

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série...../2024



Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre
et de l'univers*

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

YOUNSI ROUMAÏSSA et BRAHIMI SOFIANE

-THEME-

**Etude de l'efficacité d'injection d'eau dans le champ
de Hassi Messaoud par MBAL**

Jury:

Président :	DADEN adbelghafour	MAA	UKMO
Examineur :	KHEBBAZ	MAA	UKMO
Encadrant :	GHALI Ahmed	MAA	UKMO
Co-Encadrant :	ADJOU Zakaria	Ph. D	UKMO

ANNEE UNIVERSITAIRE :2023/2024





Remerciements

*Nos Remerciements en premier lieu à **ALLAH** qui nous a offert toute la santé, le pouvoir et la patience pour accomplir notre travail. Grâce à lui, nous avons pu mener à terminer nos études dans des bonnes conditions.*

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche, ni aurait pu voir le jour sans l'aide précieuse de Mr **GHALI AHMED** ET Mr **ADJOU ZAKARIA**, Nous les remercions pour la qualité de leur encadrement exceptionnel et leur rigueur pour mener à bien la préparation de ce mémoire. Nous avons eu l'honneur d'être parmi vos étudiants et de bénéficier de votre enseignement. Vos qualités pédagogiques sont pour nous un modèle. Nous vous remercions infiniment pour votre accueil et vos conseils. Veuillez trouver ici l'expression de notre gratitude et de notre estime.*

On remercie les membres de jury de nous avoir fait l'honneur d'accepter d'évaluer ce travail. Nous vous remercions aussi pour votre regard attentif et plus que pertinent sur l'ensemble du mémoire. Cela nous apporte sans doute des éclaircissements sur des points importants, et nous devons d'y prêter plus d'attention pour orienter nos réflexions dans les travaux de recherche futurs.

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs de département de Production ainsi que l'équipe administrative pour leur générosité et la grande patience dont ils ont su faire preuve. Nos remerciements profonds vont également à toutes les personnes qui nous ont aidé et soutenue de près ou de loin.



Dédicace

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

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de
Mon bonheur et le guide de mon chemin à : **ma très chère maman,**

Qui m'a soutenu et encouragée durant ces années d'études.
Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

- A toutes mes grandes familles
- A tous mes amis proches pour leur nous soutien, **Ali ,Sara
Chirine, Aymen .**
- Aussi pour Mes amis collègues,
- À tous mes proches et amis au travail et à tous ceux qui nous ont aidés à
terminer cette étude,

- A toutes les personnes de département :

Production

MERCI

YOUNSI ROUMAÏSSA

Dédicace

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

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de
mon bonheur et le guide de mon chemin à : **mes chère parents et
mes chèche frères .**

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

- A toutes mes grandes familles
- Ma coupine et mes amis de chambre : **chihab, taha
haithem et oussama**
- A tous mes amis proches pour leur nous soutien,
 - Aussi pour Mes amis d'université
- À tous mes proches et amis au travail et à tous ceux qui nous ont aidés à
Terminer cette étude

- A toutes les personnes de département :

Production

MERCI

BRAHIMI SOFIANE

ملخص

يعتمد نجاح مشاريع حقن المياه في حقول النفط على الإدارة الفعالة، والتوازن بين الحقن والإنتاج، وضمان الأداء الجيد. جمعت هذه الدراسة بيانات شاملة، بما في ذلك تاريخ الإنتاج وضغوط الحقن من عام 1959 حتى اليوم، لتقييم فعالية المشروع باستمرار وتحديد المشاكل المحتملة. تم تقييم فعالية حقن الماء في المنطقة 04 من حقل حاسي مسعود باستخدام تقنيات تتبع على ثلاثة مستويات: المنطقة بأكملها، خلايا الحقن، والآبار. تم إعادة تقييم الاحتياطيات الأولية لتقييم فعالية هذه الطريقة في الحفاظ على الضغط وتحسين استرداد النفط. أظهر معدل MBAL باستخدام برنامج زيادة في الضغط من 150 إلى 190 كجم/سم² وزيادة في الاسترداد من 9% إلى 23%. (VRR) استبدال الفراغ ساعدت أنماط الحقن المحسنة والتشخيصات في حل مشاكل إنتاج المياه. يصل معدل الاسترداد الحالي إلى 36.6%، مما يدل على كفاءة حقن الماء. يُوصى بإجراء تحليل أكثر تفصيلاً لتحسين هذه التقنية بشكل أكبر. بناءً على هذه الدراسة، تم اقتراح توصيات وحلول مختلفة لتحسين كفاءة حقن المياه في المنطقة 04 من حقل حاسي مسعود.

الكلمات الرئيسية: الانحدار ، التوقعات، مطابقة، الضغط، برنامج ، الضغط، الإنتاج، الحقن.

Abstract

The success of water injection projects in oil fields relies on effective management, balancing injections and production, and ensuring good performance. This study collected extensive data, including production history and injection pressures from 1959 to the present, to continuously evaluate project effectiveness and identify potential problems. The effectiveness of water injection in Hassi Messaoud Area 04 was assessed using three-level tracking techniques: the whole area, injector cells, and wells. Initial reserves were reassessed using MBAL software to evaluate the method's effectiveness in maintaining pressure and improving oil recovery. The Voidage Replacement Ratio (VRR) showed a pressure increase from 150 to 190 kg/cm² and an increase in recovery from 9% to 23%. Optimized injection patterns and diagnostics helped resolve water production issues. The current recovery rate is 36.6%, demonstrating the efficiency of water injection. A more detailed analysis is recommended for further optimization. Based on this study, various recommendations and solutions were proposed to improve water injection efficiency in Area 04 of the Hassi Messaoud field.

Keywords: Analysis ,(DCA), forecasts, History Matching, Material Balance, software MBAL, pressure, production , injection.

Résumé

Le succès des projets d'injection d'eau dans les champs pétrolifères repose sur une gestion efficace, un équilibre entre les injections et la production, et une bonne performance. Cette étude a collecté des données exhaustives, y compris l'historique de production et les pressions d'injection de 1959 à aujourd'hui, afin d'évaluer en continu l'efficacité du projet et d'identifier les problèmes potentiels. L'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 04 de Hassi Messaoud a été évaluée à l'aide de techniques de suivi à trois niveaux : l'ensemble de la zone, les cellules d'injection et les puits. Les réserves initiales ont été réévaluées à l'aide du logiciel MBAL pour évaluer l'efficacité de cette méthode dans le maintien de la pression et l'amélioration de la récupération du pétrole. Le rapport de remplacement des vides (VRR) a montré une augmentation de la pression de 150 à 190 kg/cm² et une augmentation de la récupération de 9% à 23%. Les schémas d'injection optimisés et les diagnostics ont aidé à résoudre les problèmes de production d'eau. Le taux de récupération actuel est de 36,6%, démontrant l'efficacité de l'injection d'eau. Une analyse plus détaillée est recommandée pour une optimisation supplémentaire. Sur la base de cette étude, diverses recommandations et solutions ont été proposées pour améliorer l'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 04 du champ de Hassi Messaoud.

Mots clés : analyse, prévision, d'historique, bilan matière, logiciel Mbal , pression, production , injection..

Table des matières

Remerciements	I
Table des matières	II
Dédicaces	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des abreviations	VI
Introduction generale	VII

Chapitre I : Presentation de la zone d'étude zone 04 champ Hmd

Introduction	3
I. 1 SITUATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	3
I. 1. 1 Situation Géographique.....	3
I. 1. 2 Situation Géologique.....	3
I. 2 ASPECT STRUCTURAL DU RESERVOIR	4
I. 3 ASPECT STRATIGRAPHIQUE	5
I. 4 STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	6
I. 4. 1 Le Paléozoïque	6
I. 4. 2 Le Mésozoïque	7
I. 4. 3 Le Cénozoïque	9
I. 5 CARACTERISTIQUES GENERALES DU RESERVOIR DE HASSI MESSAOUD:	10
I. 6 CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DES DRAINS DU CHAMP PETROLIER	10
I. 6. 1 Porosité.....	10
I. 6. 2 Perméabilité.....	11
I. 6. 1 Hauteur Utile.....	12
I. 6. 2 Saturation En Eau.....	12
I. 7 CARACTERISTIQUE DES FLUIDES DE GISEMENT	13
I. 7. 1 Caractéristiques De L'huile.....	13
I. 7. 2 Caractéristiques Du Gaz Associé.....	13
I. 7. 3 Caractéristiques De L'eau	14

Chapitre II : Recuperation Du Petrole Et Bilan Matière

Introduction	15
II. 1 LES TECHNIQUES DE RECUPERATION	15
Ii. 1. 1 Mécanismes De Récupération Primaire.....	15
Ii. 1. 2 Récupération Secondaire.....	21
Ii. 1. 3 Récupération Tertiaire.....	22
II. 2 METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES EN PLACE	23
Ii. 2. 1 La Méthode Volumétrique	23
Ii. 2. 2 La Méthode Bilan Matière	24

Chapitre III : Recuperation Assistee Par L'injection D'eau

Introduction	34
---------------------------	-----------

III. 1 FACTEURS A PRENDRE EN COMPTE LORS D'UN PROJET D'INJECTION D'EAU ...	34
Iii. 1. 1 Caractéristiques Du Réservoir	34
Iii. 1. 2 Lithologie Et Propriétés De Roche	35
Iii. 1. 3 Hétérogénéité De Réservoir Et Continuité Des Drains.....	35
Iii. 1. 4 Caractéristiques Des Fluides	35
Ratio De Mobilité	36
III. 2 PARAMETRES D'INJECTION	38
Iii. 2. 1 Injection Périphérique	39
Iii. 2. 2 Injection Régulière.....	39
Iii. 2. 3 Injection Irrégulière	40
III. 3 EFFICACITE DE BALAYAGE	42
Iii. 3. 1 L'efficacité Superficielle	44
Iii. 3. 2 L'efficacité Verticale	44
III. 4 L'IMPLEMENTATION D'INJECTION D'EAU.....	45
Iii. 4. 1 Définition	45
Iii. 4. 2 Etapes D'un Projet D'injection D'eau	45
III. 5 SURVEILLANCE ET MONITORING D'INJECTION D'EAU.....	47
Iii. 5. 1 Plot De Production.....	48
Iii. 5. 2 Taux De Remplacement De Vide (Voidage Replacement Ratio 'Vrr').....	48
Iii. 5. 3 Impact De L'injection Sur La Récupération.....	49
Iii. 5. 4 Plot De Conformance.....	49
Iii. 5. 5 Suivi De L'évolution De L'injectivité Des Puits Par La Méthode De Hall.....	50
Iii. 5. 6 Chan's Plot.....	53

Chapitre IV: Analyse Globale De La Performance De La Zone 04 Avec Logiciel De Mbal

IV. 1 LA THEORIE DE MATERIEL BALANCE.....	55
IV. 2 MBAL SOFTWARE.....	56
IV. 3 LES TYPES DES PUIITS	57
IV. 4 DATA REQUISES ET ENTREES.....	57
Iv. 4. 1 Description De La Pvt.....	58
Iv. 4. 2 Paramètres Du Réservoir.....	61
Iv. 4. 3 La Pression Moyenne Du Réservoir	61
Iv. 4. 4 Analyse De L'historique De La Zone 04	62
Iv. 4. 5 Estimation Des Réserves Par La Méthode De Bilan Matière	64
Iv. 4. 6 Calage De L'historique (History Matching)	64
IV. 5 PERFORMANCE DE L'INJECTION D'EAU DANS LA ZONE 04 GLOBALE	69
Iv. 5. 1 Analyse Du Vrr (Voidage Replacement Ratio) Total	69
Iv. 5. 2 Impact De L'injection Sur Le Taux De Récupération	70
Iv. 5. 3 Conformance Plot.....	72
IV. 6 CALCUL DE L'EFFICACITE GLOBALE DE LA ZONE 4	72
Iv. 6. 1 Calcul De L'efficacité Du Déplacement	72
Iv. 6. 2 Efficacité Superficielle.....	75
Iv. 6. 3 Efficacité Verticale.....	75
IV. 7 PERFORMANCE DE L'INJECTION D'EAU DANS LA ZONE 04 PAR PATTERN	75
Iv. 7. 1 Analyse De L'évolution De La Pression De Gisement.....	75
Iv. 7. 2 Etude De Performance D'injection Dans Le Pattern C.....	81

iv. 7. 3 Diagnostic Des Problèmes Liés A La Production D'eau Par Puits.....	84
Conclusion Et Recommandations.....	85
References Bibliographiques
Annexe.....

Liste des figures

Figure I.1: Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.....	4
Figure I.2: Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud.....	5
Figure I.3: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	9
Figure I.4 : Histogramme de la Porosité par drain dans la zone 4	11
Figure I.5: Histogramme Perméabilité par drain dans la zone 4	11
Figure I.6:Histogramme d'Epaisseur utile par drain dans la zone 4.....	12
Figure I.7: Histogramme de Saturation en eau par drain dans la zone 4.	12
Figure II.1: Les techniques des récupération de petrole.	16
Figure II.2 : Expansion du gaz dissous	17
Figure II.3 : drainage par chapeau de gaz.....	18
Figure II.4 : drainage par expansion de l'aquifère.....	18
Figure II.5: drainage par gravité	19
Figure II.6: Evolution pvt accompagne à une chute de pression	25
Figure II.7 : Soutirage F en fonction Eo.	30
Figure II.8:Soutirage F en fonction Eo+mEg	31
Figure II.9: Soutirage F en fonction (Eo+Eg) & N.....	32
Figure II.10:F/Eo en fonctionWe/Eo	33
Figure III.1: Définition des termes de la loi de Darcy.....	37
Figure III.2 : Courbe de perméabilité relative	38
Figure III.3:Schéma d'injection périphérique	39
Figure III.4: Schéma d'injection régulière.....	40
Figure III.5: Schéma d'injection irrégulière	40
Figure III.6:courbe de Fw en fonction de la saturation en eau	43
Figure III.7: mécanismes de l'injection d'eau dans le réservoir	47
Figure III.8: Historique prévu de la production	47
Figure III.9: facteur de récupération en fonction cum d'eau injecter	50
Figure III.10: Un exemple de Hall Plot pour différentes conditions	52
Figure III.11:Un exemple de Chan's plot pour différentes conditions	54
Figure IV.1 : schéma représentatif des étapes de software MBAL	55
Figure IV.3: l'interface de MBAL software	56
Figure IV.2 : Interface de Petroleum Experiment Package	56
Figure IV.4:les tableaux de black oil correlations	60
Figure IV.5:Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.	62
Figure IV.6:Historique de production, d'injection et de pression de WZO4.	64
Figure IV.7:Calage de l'historique 1959-2024.....	65
Figure IV.8:Calage de l'historique 1959-1978.....	66
Figure IV.9:calage par methode graphique.....	67
Figure IV.10:Evolution des indices de drainage dans le temps.....	68
Figure IV.11:pression de gisement.	69
Figure IV.12:Courbe du VRR et de l'injection d'eau de la zone 04 en fonction du temps.	69
Figure IV.13: courbe du VRR et du débit mensuelle de la zone 04 en fonction du temp. ...	70
Figure IV.14:Taux de récupération en fonction de HCPVi	71
Figure IV.15: Conformance plot.....	72
Figure IV.16: La Perméabilité relative d'eau et d'huile en fonction de saturation d'eau....	73
Figure IV.17: le débit fractionnel en fonction de la saturation.	74
Figure IV.18:les patterns de la zone 04 par trend de pression.....	76
Figure IV.19:les puits injecteurs de la zone 04.....	78

Figure IV.20: Historique de production, d'injection et de pression de Pattern WZ04-A.	80
Figure IV.21: Historique de production, d'injection et de pression de Pattern WZ04-B.	80
Figure IV.22: Historique de production, d'injection et de pression de Pattern WZ04-C.	81
Figure IV.23: Historique de production, d'injection et de pression de Pattern NW2-A.	81
Figure IV.24: courbe de VRR & débit d'huile du pattern C.	82
Figure IV.25: VRR & pression de réservoir du pattern C.	82
Figure IV.26: Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern C.	83
Figure IV.27: WOR en fonction N_p pour le puits OMO163.	84

Liste des tableaux

Table II.1: Performance de différents régimes de drainage.....	20
Table II.2: les principaux aspects de l'injection d'eau et de l'injection de gaz	21
Table II.3 : les différentes méthodes d'amélioration de la récupération assistée du pétrole (EOR)	23
Table III.1 différents type d'injection	41
Table IV.1: les types des puits dans la zone 04	57
Table IV.2: Les données de PVT de la zone 4.....	59
Table IV.3: Calcule le débit fractionnel.....	73
Table IV.4: les puits de chaque pattern.....	78
Table IV.5: Estimation des réserves de chaque pattern.	79

Liste des abréviations

N_p : Production d'huile cumulée, STm³.

