Parmi les solutions utilisées dans champ d'ourhoud pour réduire le problème de corrosion bactérienne :
- l'injection en continue d'un inhibiteur de corrosion pour isoler le métal interne suite d'une injection alternée des produits différents (bactéricide).
 - Et dans les cas plus grave on doit changer le tubing par une intervention de workover

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, l'eau injectée remplace les vides d'huile produite, balayée la roche réservoir et on obtient de maintien de pression dans le gisement.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Au terme de ce travail, nous avons pu éclairer tous les aspects théoriques et pratiques liés à la technique de de récupération par injection d'eau au champ Ourhoud et nous avons obtenus les résultats suivants :

- Dans la majorité des cas, les mécanismes de récupération primaire ne permettent pas de récupérer des volumes économiquement suffisants de pétrole.
- L'injection d'eau est parmi les méthodes de récupération secondaire les plus utilisées et cela grâce à son efficacité et à son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes. La technique repose sur l'injection d'eau dans le réservoir depuis la surface.
- L'eau contribue à maintenir la pression de gisement en remplaçant l'huile déjà produite dans les pores de la roche-réservoir, et d'autre part, elle balaye la formation productrice, ce qui déplace l'huile vers les puits producteurs
- La pression du réservoir est liée au rapport production/injection, Plus ce rapport est maintenu autour de 1, plus la pression de réservoir est à des niveaux acceptables.
- La pression du réservoir d'Ourhoud a restée à des niveaux acceptables, et cela est dû à la politique de l'entreprise, qui reposait sur l'injection d'eau au début de l'exploitation du champ.
- Le champ d'Ourhoud dépend principalement de l'injection dispersée.
- La technique de récupération secondaire de pétrole par injection d'eau est plus efficace pendant les premières années, car nous avons observé qu'il y a une relation proportionnelle entre l'injection d'eau et la production de pétrole.
- La technique d'injection d'eau perd son efficacité après plusieurs années, car la production de pétrole diminue à cause de l'augmentation de percée d'eau dans les puits producteurs.
- Il faut choisir l'eau d'injection qui est proportionnelle avec les propriétés du réservoir et il doit être traité pour éviter les problèmes de dépôt, corrosion ...etc

RECOMMENDATION

RECOMMANDATION

- Doit suivre à la politique de l'entreprise, qui reposait sur l'injection d'eau au début de l'exploitation du champ qui a permis de maintenir la pression de gisement à des niveaux acceptables
- l'impact de l'injection d'eau au long terme doit être étudié d'abord pour éviter les problèmes associés à l'injection d'eau.
- Doit suivre le rapport WOR, Lorsque il augmente il faut placer un plug pour isoler les couches productrices de l'eau.
- Ajuster le débit d'injection et le débit de production (réduire la section de la Duse)

BIBLIOGRAPHIE

- [1] B.-R. Nadine et F. Jean-Pierre, Recherche et production du pétrole et de gaz: réserves, coût, contrats, 2011
- [2] R. Cossé, Le gisement, 1988
- [3] B. P et B. P, L'exploitation des gisement d'hydrocarbures, 1974
- [4] A. Nabilou, «Best Methodes for Enhanced Oil Recovery fro Sarvak: Reservoir and Analyse Sensitive Parameters,» chez *Thésis to obtain the Master of Science Degree in Petroleum Engeneering*, Tecnico Lisboa, 2016.
- [5] J. Antonio et B. Avendano, «Viscoélasticité et récupération améliorée de pétrole,» chez *Thèse Doctorat*, Université de PARIS-EST, 2012
- [6] P.-P. Claire, «Réactivité des hydrocarbures en réponse à une unjection de CO₂/O₂ dans des conditions de réservoirs pétroliers déplétés: modélisations expérimentale et numérique,» chez *Thése Doctorat*, Université de Lorraine, 2015
- [7] A. Samsuri, «Enhanced Oil Recovery Process,» *New Technologies*, 2019.
- [8] N. El-Houshoudy, «Evaluation of Waterflooding; Experimental and Simulation Overview,» *Petroleum & Petrochemical Engeneering Journal*, July 2019.
- [9] «Manuel de traitement des eaux d'injection,» *Edition TECHNIP*, 1973.
- [10] T. Ahmed, chez *Reservoir Engineering Handbook*, 2000.
- [11] J. T. Smith, «Waterflooding,» 1997.
- [12] Y. OULD-AMER, «CONTRIBUTION A L'ETUDE DES ECOULEMENTS POLYPHASIQUES NON MISCIBLES DANS LES MILIEUX POREUX
-

BIBLIOGRAPHY

APPLICATION AU CONING D'EAU,» chez *These de doctorat*, Université des sciences et de la technologie HOUARI BOUMEDIENE , 2004.