N : Volume d'huile initiale en place, STm³.

VR : volume de roche imprégnée

hu : Hauteur utile du réservoir, m.

ht : Hauteur totale du réservoir, m.

Φ : Porosité, fraction.

k : perméabilité de la formation, md.

Swi : Saturation interstitielle de l'eau, fraction.

m : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.

Bo : Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm³ / STm³.

Boi : Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm³ / STm³.

Bg : Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm³ / STm³.

G : Volume de gaz libre, STm³.

G_p : Production de gaz cumulée en, STm³.

G_{inj} : Injection de gaz cumulée en, STm³.

R_p : GOR de production, m³/m³.

R_s : GOR de dissolution, m³ / m³.

R_{si} : GOR de dissolution dans les conditions initiales, m³ / m³.

We : Entrées d'eau cumulées, STm³.

W_p : Production d'eau cumulée en, STm³

W_{inj} : Injection d'eau cumulée en, STm³.

Bw : Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm³ / STm³.

Cw : Compressibilité isotherme de l'eau, cm²/kgf.

Cf : Compressibilité isotherme de la formation, cm^2 / kgf .

WOR: Water-oil Ratio, m^3 / m^3 .

WOR' : Dérivée du WOR par rapport au temps.

Fw : débit fractionnaire d'eau (water Cut)

M : Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction.

μ_o : Viscosité de l'huile, Cp.

μ_w : Viscosité de l'eau, Cp.

kro : Perméabilité relative à l'huile, fraction.

krw : Perméabilité relative à l'eau, fraction.

Et : Efficacité globale du balayage, fraction.

Ed : Efficacité de déplacement, fraction.

Ea : Efficacité surfacique du balayage, fraction.

Ev : Efficacité verticale du balayage, fraction.

Sw : Saturation en eau, fraction.

So : Saturation en huile, fraction.

SwaBT : Saturation en eau après la percée (derrière le front), fraction.

Sor : Saturation résiduelle en huile, fraction.

VRR : Taux de remplacement du vide (Voidage Replacement Ratio) fraction.

Qo : Débit de production d'huile, STm^3 / h .

Qw : Débit de production d'eau, STm^3 / h .

Qw inj : Débit d'injection d'eau, m^3 / h .

RF : Taux de récupération (Recovery Factor), fraction.

HCPVi : Hydrocarbon Pore Volume Injection, fraction.

re : rayon du drainage, m.

rw : rayon du puits, mètre.

S : skin factor.

Pinj : Pression d'injection au fond du puits, kgf/cm².

Pwh : Pression d'injection en surface, kgf/cm².

ρw : Masse volumique de l'eau, kg/m³.

g : accélération de la pesanteur, m/s².

H : Hauteur de la colonne hydrostatique, m.

F : soutirage des fluides dans les conditions de réservoir, Rm³.

Introduction Générale

Introduction générale

Le but ultime de l'exploitation d'un gisement d'huile est de récupérer le maximum des réserves en place de la manière la plus efficace et la plus économique qui soit. Quand les mécanismes naturels de drainage ne permettent pas de parvenir à cet objectif, le recours à des mécanismes de récupération secondaire devient nécessaire. L'injection d'eau demeure la méthode de récupération assistée la plus utilisée grâce à son efficacité et à son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes. La réussite d'un projet de récupération secondaire par injection d'eau requiert un suivi rigoureux, une surveillance minutieuse et un ajustement régulier de ses paramètres, car les connaissances dont on dispose au moment de l'implantation d'un tel projet sont souvent limitées [1].

Problématique d'étude

Cette situation soulève plusieurs questions cruciales : quelles sont les causes de cette chute de performance dans le projet d'injection d'eau de la zone 4 du champ nord de Hassi Messaoud ? Comment diagnostiquer les problèmes spécifiques entravant l'efficacité de l'injection d'eau ? Quelles solutions peuvent être mises en œuvre pour améliorer la performance de ce projet et augmenter la récupération ultime de l'huile ?

Objectif de l'étude

Pour répondre à cette problématique, ce mémoire vise à :

1. Évaluer l'efficacité de l'injection d'eau mise en œuvre dans la zone 4.
2. Appliquer les techniques de surveillance et de monitoring dans le but de diagnostiquer les problèmes qui peuvent être à l'origine de l'efficacité limitée de l'injection, et ceci à différentes échelles (la zone, les cellules d'injection et les puits, producteurs et injecteurs).
3. Orienter les actions à entreprendre pour remédier à ces problèmes en fixant les priorités et en se focalisant sur celles qui peuvent rapporter le plus en termes de récupération.

Organisation de travail

Ce travail achevé comprend quatre chapitres, une conclusion générale et des recommandations.

Chapitre I : Présentation de la zone d'étude zone 04
champ HMD

Introduction

Ce chapitre consacré à la situation et à la structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud se propose de détailler son emplacement géographique, ses caractéristiques géologiques et stratigraphiques, la nature de son réservoir ainsi que la composition lithologique de la région. La structure du champ est caractérisée par un anticlinal sub circulaire, résultat des mouvements tectoniques, et présente des fractures naturelles influençant la productivité du réservoir. Le but de ce chapitre est de fournir une compréhension approfondie de la situation géographique et des caractéristiques géologiques du champ de Hassi Messaoud, en mettant l'accent sur les aspects structuraux et stratigraphiques essentiels pour l'exploitation pétrolière. En offrant une vue d'ensemble détaillée, ce chapitre prépare le lecteur à appréhender les défis et les potentialités de l'exploitation de ce champ majeur.

I. 1 Situation du champ de Hassi Messaoud

I. 1. 1 Situation géographique

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

Son repérage en coordonnées géographique est le suivant :

Au nord par la latitude 32°15 N.

Au sud par la latitude 31°30 N.

A l'ouest par la longitude 5°40 N.

A l'est par la longitude 6°35 N.

Et en coordonnées Lambert :

X= 790.000 à 840.000 Est.

Y= 110.000 à 150.000 Nord [16].

I. 1. 2 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province pétro-gazière. Ses délimitations sont les suivantes :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir

Du point de vue caractéristique de réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite, hétérogène sur le plan vertical et horizontal, discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides et anisotrope par la présence de silt et l'existence de matrice de petits grains [16].

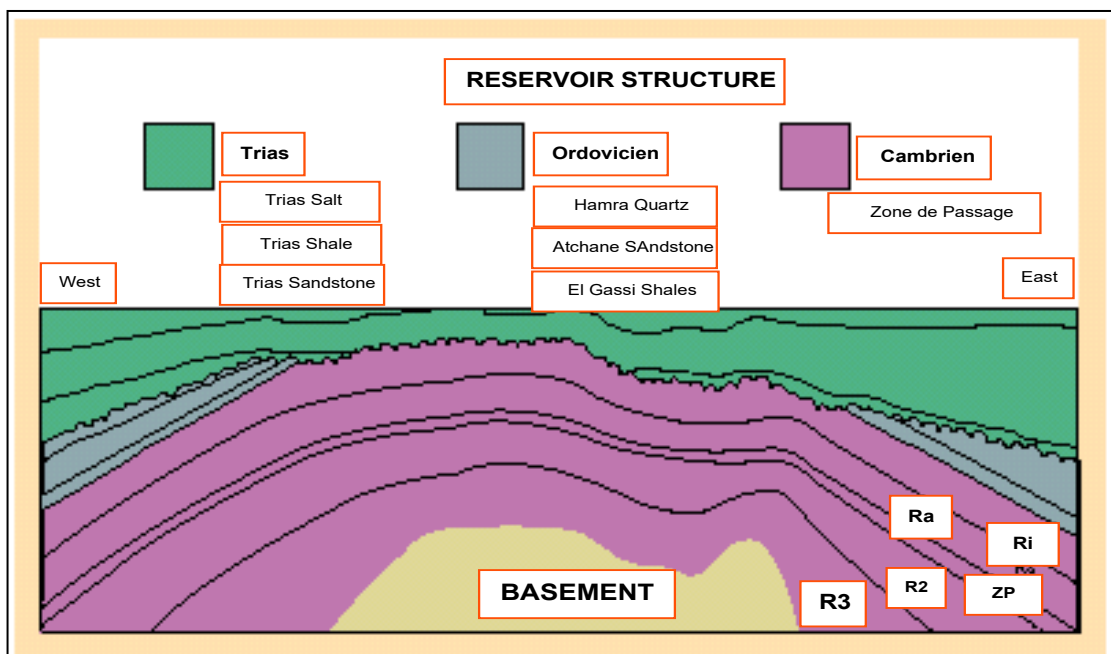


Figure I.2: Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud [16].

I. 3 Aspect stratigraphique

Le gisement de Hassi Messaoud est situé à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas comme suit :

- **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.

- **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro-conglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique rencontré à une plus de 4000 m de profondeur, c'est un granite porphyroïde rose [16].

I. 4 stratigraphie du champ de Hassi Messaoud

De point de vue stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut en bas par :

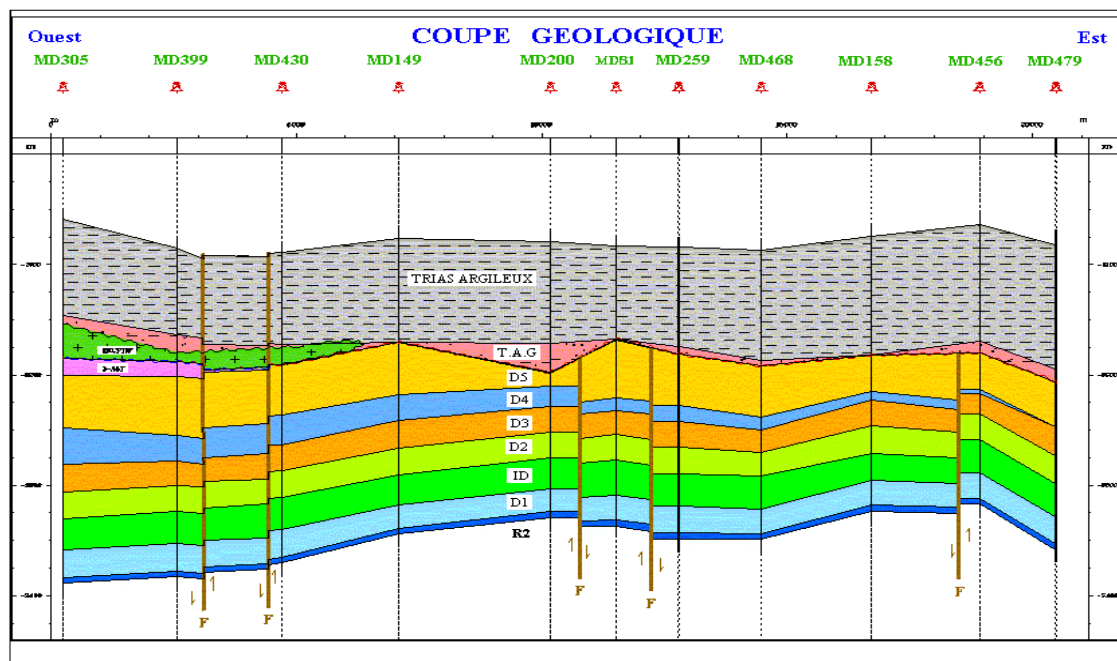


Figure I.4 : Coupe géologique du réservoir de Hassi Messaoud [16].

I. 4. 1 Le paléozoïque

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absents dans la partie centrale de la structure, alors que sur la périphérie du champ la série stratigraphique est la plus complète, représentée de la base vers le sommet par :

- a) **Le Socle** : rencontré à une profondeur de 4000m, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.
- b) **L'infra-cambrien** : C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès

argileux rouge.

- c) **Le Cambrien** : Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt argilo-micacés. Il est composé de trois lithozones R1 (Ra et Ri), R2 et R3.
- d) **L'Ordovicien**: A l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs formations, alors que dans le champ de Hassi Messaoud, il est représenté par :
- **La zone des alternances** : Epaisse en moyenne de 20 m, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites à grains fins isométriques glauconieuses.
 - **Argile d'El-Gassi**: d'une épaisseur moyenne d'environ 50 m, cette formation est constituée d'argile schisteuse indurée verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuses ou carbonatée, présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
 - **Les grès d'El-Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25m. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Il peut être argileux ou glauconieux, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.
 - **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 m, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

I. 4. 2 Le mésozoïque

Il est subdivisé comme suit :

- a) **Le Trias** : Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. Il est subdivisé en trois unités :
- **Trias-Gréseux** : Son épaisseur varie de 0 à 75 m. Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.
 - **Trias Argileux** : Son épaisseur moyenne est de 113 m. Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.
 - **Trias Salifère** : Epais de 340 m en moyenne. Il est constitué de banc de sel massif

présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles silteuses et dolomitiques.

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

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

- **Le Dogger** : Son épaisseur moyenne est de 320 m. Le Dogger est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- **Le Malm** : Son épaisseur moyenne est de 225 m. Il se caractérise par les dépôts d'argiles et de marne intercalés de bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

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

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

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

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

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 m. Constitué de grès et sables fins, avec des intercalations d'argile silteuses, il représente une immense nappe aquifère d'eau douce.

- **Le Cénomani** : Son épaisseur moyenne est de 145 m. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie.

- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 m, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux; Au sommet apparaissent les bancs de

calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

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

I. 4.3 Le cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 m. Il est constitué de calcaire dolomitique, d'âge Eocène, recouvert par des sables Mio-Pliocène [16].

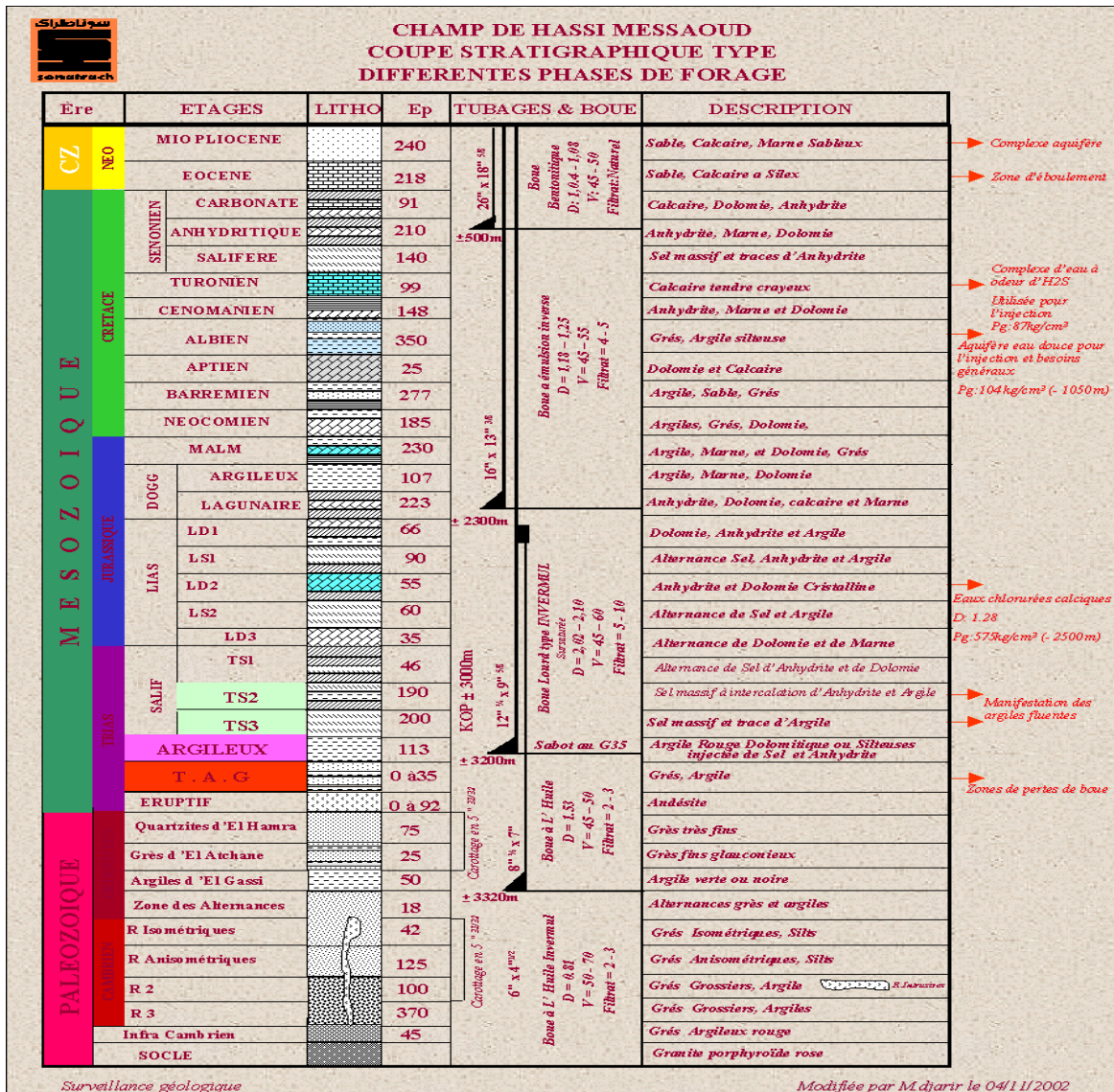


Figure I.3: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud [16].

I. 5 Caractéristiques générales du réservoir de Hassi Messaoud:

- Une huile légère de densité moyenne 0.8 g/cm³ (45° API).
 - Une pression de gisement variant entre 120 et 400 (kg /cm²).
 - Une température de l'ordre de 120° C.
 - Un GOR de dissolution de l'ordre de 220(v /v) .
 - Une faible porosité de l'ordre de 5 à 10%.
 - Une perméabilité qui varie de 0,1 md à 1000 md (pour les fissures).
 - Un contact régional huile /eau : -3380m.
 - Une Pression de bulle : 140 à 200 kg /cm².
 - Une Cote de référence : -3200m.
 - Une épaisseur de la zone productive qui peut atteindre 120 m au maximum.
 - Une saturation en huile qui est de 80% à 90% maximum [16].

I. 6 Caractéristiques pétrophysiques des drains du champ pétrolier

I. 6. 1 Porosité

Les données de la porosité sont issues des mesures pétro physiques réalisées sur les carottes. A partir des porosités moyennes calculées pour chaque drain au niveau des puits nous avons calculé les valeurs de la porosité moyenne sur l'ensemble de la zone. Nous avons opté pour la moyenne arithmétique. Les résultats sont représentés sous forme d'histogramme [16].

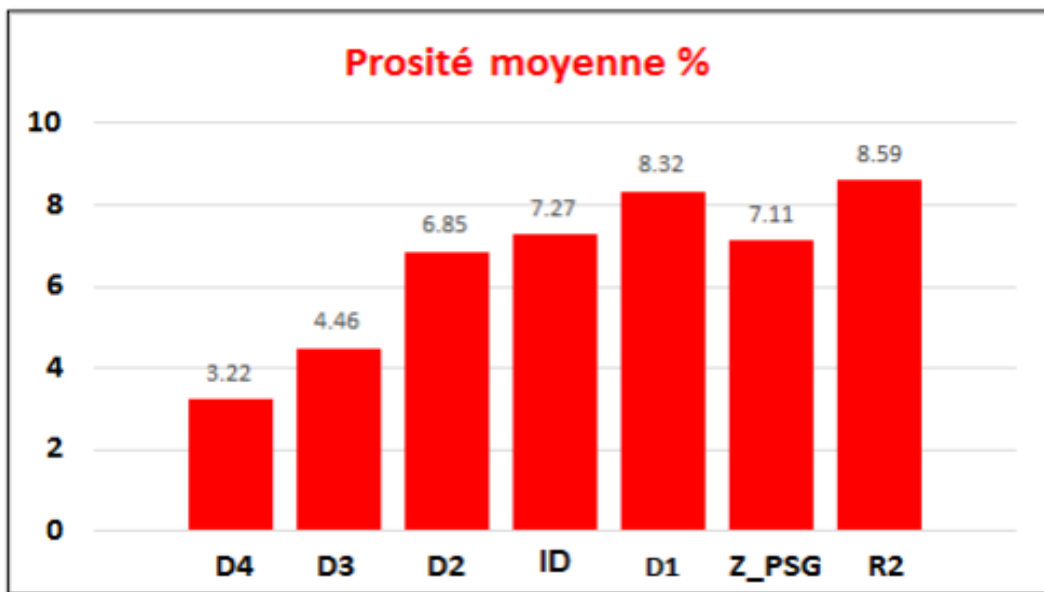


Figure I.4 : Histogramme de la Porosité par drain dans la zone 4 [16].

La porosité moyenne de la zone est de 7.06%

I. 6. 2 Perméabilité

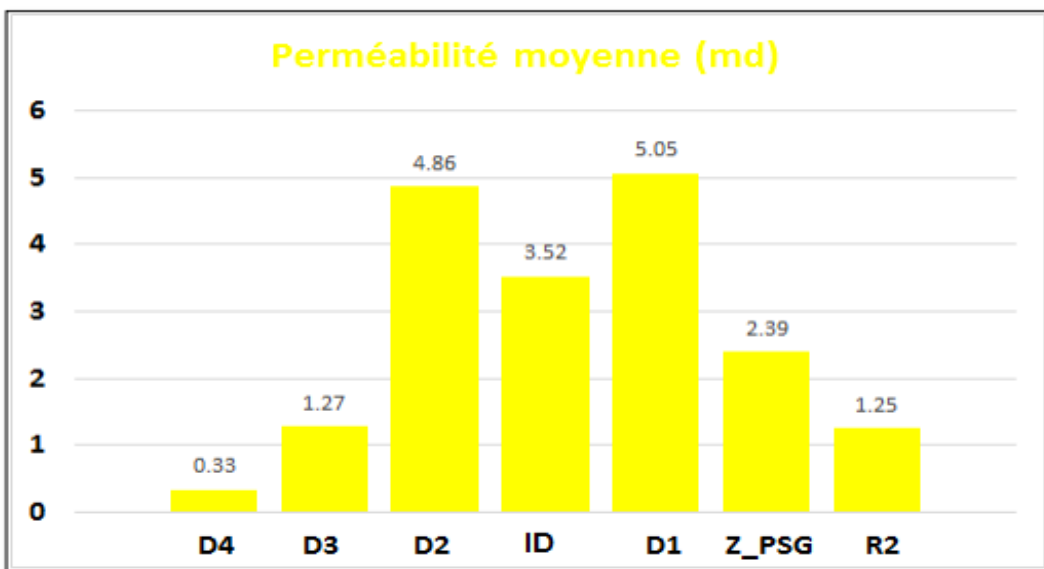


Figure I.5: Histogramme Perméabilité par drain dans la zone 4 [16].

A partir la figure I.5, nous constatons que les deux drains le D2 et D1 ont les meilleurs valeurs de la perméabilité, ont des valeurs de 4.86 et 5.05 md respectivement. La perméabilité moyenne de la zone est de 3.17 md.

I. 6. 1 Hauteur utile

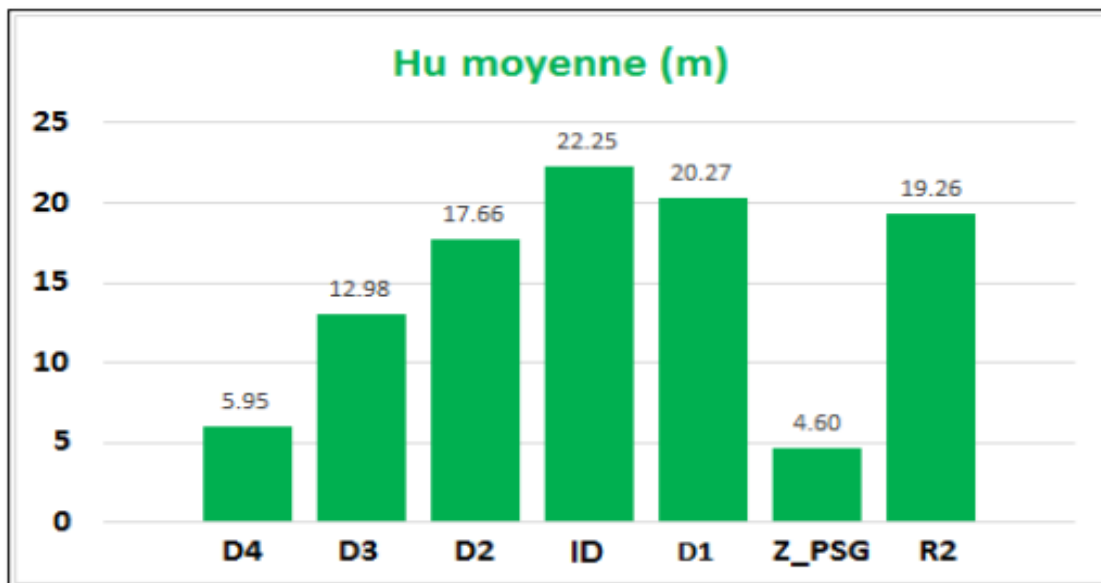


Figure I.6: Histogramme d'Epaisseur utile par drain dans la zone 4 [16].

I. 6. 2 Saturation en eau

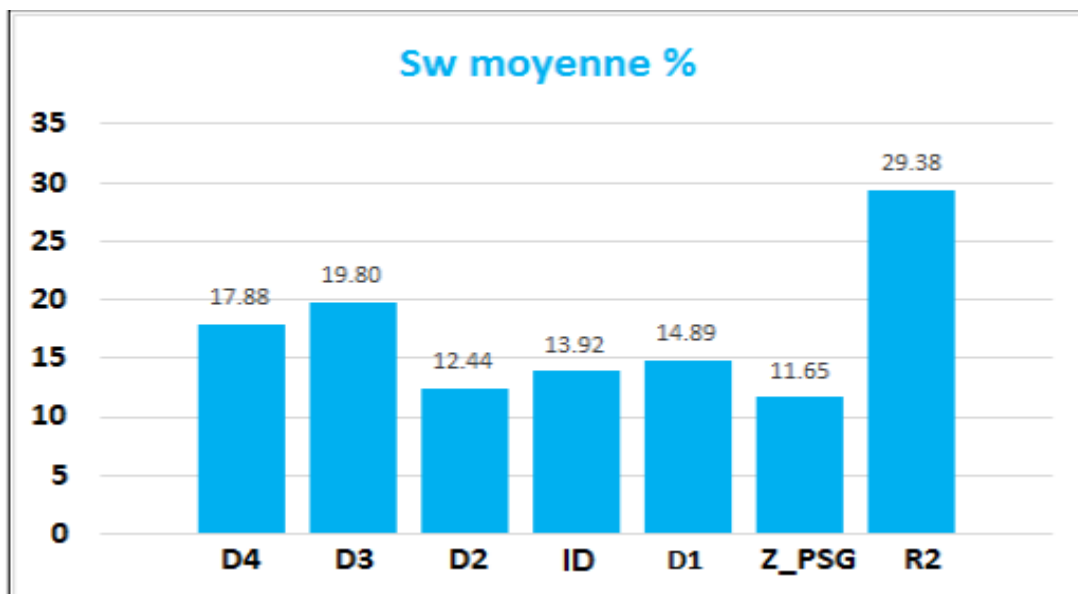


Figure I.7: Histogramme de Saturation en eau par drain dans la zone 4 [16].

La saturation moyenne en eau est de 17.7799 %.

I. 7 Caractéristique des fluides de gisement

I. 7. 1 Caractéristiques de l'huile

La pression de bulle dans la zone 4 est de 153.9668 kg/cm³

Densité en condition de stockage : 0.8017 g/cm³ (45° API).

• Condition initial

Pression de Gisement 485.07 kg/cm².

Facteur volumétrique de fond : Bo = 1.63 m³ /sm³.

Rapport gaz/huile de dissolution : Rs = 185.20 sm³ /sm³.

Viscosité de l'huile : μo = 0.3 Cp.

• Condition actuel

Pression de Gisement 196.94 kg/cm².

Facteur volumétrique de fond : Bo = 1.760 m³ /sm³.

Rapport gaz/huile de dissolution : Rs = 185.20 sm³ /sm³.

Viscosité de l'huile : μo = 0.215 Cp.

I. 7. 2 Caractéristiques du gaz associé

• Condition initial

Pression de Gisement 485.07 kg/cm².

Coefficient de compressibilité : Z = 1.15496.

Densité de gaz : 307.362Kg/m³.

Viscosité du gaz : μg = 0.0373 Cp.

Facteur volumétrique de fond : Bg = 0.00334m³ /sm³.

• Condition actuel

Pression de Gisement 196.94 kg/cm² :

Coefficient de compressibilité : $Z = 0.845$.

Densité de gaz : 171.125Kg/m³.

Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.0212\text{Cp}$.

Facteur volumétrique de fond : $B_g = 0.006 \text{ m}^3/\text{sm}^3$ [16].

I. 7. 3 Caractéristiques de l'eau

L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l), dans les conditions initiales de gisement (482 kg/cm² et 118°C), cette eau à une viscosité de 0.45 cp. En condition de stockage, sa densité est de 1.2 g/cm³ [16].