[13] L. Nabzar, «L'eau dans la production de carburants,» ifp, 2011.

[14] D. Rini, «Waterflooding Management: Challenges and Solutions During the Injection Process to Obtain Effectively and Environmentally Based Oil Recovery in Oil and Gas Industry,» 2021.



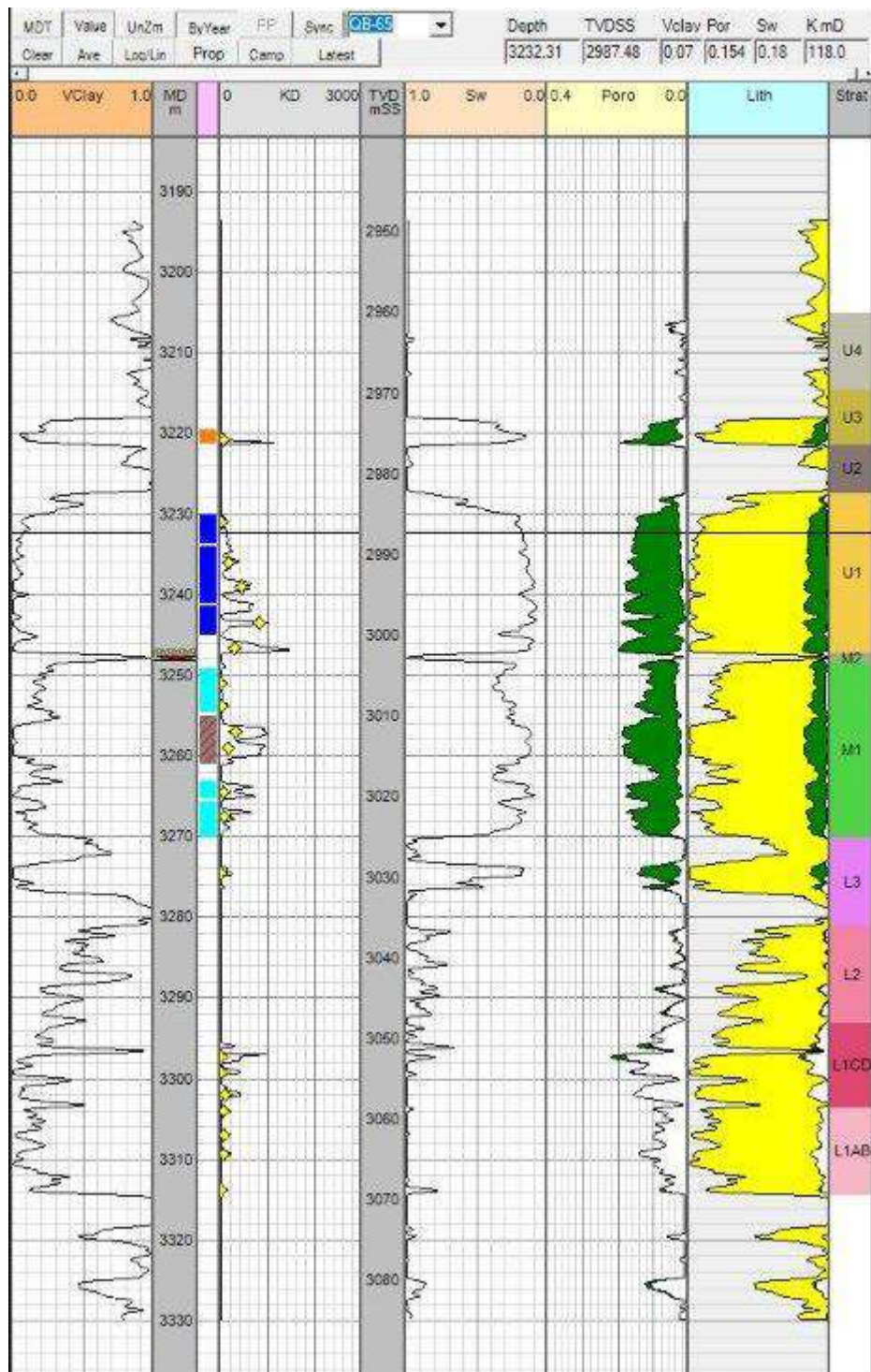


Figure A.1: LA COUPE STRATIGRAPHIQUE DE Puits QB-65

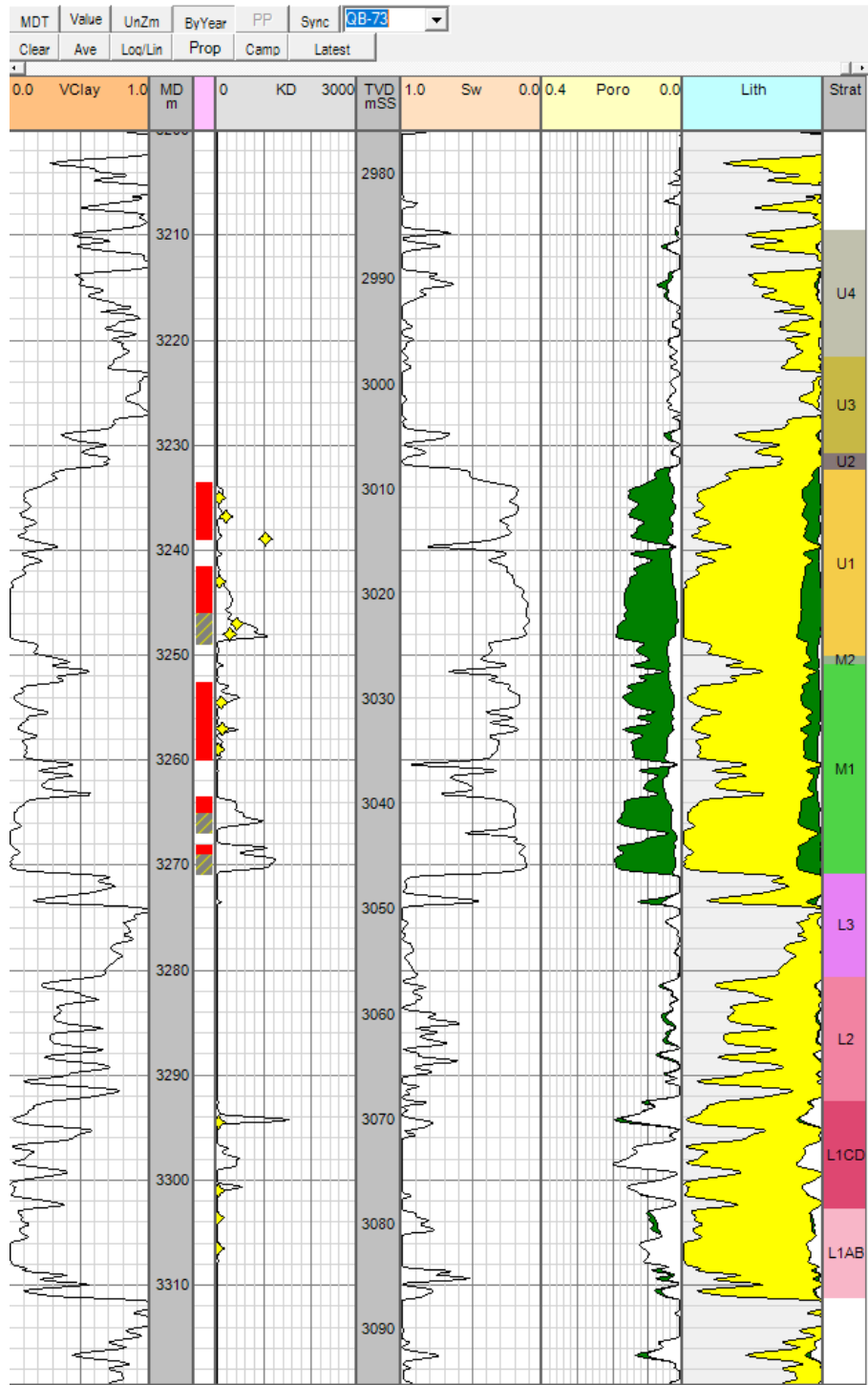


Figure A.2: LA COUPE STRATIGRAPHIQUE DE PUIT QB-73