Conclusion

Du point de vue caractérisation du réservoir, le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur une verticale et sur un plan.
- Anisotrope par la présence de silts.
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive.

Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole. Les géologues, producteurs et ingénieurs de réservoirs devront rivaliser d'astuces pour implanter au mieux les puits et rentabiliser le schéma d'exploitation et maintenir en définitive une production toujours élevée.

**Chapitre II Récupération du pétrole et bilan
matière**

Introduction

Tout réservoir est composé d'une combinaison unique de forme géométrique, propriétés géologiques des roches, caractéristiques des fluides et mécanismes primaires de drainage.

Quoique deux réservoirs ne puissent pas être identiques sur tous les aspects, ils peuvent être regroupés suivant le régime de drainage par lequel ils produisent.

On peut constater que chaque régime de drainage possède ses typiques performances (taux de récupération, déclin de pression, GOR et production d'eau).

Toute récupération d'huile par mécanisme de drainage naturel se réfère à une production sans utilisation d'aucun processus pour compléter l'énergie naturelle du réservoir.

L'objectif principal de ce chapitre est de définir :

- Les mécanismes primaires de récupération et leurs effets sur la performance du réservoir.
- Les méthodes de récupération secondaire et leurs effets sur la performance du réservoir.
- Les méthodes de récupération tertiaire.
- Les différentes méthodes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs .

II. 1 Les techniques de récupération

La récupération désigne un ensemble de techniques permettant d'augmenter la quantité d'hydrocarbures extraits d'un gisement pétrolier.

La récupération assistée du pétrole (RAP), est l'ensemble des techniques destinées à accroître les quantités d'hydrocarbures extraites d'un gisement.

II. 1. 1 Mécanismes de récupération primaire

Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords du puits. On distingue :

- Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Expansion monophasique d'huile et de gaz dissous.
- Expansion du chapeau de gaz (*gas-cap drive*).
- Expansion de l'aquifère (*water-drive*).

- Drainage par gravitation.

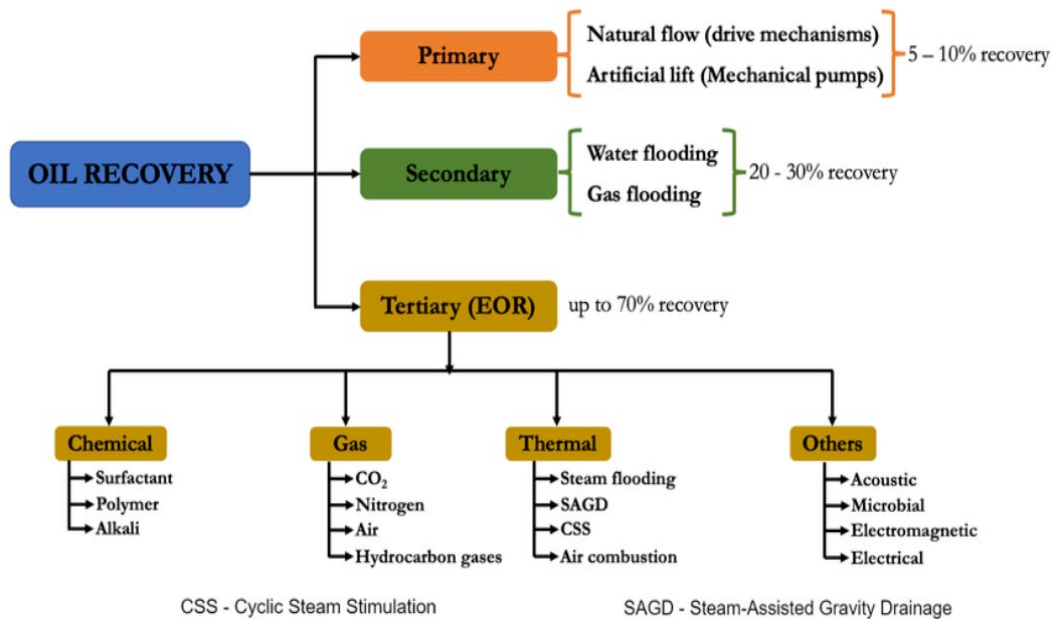


Figure II.1: Les techniques des récupération de pétrole [1].

a) Expansion de la roche et d'eau interstitielle

Lorsque l'huile existe initialement à une pression de gisement $P_g > P_b$, le réservoir est sous saturé.

L'huile, l'eau interstitielle et la roche sont les seules matières existantes. Une fois la pression diminue, les fluides et la roche s'étendent par effet de leurs compressibilités. L'expansion des grains de la roche et l'effet de compaction permettent de réduire l'espace poreux d'où la réduction de la porosité, par conséquent, les fluides sont passés hors des pores vers les abords des puits. Ce mécanisme est caractérisé par un GOR constant et possède le plus faible taux de récupération [1].

b) Expansion du gaz dissous

Dans un réservoir de gaz dissous, la roche pétrolifère est entièrement entourée de barrières imperméables. Lorsque la pression du réservoir baisse pendant la production, l'expansion du pétrole et de son gaz dissous fournit la majeure partie de l'énergie d'entraînement du réservoir (figure II.2). L'énergie supplémentaire provient de l'expansion de la roche et de l'eau qui lui est associée.

En fonction de sa pression de découverte, un réservoir de gaz dissous peut être initialement sous-saturé ou saturé. Dans un réservoir sous-saturé, la pression du réservoir est supérieure au point de bulle du pétrole. Il n'y a pas de gaz libre dans le réservoir tant que la pression reste supérieure au point de bulle. L'énergie motrice du réservoir n'est fournie que par l'expansion limitée du pétrole, de la roche et de l'eau. Dans un réservoir saturé, la pression du réservoir est au point de bulle. Dès que du pétrole est produit, la pression chute et des bulles de gaz en solution se forment dans le réservoir. Cette libération de gaz dissous entraîne une contraction du pétrole, mais cette contraction est plus que compensée par l'expansion du gaz dissous, principale source d'énergie d'entraînement du réservoir en dessous du point de bulle [1].

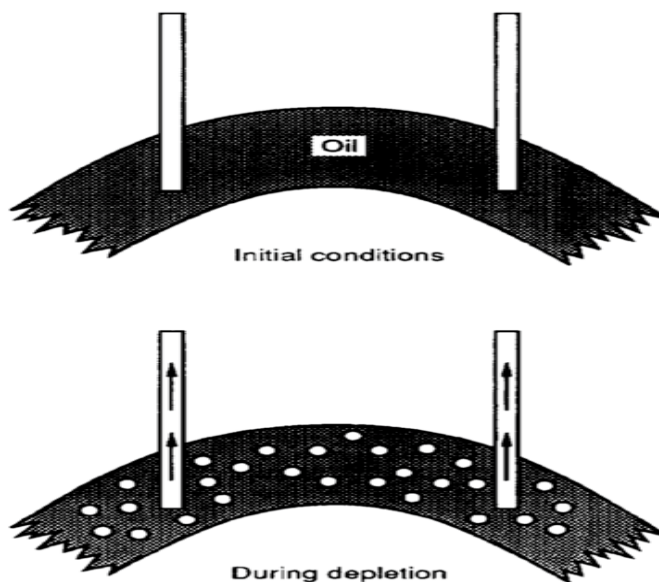


Figure II.2 : Expansion du gaz dissous [1].

c) Expansion du chapeau de gaz

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle.

Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50md. Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive [1].

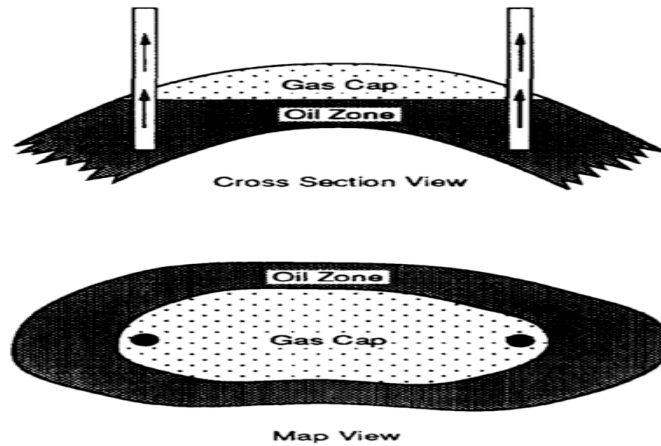


Figure II.3 : drainage par chapeau de gaz [1].

d) Expansion de l'aquifère

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assurée par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOC) remonte. Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

- D'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile (dix fois plus large ou plus), dans ce cas la chute de pression est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- 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[1].

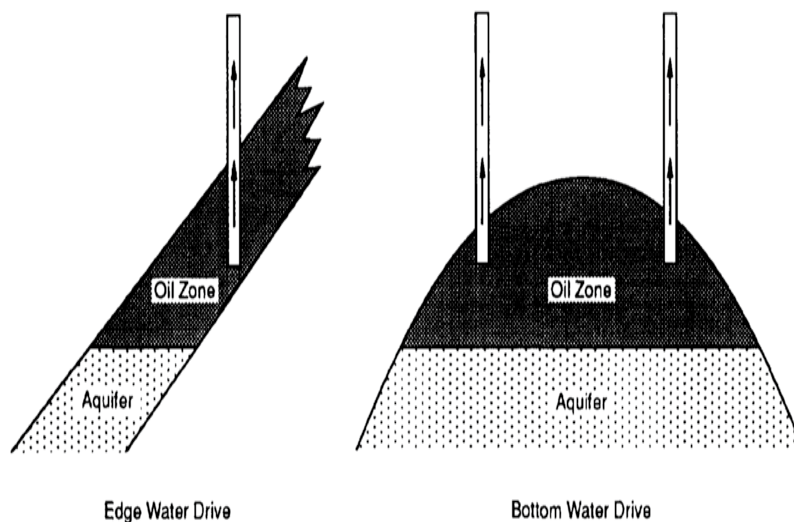


Figure II.4 : drainage par expansion de l'aquifère [1].

e) Drainage par gravité

Le drainage par gravité, ou ségrégation par gravité, est la tendance du pétrole, du gaz et de l'eau à se séparer dans un réservoir pendant la production en raison de leurs densités différentes (figure 7). En tant que mécanisme d'entraînement secondaire, le drainage par gravité ne se produit qu'en combinaison avec un ou plusieurs des mécanismes d'entraînement primaires des réservoirs de pétrole.

Les conditions propices au drainage par gravité sont les réservoirs épais à perméabilité verticale élevée ou les réservoirs minces à fort pendage. Dans un réservoir de gaz en solution perforé en aval, le drainage par gravité peut faire migrer le gaz en solution libéré vers le haut et le pétrole vers le bas, ce qui permet de conserver l'énergie du réservoir et d'augmenter la récupération jusqu'à un niveau proche de celui d'un entraînement par l'eau [1].

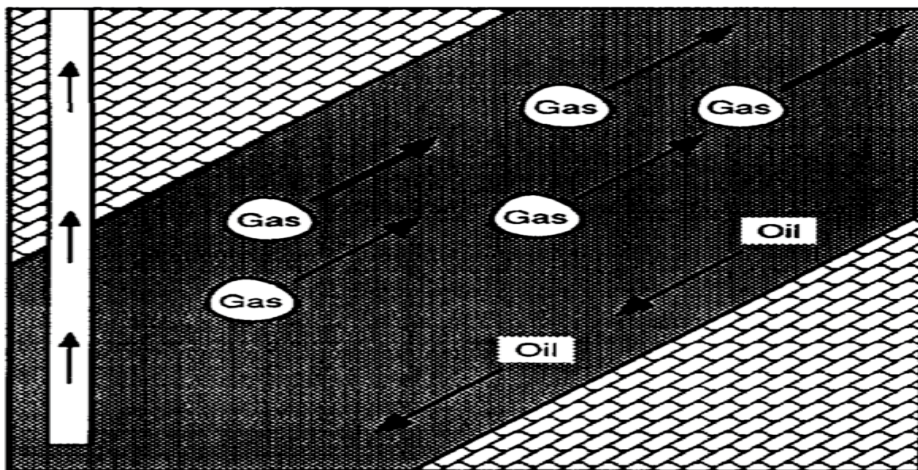


Figure II.5: drainage par gravité [1].

f) Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage

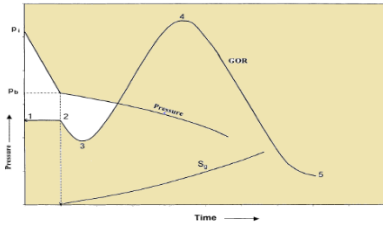
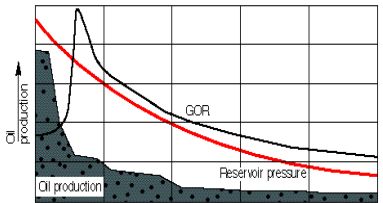
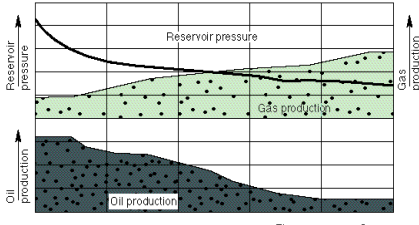
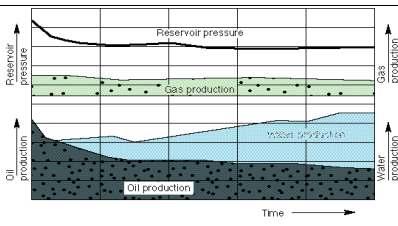
C'est presque souvent qu'on a une combinaison de deux mécanismes de drainage ou plus. Les circonstances de cette combinaison peuvent être reconnues par :

- Le degré de déclin de pression.
- L'évolution du GOR.
- L'évolution du water cut [2].

g) Performance des mécanismes de drainage

Pour évaluer la performance d'un régime de drainage par rapport à un autre, il faut suivre le comportement et l'évolution de quelques paramètres clés des fluides produits et du réservoir. Pour y faire, on a dressé un tableau récapitulatif des différents régimes et les paramètres, influençant leurs performances (GOR, WC, P) ainsi que le taux de récupération de chaque régime [2].

Table II.1: Performance de différents régimes de drainage [2].

Mécanisme de drainage	Origine de l'énergie	Performance du réservoir	Taux de récupération
Expansion de la roche et du liquide	Compressibilité de la roche et de l'eau interstitielle		(5 ÷ 10) %
Solution gas drive	Compressibilité du gaz dissout dans l'huile		(5 ÷ 30) %
Gas cap drive	Expansion du gaz libre (chapeau de gaz)		(20 ÷ 40) %
<i>Water drive</i>	Aquifère actif		(30 ÷ 60) %
Drainage par gravitation	Différence de densité des fluides en place		Varie avec le degré de déplétion

II. 1. 2 Récupération secondaire

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau, de gaz) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. Voici un tableau détaillé des caractéristiques de l'injection d'eau et de l'injection de gaz dans la récupération secondaire de pétrole [3] :

Table II.2: les principaux aspects de l'injection d'eau et de l'injection de gaz [3].

Aspect	Injection d'eau	Injection de gaz
Usage principal	Balayage de l'huile et maintien de la pression	Augmenter la récupération dans les réservoirs à huile légère et forte perméabilité
Objectifs principaux	1. Augmenter la récupération de l'huile dans les réservoirs épuisés	1. Augmenter la récupération dans les réservoirs à huile légère
	2. Maintenir la pression pour soutenir la production dans les réservoirs relativement jeunes	2. Maintenir la pression dans les réservoirs avec un gaz cap
Caractéristiques spécifiques	1. Faible rapport de mobilité (<1) pour un déplacement frontal efficace	1. Rapport de mobilité >1 , ce qui peut provoquer le phénomène de fingering
	2. Phénomènes capillaires réduisant la saturation d'huile résiduelle	2. Essentiel pour les réservoirs avec un fort pendage, permettant une ségrégation gravitationnelle efficace
	3. Préférable pour les réservoirs avec aquifère	3. À pression supérieure à la pression minimale de miscibilité, le gaz devient miscible dans l'huile

Conditions de réservoir adaptées	Réservoirs avec bonne connectivité et perméabilité	Réservoirs à forte perméabilité, réservoirs avec gaz cap, réservoirs avec un fort pendage
Impact sur l'huile	Bonne efficacité volumétrique et récupération d'huile	Peut provoquer le piégeage d'huile si le rapport de mobilité est élevé
Risques et inconvénients	Contamination de l'eau, formation de sel, difficulté de mise en œuvre tertiaire	Risques de fingering, coûts élevés, gestion des fuites de gaz, infrastructure complexe
Avantages	Simple, moins coûteuse, technologie bien comprise et largement utilisée	Améliore significativement la récupération dans les réservoirs complexes, maintient la pression dans les réservoirs

II. 1. 3 Récupération tertiaire

La récupération tertiaire désigne un ensemble de techniques visant notamment à diminuer la viscosité du fluide de formation, ou à améliorer la diffusion à l'intérieur du gisement. La mise en œuvre de l'une ou l'autre méthode dépend des caractéristiques du gisement.

Trois principales méthodes de récupération assistée de pétrole EOR sont disponibles :

- Méthodes chimiques (incorporation d'additifs) .
- Méthodes thermiques (principalement utilisées par injection de vapeur et dans une moindre mesure par combustion in situ) .
- En utilisant des gaz (CO2, N2, gaz hydrocarboné) [4].

Table II.3 : les différentes méthodes d'amélioration de la récupération assistée du pétrole (EOR) [4].

Méthode EOR	Description	Objectif
EOR chimiques	Utilisation d'injection d'eau et d'additifs (principalement des polymères et des tensio-actifs).	Améliorer le balayage de l'huile par l'eau grâce à l'augmentation de la viscosité de l'eau injectée.
EOR thermiques	Injection de vapeur pour transmettre de l'énergie au réservoir par condensation (enthalpie de condensation).	Diminuer la viscosité de l'huile, entraînant des économies de production importantes.
EOR par injection de gaz	Injection de gaz à haute pression (gaz hydrocarboné, CO ₂ , N ₂) dans le réservoir.	Réduire la viscosité de l'huile pour faciliter son écoulement vers le puits de production.

II. 2 Méthodes d'estimation des réserves en place

Il existe deux méthodes différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode à ces propres bases et intérêts :

II. 2. 1 La méthode volumétrique

Principe

L'évolution des accumulations est rendue délicate par la complicité des milieux poreux, elle ne tient en compte que la géologie elle permet de donner les réserves en place statique (n'est pas touché par la différence de pression), elle utilise dans la plupart des cas dans la phase de développement de gisement, cette évaluation se fait à partir des données provenant de deux sources différentes [5].

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 qui sont enregistrées, soit à partir des mesures réalisées au laboratoire sur carottes.

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après (Eq II 1):

$$V(cs) = VR \cdot hu / ht \cdot \emptyset \cdot (1 - Swi) \cdot 1/Bo \quad (\text{II.1})$$

(cs) : Volume de fluide dans les conditions de surface m³.

VR : volume de roche imprégnée unité m³.

hu et ht : la hauteur utile et hauteur totale respectivement unité m.

\emptyset : Porosité fraction.

Swi : Saturation en eau initiale fraction.

Bo : facteur volumétrique de fond .

La méthode volumétrique prend en considération toutes les réserves que contiennent les pores (connectés et non connectés), ce qui ne reflète pas le vrai potentiel du gisement qui n'est autre que les réserves récupérables [5].

II. 2. 2 La méthode Bilan Matière

Elle s'intéresse seulement aux déplacements des fluides donc où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques. La forme générale de l'équation de bilan matière a été présentée par Schilthuis en 1941. Dans cette équation, les retraits cumulatifs des fluides du réservoir sont assimilés à l'effet combiné de l'expansion des fluides, la compaction du volume des pores, et les influx d'eau. 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 [6].

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[1] . Sous sa forme plus simple, l'équation peut être écrite comme suit :

$$\text{Volume initial} = \text{Volume restant} + \text{Volume récupéré}$$

(a) : volume à la pression initiale.

(b) : volume après la chute de pression

Hypothèses de la méthode du Bilan Matière

Les suppositions misent en évidence sont:

- Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression

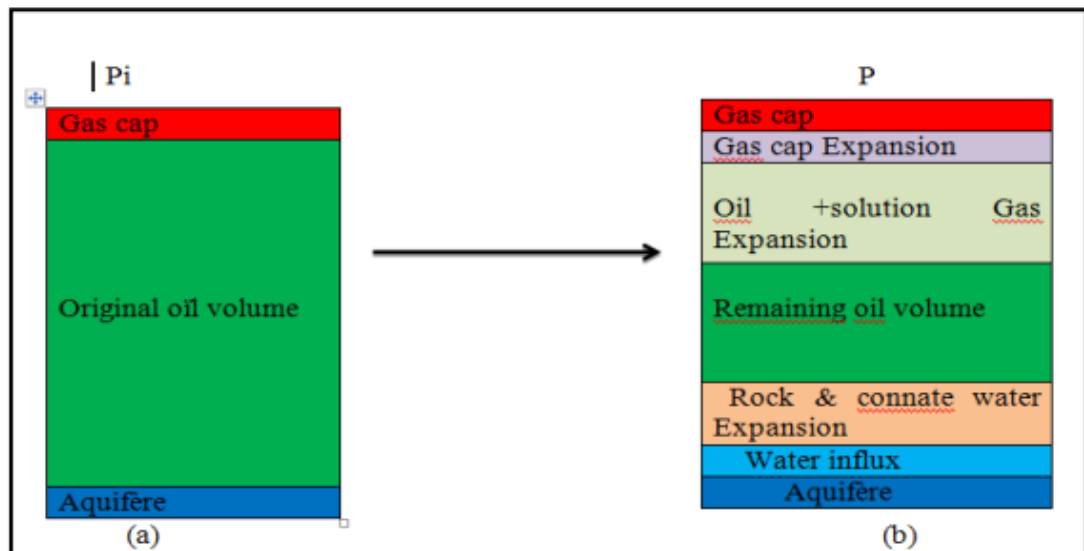


Figure II.6: Evolution pvt accompagnée à une chute de pression [6].

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 PVT doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil [6].

a) Volume poreux occupé par l'huile initialement en place à P_i

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = NB_{oi} \quad (\text{II.2})$$

N : Volume d'huile initiale en place, STm^3 .

Boi : Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, $\text{Rm}^3 / \text{STm}^3$.

b) Volume poreux occupé initialement par le gaz dans le chapeau de gaz

$$\text{Volume du chapeau de gaz} = GB_{gi} = mNB_{oi} \quad (\text{II.3})$$

G : Volume de gaz libre, STm^3

m : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.

a) Volume poreux occupé par l'huile restant à une pression de réservoir P

$$\text{Volume d'huile restant} = (N - N_p)B_o \quad (\text{II.4})$$

N_p : Production d'huile cumulée, STm^3 .

Bo : Facteur volumétrique du fond d'huile, $\text{Rm}^3 / \text{STm}^3$.

b) Volume poreux occupé par le gaz dans le chapeau de gaz à P

Avec le soutirage la pression de réservoir chute à une nouvelle pression P, le gaz dans le chapeau de gaz augmente et occupe un volume plus grand. On suppose qu'aucun gaz n'est produit à partir du chapeau de gaz pendant le déclin de pression, le nouveau volume du chapeau de gaz peut être déterminé comme [6]:

$$\text{Volume du chapeau de gaz à P} = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (\text{II.5})$$

B_g : Facteur volumétrique du fond de gaz, $\text{Rm}^3 / \text{STm}^3$

c) Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir

Ce volume peut être déterminé en appliquant l'équation de conservation de masse suivante [6]:

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

$$\left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{libéré} \end{array} \right] = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s] B_g \quad (\text{II.6})$$

R_{si} : GOR de dissolution dans les conditions initiales, m^3 / m^3 .

R_p : GOR de production, m^3 / m^3

R_s : GOR de dissolution, m^3 / m^3 .

d) Volume poreux occupée par les entrées d'eau nettes

$$\text{Volume des entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w \quad (\text{II.7})$$

W_e : Entrées d'eau cumulées, STm^3

W_p : Production d'eau cumulée en, STm^3 .

B_w : Facteur volumétrique du fond d'eau, $\text{Rm}^3 / \text{STm}^3$.

e) Changement en volume due à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle :

Le coefficient de compressibilité C , qui décrit le changement du volume (expansion) des fluide ou des matériaux avec le changement de la pression, est donné par [6]:

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad \text{d'ou} \quad \Delta V = V \cdot C \cdot \Delta P \quad (\text{II.8})$$

C : Compressibilité isotherme cm^2/Kgf

La réduction du volume poreux dû à l'expansion de l'eau interstitielle dans la zone d'huile et le chapeau de gaz est donnée par [6]:

$$\text{Expantion de l'eau interstitiel} = [(PV) S_{wi}] C_w \Delta P \quad (\text{II.9})$$

C_w : Compressibilité isotherme de l'eau, cm^2 / kgf .

S_w : Saturation en eau interstitiel, fraction.

Substituant la formule du volume poreux (PV) l'équation devient :

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P \quad (\text{II.10})$$

De même, la réduction du volume de pore dû à l'expansion de la roche réservoir est donnée par:

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P \quad (\text{II.11})$$

Combinant les deux équations (II.10) et (II.11) on obtient :

$$\text{Changement total en volume poreux} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (\text{II.12})$$

Cf : Compressibilité isotherme de la formation, cm² /kgf.

a) Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés

$$\text{Volume de l'injection} = G_{inj} B_{gi} + W_{inj} B_w \quad (\text{II.13})$$

G_{inj} : Injection de gaz cumulée en, STm³.

W_{inj} : Injection d'eau cumulée en, STm³.

B_{gi} : Facteur volumétrique du fond de gaz dans les conditions initiales, Rm³ / STm³.

Le MBE peut être écrit sous une forme généralisée comme suit :

$$(a) + (b) = (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) \quad (\text{II.14})$$

Remplaçant (a), (b), ..., (h) par les équations correspondants dans l'équation (II.15), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g(R_s - R_{si}) + mB_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1+m) \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right) B_o \Delta P \right] + N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g \quad (\text{II.16})$$

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.

II.4.2.3 Solution de l'équation bilan matière

Cette technique consiste essentiellement à réarranger l'équation d'équilibre d'une manière à l'avoir sous une forme linéaire.

L'aspect le plus important de cette méthode de solution est qu'il attache une signification à l'ordre des points tracés, la direction dans laquelle ils tracent, et à la forme de la parcelle de

terrain en résultant. Ainsi, une signification dynamique a été présentée dans des figures pour arriver à la réponse finale [7].

Soient :

$$F = [Bo + (Rp - Rs)] + (Wp - Winj) - GinjBg \quad (II.17)$$

$$Eo = (Bo - Boi) + (Rsi - Rs) \quad (II.18)$$

$$Ef, w = Boi(1 + m) \left[\frac{CwSwi + cF}{1 - Swi} \right] \Delta P \quad (II.19)$$

$$Eg = Boi \left(\frac{Bg}{Bi} - 1 \right) \quad (II.20)$$

$$We = Cs \sum \Delta P (\Delta tD) \quad (II.21)$$

L'équation de bilan matière peut s'écrire :

$$F = [Eo + mEg + Ef,] + We \quad (II.22)$$

Pour les réservoirs saturés, on peut négliger l'expansion de la roche et d'eau ($\alpha = 0$), L'équation (II.22) devient :

$$F = [Eo + mEg] + We \quad (II.23)$$

La forme ci-dessus de l'équation est une forme réduite de l'équation de bilan matière, où les trois mécanismes de la production : de l'expansion d'huile, de l'expansion de gaz, et de *water drive* sont inclus.

L'absence d'un ou deux des mécanismes ci-dessus exige la suppression des limites appropriées de l'équation [7].

1^{ier} cas

- Ni aquifère actif.
- Ni chapeau de gaz.

L'équation (II.23) devient :

$$F = NE_o \quad (\text{II.24})$$

La courbe F vs E_o est une ligne

droite passant par l'origine et N sa pente.

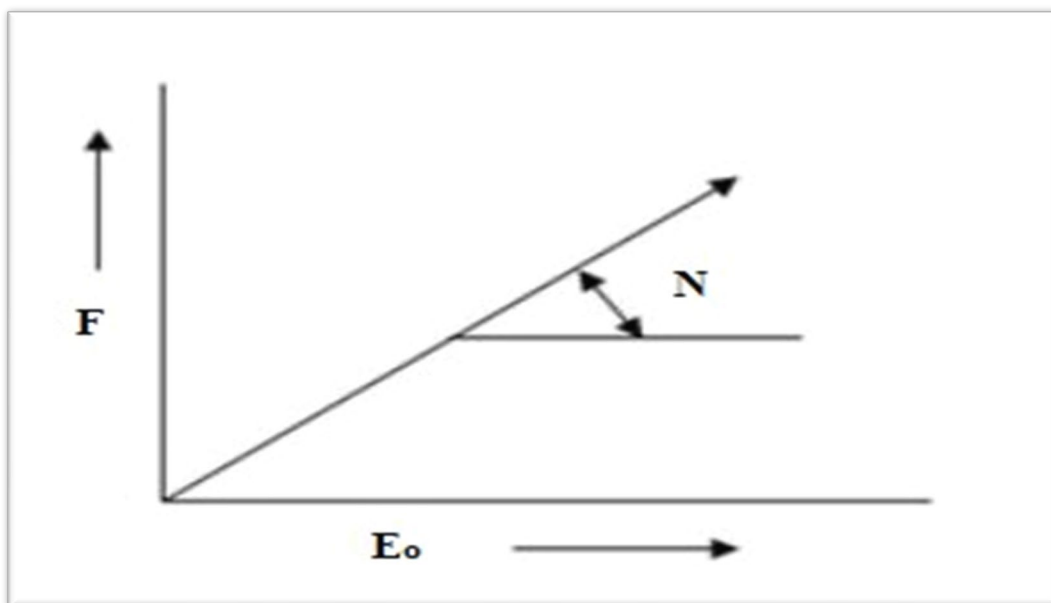


Figure II.7 : Soutirage F en fonction E_o [7].

2^{ieme} cas

- Avec chapeau de gaz

L'équation (II.23) devient :

$$F = (E_o + mE_g) \quad (\text{II.25})$$

La courbe de F vs (E_o+mE_g) est une droite
passante par l'origine et N représente sa pente .

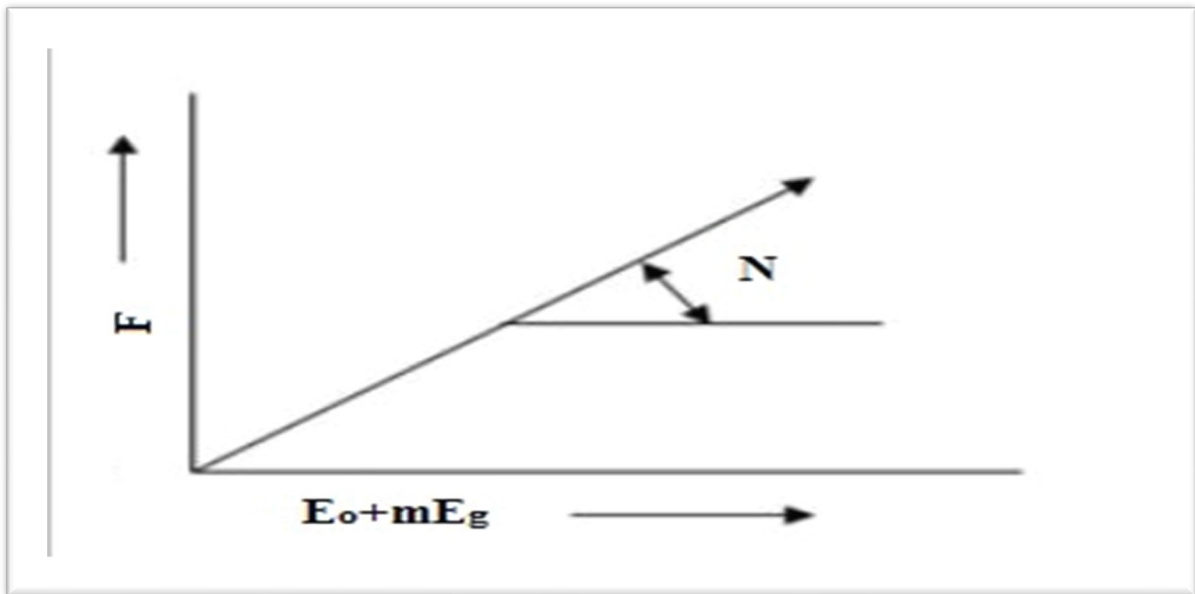


Figure II.8: Soutirage F en fonction E_o+mE_g [7].

3iemecas

- Pas d'aquifère
- N et m inconnues

L'équation de bilan matière est écrite sous la forme suivante:

$$F = (E_o + mE_g) \quad (\text{II.26})$$

On donne des valeurs pour m puis on trace F en fonction $(E_o + mE_g)$:

- Si m assumée est correcte, la courbe sera une ligne droite passant par l'origine avec N comme pente.
- Si m assumée est trop petite la ligne passera par l'origine mais courbera vers le haut.

- Si m assumé est trop grand, la ligne passera par l'origine mais courbera en bas.

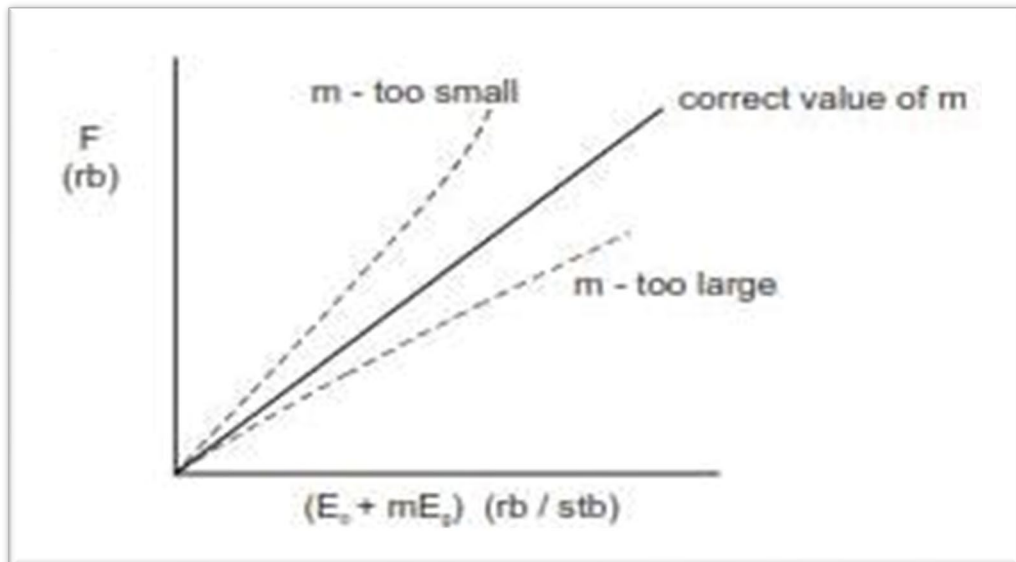


Figure II.9: Soutirage F en fonction $(E_o + E_g)$ & N [7].

4 ieme cas

- Avec aquifère
- Pas de chapeau de gaz

L'équation (II.23) devient :

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (\text{II.27})$$

Dans le cas où le réservoir est surmonté

par un chapeau de gaz,

l'équation (II.23) devient

$$\frac{F}{E_o + mE_g} = N + \frac{W_e}{E_o + mE_g} \quad (\text{II.28})$$

Supposant que les réserves N et le rapport m sont connues l'interprétation est similaire à celle montrée dans la figure II.14.

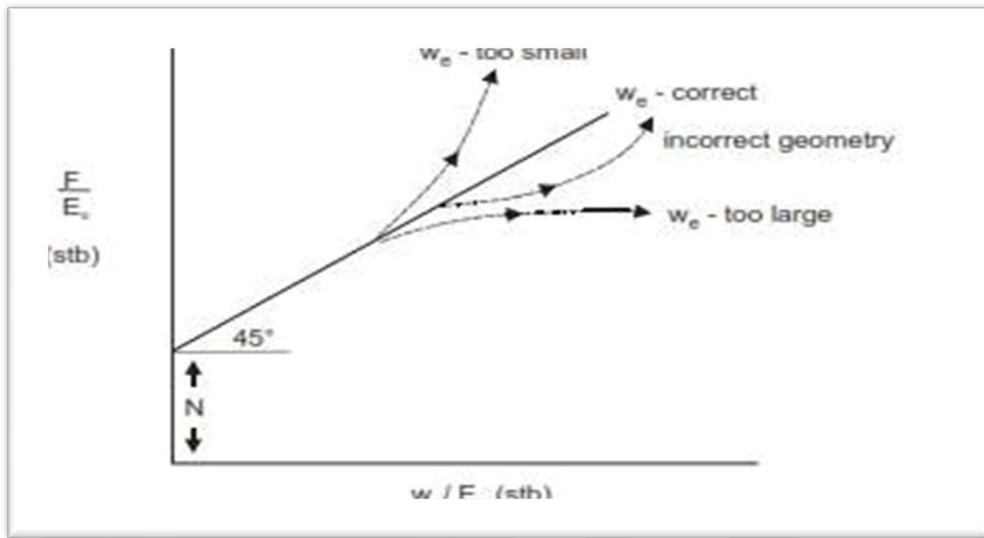


Figure II.10: F/E_o en fonction w_e/E_o [7].

**Chapitre III Récupération assistée par l'injection
d'eau**

Introduction

L'injection d'eau (waterflooding) est largement répandue parmi les différentes techniques d'injection de fluides. L'objectif de ce chapitre est de présenter les principaux facteurs à considérer lors de la planification et de la mise en œuvre d'un projet d'injection d'eau dans un réservoir pétrolier. Ce processus est crucial pour améliorer la récupération d'huile et optimiser les performances du réservoir.

Le chapitre discute également les paramètres d'injection, notamment la configuration des puits et les différents schémas d'injection, qui visent à maximiser le contact avec l'huile et améliorer le balayage du réservoir. Il se conclut par une méthodologie de surveillance et d'analyse de la performance de l'injection, essentielle pour évaluer et optimiser les résultats du projet.

III. 1 Facteurs à prendre en compte lors d'un projet d'injection d'eau

III. 1. 1 Caractéristiques du réservoir

a. Géométrie du réservoir

La position des puits et, en off-shore, le nombre de plates-formes sont influencés par la géométrie. Le schéma de l'injection avec lequel un réservoir peut être utilisé dépend de sa géométrie [10].

b. Profondeur du réservoir

L'impact de la profondeur sur les aspects techniques et économiques d'un projet d'injection d'eau est considérable. La pression d'injection maximale augmente en fonction de la profondeur. Le water-cut économique qui peut être toléré est limité par les coûts de récupération de l'huile des puits très profonds, ce qui réduit le taux de récupération final et augmente ainsi tous les frais d'exploitation du projet. De plus, un réservoir à faible profondeur entraîne une contrainte à la pression d'injection qui doit être inférieure à la pression de fracturation de la structure [10].

III. 1. 2 Lithologie et propriétés de roche

La lithologie et les propriétés pétrophysiques de la roche ont une grande influence sur l'efficacité de l'injection de l'eau dans un réservoir. Parmi ces propriétés, citant : la porosité, la perméabilité, présence d'argile et la hauteur utile du réservoir [10]

III. 1. 3 Hétérogénéité de réservoir et continuité des drains

L'hétérogénéité du réservoir et la continuité du ruissellement L'uniformité substantielle du réservoir est l'un des principaux critères de réussite des projets d'injection d'eau. Obstructions d'écoulement ou chemins privilégiés (réseaux de failles, fractures, plus perméables. La présence de couches (par exemple couches) permet à l'eau de s'écouler. Placez-le dans un endroit où il s'égouttera sans ajouter trop d'huile. La continuité latérale de la couche génératrice est également une condition préalable à la réussite d'un projet d'injection. Le mécanisme d'injection nécessite que l'injecteur et le producteur existent au sein d'un réseau de communication [10].

III. 1. 4 Caractéristiques des fluides

a) Viscosité des fluides

la viscosité de l'huile joue un rôle important qui affecte le degré de succès d'un projet d'injection d'eau. La viscosité d'huile à l'effet important de déterminer le rapport de mobilité qui contrôle l'efficacité de balayage de réservoir [17].

b) Mobilité

La mobilité M d'un fluide est définie comme le rapport de la perméabilité effective (k) du fluide à sa viscosité (μ) :

$$M = \frac{k}{\mu} \quad (\text{III.1})$$

c) Mobilité Relative

Dans un réservoir contenant plusieurs fluides (comme de l'eau, du pétrole et du gaz), la mobilité est souvent considérée en termes de mobilité relative. La perméabilité effective de chaque fluide dépend de la saturation des autres fluides présents [17].

Mobilité Relative de l'Huile (M_o)

$$M_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \quad (\text{III.2})$$

où :

- k_{ro} est la perméabilité relative à l'huile.
- μ_o est la viscosité de l'huile.

Mobilité Relative de l'Eau (M_w)

$$M_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad (\text{III.3})$$

où :

- k_{rw} est la perméabilité relative à l'eau.
- μ_w est la viscosité de l'eau [17].

Ratio de Mobilité

Le ratio de mobilité (RM) entre deux fluides, comme l'eau et l'huile, est défini comme suit

$$R_M = \frac{M_w}{M_o} \quad (\text{III.4})$$

Le ratio de mobilité est un indicateur clé de l'efficacité du déplacement des fluides. Un ratio de mobilité inférieur à 1 indique que l'eau (ou tout autre fluide injecté) se déplace plus facilement que l'huile, ce qui est favorable pour le balayage efficace du réservoir [17].

d) Perméabilité

La perméabilité est une propriété du milieu poreux qui mesure la capacité et l'aptitude de la formation à transmettre des fluides. La perméabilité de la roche, k , est une propriété très importante de la roche car elle contrôle la direction mouvement rationnel et le débit des

fluides du réservoir dans la formation. L'équation qui définit la perméabilité en termes de quantités mesurables s'appelle Loi de Darcy [17]

$$Q = \frac{k A}{\mu} \times \frac{dP}{dL} \quad (\text{III.5})$$

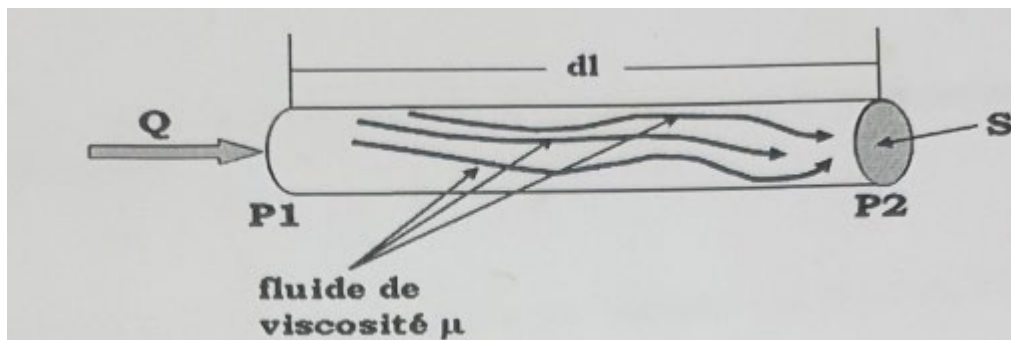


Figure III.1: Définition des termes de la loi de Darcy [17].

e) La perméabilité relative

La perméabilité relative est simplement la perméabilité mesurée à un saturation en fluide exprimée en fraction de la perméabilité totale ou absolue. La perméabilité absolue est la perméabilité d'une roche saturée à 100% avec un seul fluide. Dans une roche humide, seule l'eau peut totalement saturer le système de pores, et la perméabilité à la saumure est normalement considérée comme la valeur absolue perméabilité. Cependant, la perméabilité aux hydrocarbures à l'eau résiduelle la saturation est souvent utilisée comme perméabilité absolue dans l'ingénierie des réservoirs études. La perméabilité effective est la perméabilité d'un fluide en présence d'un autre fluide mesuré à un état de saturation spécifique. Perméabilité efficace est toujours inférieure à la perméabilité absolue et changera à mesure que changements de saturation [8].

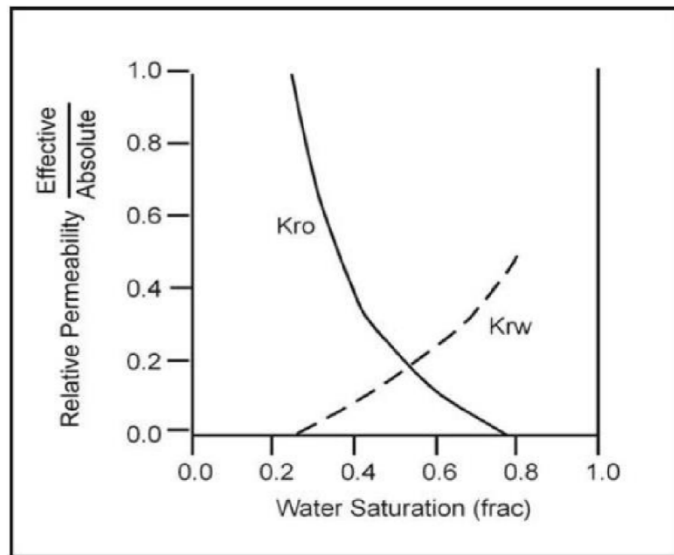


Figure III.2 : Courbe de perméabilité relative [8].

f) Saturation des fluides

Plus la saturation en pétrole est élevée, plus la quantité de pétrole pouvant être extraite est importante. Une saturation élevée en huile augmente la mobilité du pétrole et augmente l'efficacité de la récupération [8].

III. 2 Paramètres d'injection

La première étape dans la conception d'un projet d'injection d'eau consiste à sélectionner la configuration adéquate qui vise à maximiser le contact avec l'huile, que ce soit en transformant les puits producteurs en puits injecteurs ou en forant de nouveaux puits. La sélection d'une configuration appropriée nécessite la prise en compte des facteurs suivants :

- La diversité des réservoirs et la perméabilité directionnelle [8].
- L'orientation des fractures de la structure.
- La durée souhaitée et anticipée de l'injection.
- La taille, l'efficacité et la transparence des puits.

Un projet d'injection d'eau débutait au début du siècle précédent par l'injection d'eau dans un seul puits. Au fur et à mesure de l'extension de la zone inondée et de l'inondation des puits adjacents, ces derniers étaient transformés en injecteurs afin de prolonger l'étendue balayée par l'eau. Il s'agissait du « flux de circulation circulaire » Cette structure a été peu à peu remplacée par d'autres dont on peut mentionner [8].

III. 2. 1 Injection périphérique

Les injecteurs se trouvent à l'extrémité externe du réservoir et l'huile est introduite à l'intérieur (figure III.3). En général, l'injection périphérique assure une récupération optimale de l'huile tout en réduisant la production d'eau. Pour cela, il est nécessaire de répondre à plusieurs conditions. Par exemple, il est nécessaire que la perméabilité de la formation soit suffisamment élevée afin de permettre le déplacement de l'eau injectée à un débit spécifique sur de vastes frontières. En outre, il est essentiel de maintenir la ligne d'injection à proximité du front, ce qui permet de convertir les puits producteurs ayant un water-cut élevé [8].

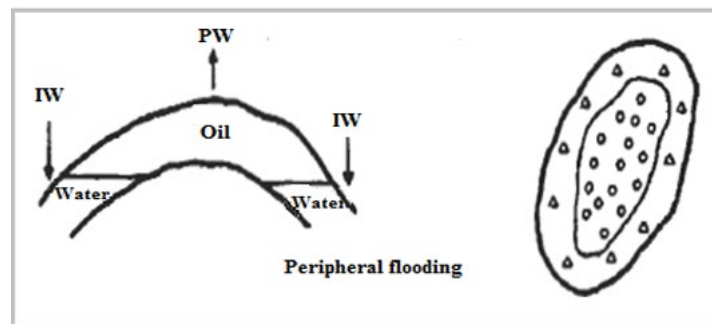


Figure III.3:Schéma d'injection périphérique [8].

III. 2. 2 Injection régulière

Le réservoir à faible pendage et étendu est utilisé pour ce type d'injection, afin d'obtenir un balayage homogène. Les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés. Dans cette situation, une répartition aussi régulière que celle établie pour la phase d'exploitation naturelle du gisement est obtenue. La figure suivante présente la disposition la plus fréquente [8]:

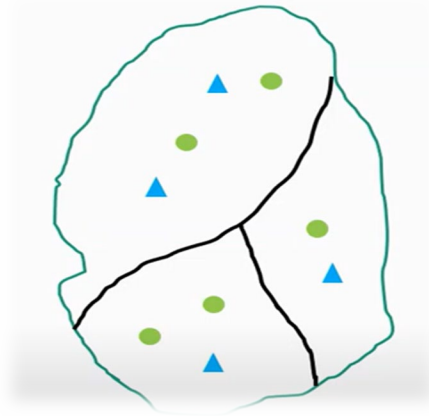


Figure III.4: Schéma d'injection régulière [8].

III. 2. 3 Injection irrégulière

Ce schéma peut être observé lorsque les conditions de surface ou/et la présence de puits horizontaux entraînent une inégalité de la position des puits producteurs ou injecteurs. De plus, la conversion de certains puits producteurs pour des raisons économiques dans des petits réservoirs destinés à la production primaire peut également entraîner des schémas irréguliers en raison de la présence de failles et de variations de porosité ou de perméabilité [8].

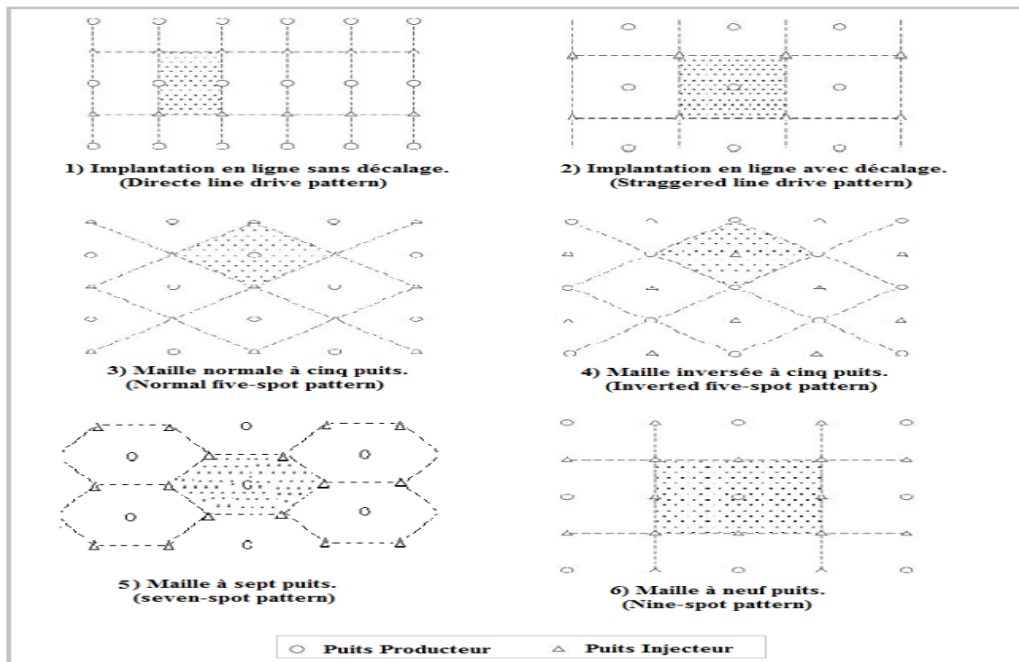


Figure III.5: Schéma d'injection irrégulière [8].

Table III.1 différents type d'injection [8].

Type d'injection	Les avantages	Les inconvénients	L'utilisation
Périphérique	<ul style="list-style-type: none"> . Production d'eau réduite . Percée d'eau retardée 	<ul style="list-style-type: none"> . Remplissage et pressurisation plus lents . Réponse tardive aux inondations . Les injecteurs doivent faire face à un niveau local élevé pression entraînant un débit d'injection inférieur 	<ul style="list-style-type: none"> . Réservoir à haute perméabilité . Opérations où la production d'eau est fortement indésirable
Régulier	<ul style="list-style-type: none"> . Remplissage et pressurisation plus rapides . Réponse plus rapide sur le terrain aux inondations . Efficacité de balayage supérieure . 	<ul style="list-style-type: none"> . Investissement élevé . Risque de percée précoce des eaux et recyclage de l'eau si l'espacement est trop serré 	<ul style="list-style-type: none"> . Grand réservoir . Réservoir homogène . Réservoir avec un grand stock de puits
irrégulier	<ul style="list-style-type: none"> . Sélectif et concentré . Remplissage et pressurisation plus rapides . Réponse locale plus rapide aux inondations . Moins coûteux 	<ul style="list-style-type: none"> . Remplissage et pressurisation plus lents . Réponse globale plus lente sur le terrain aux inondations . Plus difficile de suivre le mouvement du pétrole et pour identifier les zones 	<ul style="list-style-type: none"> . Champs petits ou marginaux . Champs avec nombre limité de puits . Domaines présentant une forte hétérogénéité ou compartimentation

III. 3 Efficacité de balayage

Le facteur de récupération global (efficacité) RF de toute méthode secondaire ou tertiaire de récupération du pétrole est le produit de la combinaison de trois facteurs individuels. secondaire ou tertiaire est le produit d'une combinaison de trois facteurs d'efficacité individuels, comme l'indique l'expression généralisée suivante:

$$Et = Ed * Ea * Ev \tag{III.6}$$

Et : Efficacité globale du balayage, fraction

Ed : Efficacité de déplacement, fraction.

Ea : Efficacité surfacique du balayage, fraction.

Ev : Efficacité verticale du balayage, fraction.

En termes de production d'huile cumulée :

$$Np = Ni * Ed * Ea * Ev \tag{III.7}$$

Np : Production d'huile cumulée, STm3.

N : Volume d'huile initiale en place, STm3 [9].

III.3.1 L'efficacité de déplacement

The displacement efficiency ED is the fraction of movable oil that has been displaced from the swept zone at any given time or pore volume injected. Because an immiscible gas injection or waterflood will always leave behind some residual oil, ED will always be less than 1. [9].

$$Ed = \frac{\text{Volume of oil at start of flood} - \text{Remaining oil volume}}{\text{Volume of oil at start of flood}} \tag{III.8}$$

$$Ed = \frac{\frac{Soi}{Boi} - \frac{So}{Bo}}{\frac{Soi}{Bo}} \tag{III.9}$$

oi = saturation initiale du pétrole au début de l'inondation

Boi = FVF du pétrole au début de l'inondation, bbl/STB

S_o = saturation moyenne en pétrole dans la configuration de l'inondation à un moment donné pendant l'inondation

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} - S_{gi}$$

$$S_o = 1 - S_w$$

Donc :

$$Ed = \frac{S_{wabt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \tag{III.10}$$

S_{wabt} : Saturation en eau après la percée (derrière le front), donnée par l'intersection de la tangente de Welge avec la droite $F_w=1$ ().

S_{wi} : Saturation interstitielle de l'eau, fraction [9].

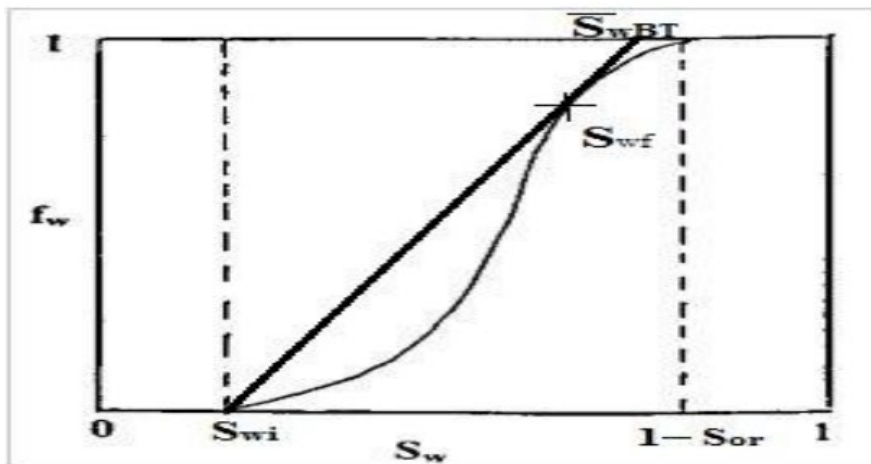


Figure III.6: courbe de F_w en fonction de la saturation en eau [9].

Puisqu'une injection d'eau laissera toujours une certaine quantité d'huile résiduelle, Ed est toujours inférieur à 1. Ed dépend de la Taille des pores et l'Hétérogénéité.

L'équation générale du débit fractionnel :

$$Q_w = \frac{K_{rw} K A dP}{\mu_w dx} \tag{III.11}$$

$$Q_o = \frac{K_{ro} K A dP}{\mu_o dx} \tag{III.12}$$

$$F_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} = \frac{\frac{K_{rw} K A dP}{\mu_w dx}}{\frac{K_{rw} K A dP}{\mu_w dx} + \frac{K_{ro} K A dP}{\mu_o dx}} \quad (\text{III.13})$$

$$F_w = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \quad (\text{III.14})$$

Tel que :

F_w : Débit fractionnel de l'eau K_{rw} : Perméabilité relative de l'eau

K_{ro} : perméabilité relative d'huile

À la condition de fond :

μ_w : Viscosité d'eau (cp) $\mu_w = 0.45 \text{ c.p}$

μ_o : viscosité d'huile (cp) $\mu_o = 0.23 \text{ c [9]}$.

III. 3. 1 L'efficacité superficielle

L'efficacité de balayage surfacique, EA, est définie comme la fraction de la configuration totale de l'inondation qui est en contact avec le fluide de déplacement [9].

$$E_a = \text{surface contacter par l'eau} / \text{surface totale} \quad (\text{III.15})$$

. L'efficacité du balayage surfacique dépend essentiellement des facteurs suivants :

- . Taux de mobilité, M
- . Modèle d'inondation
- . Eau cumulée injectée, W_{inj}
- . Répartition de la pression entre injecteurs et producteurs
- . Perméabilité directionnelle

III. 3. 2 L'efficacité verticale

L'efficacité du balayage vertical, E_v , est définie comme la fraction de la section verticale de la zone payante qui est balayée par le fluide d'injection [9].

$$V = (K_{50} - K_{84,1}) / K_{50} \quad (\text{III.16})$$

L'efficacité du balayage vertical dépend essentiellement de :

Taux de mobilité, M .

Volume injecté.

III. 4 L'Implémentation d'injection d'eau

III. 4. 1 Définition

Lorsqu'un réservoir qui produit de l'huile et du gaz dissout est en expansion au début de l'injection, il y a généralement une saturation en gaz dans ce réservoir. On injecte un volume d'eau afin de remplir les pores qui sont occupés par le gaz libre avant la production d'huile, ce volume d'eau est appelé "Volume de recouvrement". Le front d'huile déplacera une partie du gaz libre initial pendant le processus d'injection en raison du bon rapport de mobilité entre l'huile déplaçant et le gaz déplacé. Il en va de même si la saturation en gaz initiale est supérieure à sa saturation critique, l'augmentation de la saturation d'huile dans la zone d'huile est parfaitement égale à la baisse de saturation en gaz initial. De plus, la hausse de la saturation en huile dans la zone d'huile est due à la déplacement de l'huile de la zone d'huile, ce processus est connu sous le nom d'« effet de ressaturation d'huile » ou de « gas fill-up ». La production d'huile n'est pas réalisée lorsque l'huile est déplacée de la zone d'eau vers d'autres parties du réservoir.

La continuité de l'injection d'eau permet au front de la zone d'huile d'atteindre le puits producteur, ce qui marque la fin de la période de recharge [10].

III. 4. 2 Etapes d'un projet d'injection d'eau

1) Du début de projet à l'interférence

Il y a généralement une saturation en gaz au début de l'injection (figure III.7 A). Le point A de la figure III.8 illustre le débit d'huile correspondant. Une fois l'injection initiée et une certaine quantité d'eau injectée, une zone d'eau à saturation élevée est créée autour de chaque puits injecteur. En ajoutant de l'eau de manière continue, la zone d'eau se développe de manière radiale et déplace la phase d'huile, créant ainsi une zone à saturation élevée en huile

la zone d'huile. Ce flux radial continu jusqu'à ce que les zones d'huile formées autour des puits injecteurs voisins se rencontrent, c'est l'interférence. Pendant cette première étape,

l'état du réservoir autour des puits producteurs est semblable à celle du début de l'injection ; aucun changement n'est observé sur le débit comme indiqué sur la figure III.8 par le point B [10].

2) De l'interférence au remplissage

Cette étape décrit la période allant de l'interférence jusqu'au remplissage de l'espace occupé par le gaz. Le remplissage est le début de la réponse de production d'huile comme illustré sur la figure III. 6 (C) et par le point C sur la figure III. 7 . Par conséquent, la performance d'injection peut seulement être évaluée à l'heure du remplissage.

3) Du remplissage à la percée d'eau La fin de la phase de remplissage est caractérisée par l'arrivée du front d'huile au puits producteurs, pas de gaz libre dans le pattern d'injection. Par l'injection continue de l'eau, le front d'eau atteint par la suite le puits producteur, marquant le temps à la percée, figure III.7 (D).

4) De la percée d'eau à la fin de projet Après la percée, le WOR augmente rapidement avec un déclin net du débit d'huile (figure III.7 point D). Le secteur balayé continue à s'étendre avec l'injection de plus d'eau, cette augmentation contribuera à une production d'huile additionnelle associée avec une production d'eau [10].

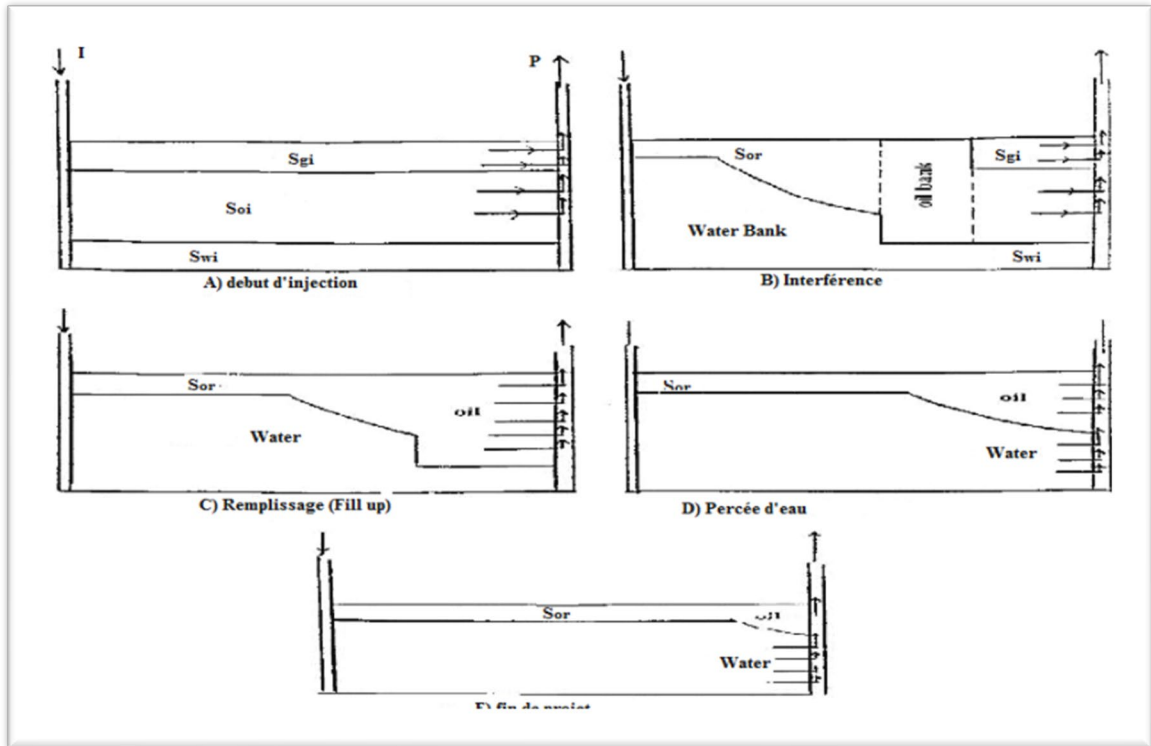


Figure III.7: mécanismes de l'injection d'eau dans le réservoir [10].

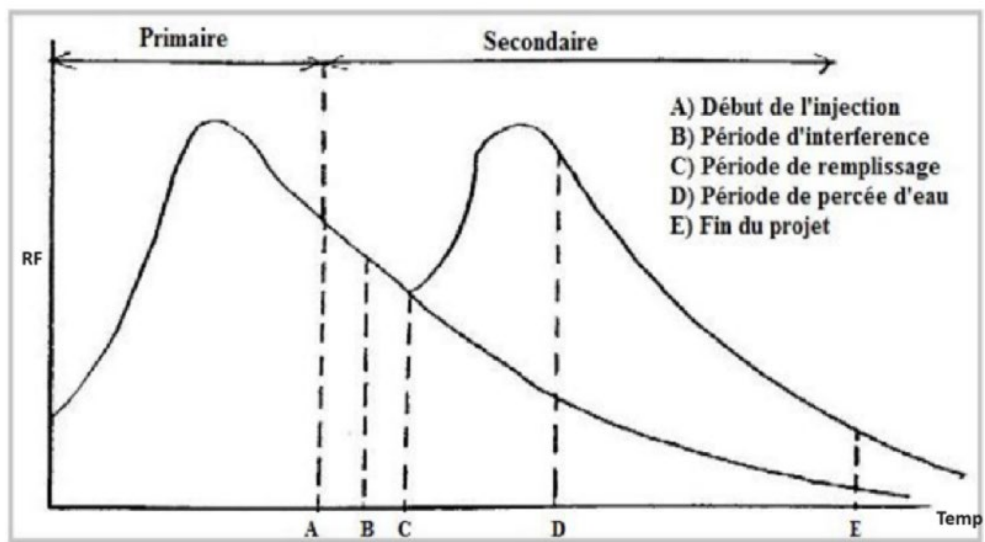


Figure III.8: Historique prévu de la production [10].

III. 5 Surveillance et monitoring d'injection d'eau

La surveillance d'un projet d'injection d'eau est une tâche très importante pour comprendre et évaluer la performance du réservoir et pour identifier les opportunités d'amélioration la récupération totale de l'huile. Plusieurs courbes et des techniques de

diagnostic sont conçues pour compléter la prédiction et évaluer la performance d'un projet d'injection d'eau à des niveaux allant du champ au puits en passant par le bloc et la cellule. Certaines de ces techniques sont brièvement citées :

III. 5. 1 Plot de production

Ce types des graph nous permettons de analyser l'effet d'injection d'eau sur la production d'huile et la presssion de gisement et en même temps le (water cut) [12] .

III. 5. 2 Taux de remplacement de vide (Voidage Replacement Ratio ‘VRR’)

Le (Voidage Replacement Ratio ‘VRR’) est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection .Le VRR est estimé pour un pattern ou pour un champ soumis à l'injection d'eau en utilisant l'équation suivante [12] :

$$VRR = \frac{Q_{inj} * B_w}{Q_o * B_o + W_p * B_w + Q_o * (R_p - R_s) B_g} \quad (III.17)$$

Q_w inj : Débit d'injection d'eau, m^3 / h .

B_w : Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm^3 / STm^3 .

B_o : Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm^3 / STm^3 .

W_{inj} : Injection d'eau cumulée en, STm^3 .

R_s : GOR de dissolution, m^3 / m^3 .

R_{si} : GOR de dissolution dans les conditions initiales, m^3 / m^3 .

B_g : Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm^3 / STm^3 .

Q_o : Débit de production d'huile, STm^3 / h .

W_p : Production d'eau cumulée en, STm^3 .

Cet équilibre a un impact significatif sur la répartition de la pression au sein du réservoir, ce qui affecte à son tour la production du champ. Par conséquent, le VRR est tracé sur le même graphique que la tendance de la pression. Si le VRR est supérieur à 1 et que la pression du réservoir n'augmente pas, suspectez des pertes d'injection hors zone. Si le VRR est inférieur à 1 et que la pression du réservoir ne diminue pas, un afflux de fluide (afflux vertical

ou horizontal) dans la zone étudiée est également suspecté. Utiliser le VRR pour tracer la production (sur une échelle logarithmique) en fonction du temps permet de comprendre la relation entre ces deux variables [12] :

Cet équilibre a un impact significatif sur la répartition de la pression au sein du réservoir, ce qui affecte à son tour la production du champ. Par conséquent, le VRR est tracé sur le même graphique que la tendance de la pression. Si le VRR est supérieur à 1 et que la pression du réservoir n'augmente pas, suspectez des pertes d'injection hors zone. Si le VRR est inférieur à 1 et que la pression du réservoir ne diminue pas, un afflux de fluide (afflux vertical ou horizontal) dans la zone étudiée est également suspecté. Utiliser le VRR pour tracer la production (sur une échelle logarithmique) en fonction du temps permet de comprendre la relation entre ces deux variables [12] :

III. 5. 3 Impact de l'injection sur la récupération

Dans le but d'évaluer l'effet de l'injection sur la récupération, la courbe RF en fonction du HCPVi (Recovery Factor Vs Hydrocarbon Pore Volume injected) est utile pour bien comprendre les mécanismes de drainage et la maturité du secteur étudié. Le RF et le HCPVi sont définis comme suit [13]:

$$RF = \frac{N_p}{N} \quad (\text{III.18})$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj} * B_w}{N * B_{oi}} \quad (\text{III.19})$$

III. 5. 4 plot de Conformance

La conformité est une mesure de l'homogénéité du front de l'eau injectée pendant une opération de récupération d'huile lors d'une opération de drainage d'huile, ainsi que de l'homogénéité verticale et aérienne du front de l'eau pendant sa propagation à travers un réservoir d'huile. On trouve sur cette page un aperçu de certains systèmes chimiques et de technologies qui favorisent une conformité améliorée lors des opérations de récupération d'huile. Voir les problèmes de conformité pour une discussion des problèmes fondamentaux qui suscitent le besoin d'amélioration de conformité [13].

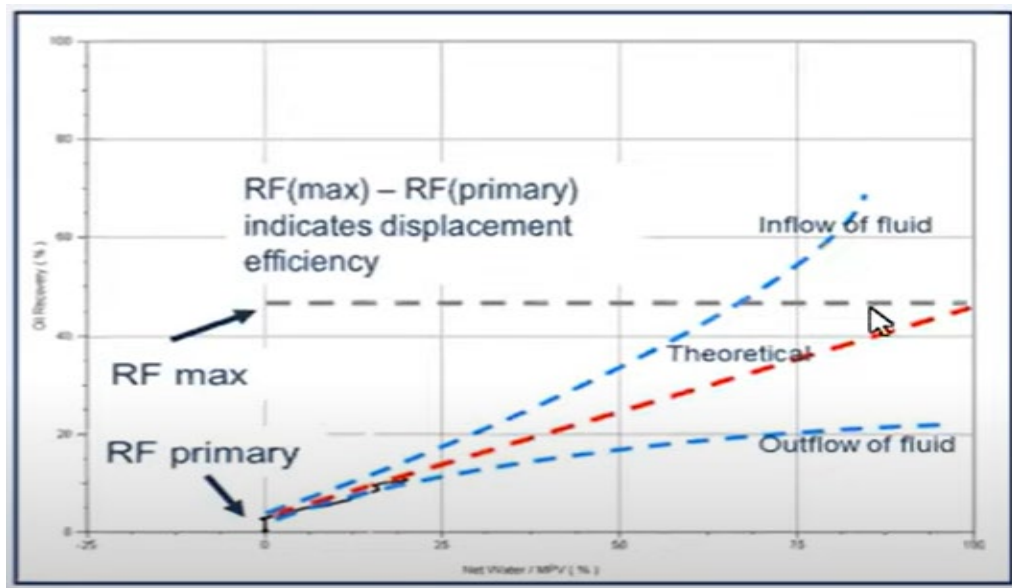


Figure III.9: facteur de récupération en fonction cum d'eau injecter [13].

III. 5. 5 Suivi de l'évolution de l'injectivité des puits par la méthode de Hall

L'efficacité d'un projet d'injection d'eau dans un champ pétrolier dépend de la performance de chaque puits. Le réservoir, enfoui dans le sous-sol, peut seulement être pénétré et contrôlé via des puits. Par conséquent, il est nécessaire d'avoir des méthodes efficaces pour une évaluation et de surveillance de la performance des puits et aussi pour l'évaluation régulière de l'état du réservoir aux alentours des puits. La méthode de Hall est un outil simple utilisé pour évaluer la performance des puits injecteurs d'eau. Elle peut être utilisée comme alternative aux essais de puits traditionnels. Elle est fondée sur l'hypothèse d'un écoulement radial circulaire sous un régime permanent. En plus de l'historique de la pression et du débit d'injection, la méthode de Hall requiert la connaissance de la pression de réservoir moyenne P_r dans l'aire d'influence du puits injecteur [14].

Bases théoriques de la méthode de Hall

La méthode de Hall est basée sur l'équation de Darcy pour un écoulement radial circulaire sous un régime permanent [14].

$$i_w = \frac{0.00708Kh(P_{inj}-P_r)}{\mu_w[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)-0,75+S]} \quad (III.20)$$

En supposant que les paramètres k , μw , r_e et S sont constants, l'équation (III.20) peut être réduite à :

$$iw = A(Pinj - Pr) \tag{III.21}$$

Avec

$$A = \frac{0.00708Kh}{\mu w [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S]}$$

L'équation (3.11) peut aussi s'écrire comme suit :

$$Pinj - Pr = iw/A \tag{III.22}$$

L'intégration des deux membres de l'équation par rapport au temps donne :

$$\int (Pinj - Pr) = 1/A \int iw dt \tag{III.23}$$

Le terme $\int iw dt$ représente le cumul de l'injection d'eau $Winj$.

Souvent, la pression d'injection au fond du puits n'est mesurée que lors des essais de puits. Par contre, les pressions d'injection en tête sont relevées quotidiennement. Les débits d'injection sont aussi calculés chaque jour. A partir des pressions de tête et des débits, la pression de fond peut être calculée [14] :

$$Pinj = Pwh + \Delta Ph - \Delta Pf - \Delta Pacc \tag{III.24}$$

Avec :

$Pinj$: Pression d'injection du fond du puits,

Pwh : Pression d'injection en tête du puits,

ΔPh : Pression de la colonne d'eau, données par l'équation fondamentale de l'hydrostatique

$$\Delta Ph = \rho w gh \tag{III.25}$$

ΔPf : Pertes de charge par friction, données par l'équation de Darcy-Weisbach.

$$\Delta Pf = f_p w \frac{L v^2}{d} \tag{III.26}$$

ΔP_{acc} : Pertes de charge par accélération.

Dans le cas d'un écoulement monophasique vertical, la pression de la colonne du fluide représente plus de 95% des pertes de charge totales. Cela nous permet de négliger les deux autres termes sans que l'erreur commise ne soit trop importante. L'équation (III.14) se réduit donc à [14]:

$$P_{inj} = P_{wh} + \Delta P_h \tag{III.27}$$

Remplaçons l'équation (3.17) dans (3.13) pour obtenir :

$$\int (P_{wh} \text{ inj} + \Delta P_h - P_r) t = \frac{W_{inj}}{A} \tag{III.28}$$

L'équation (III.28) montre que le tracé du membre gauche, appelé intégrale de Hall, en fonction de W_{inj} donnera une droite de pente $1/A$. Ce graphe est appelé Hall Plot. Si les paramètres k , h , r_e , μ_w et S sont constants, la valeur de A sera constante et la droite gardera sa pente. Si un de ces paramètres change, A changera et la pente du graphe de Hall changera aussi. Ces changements de pente peuvent fournir beaucoup d'informations concernant l'efficacité d'injection dans un puits comme le montre la figure III.10 [14].

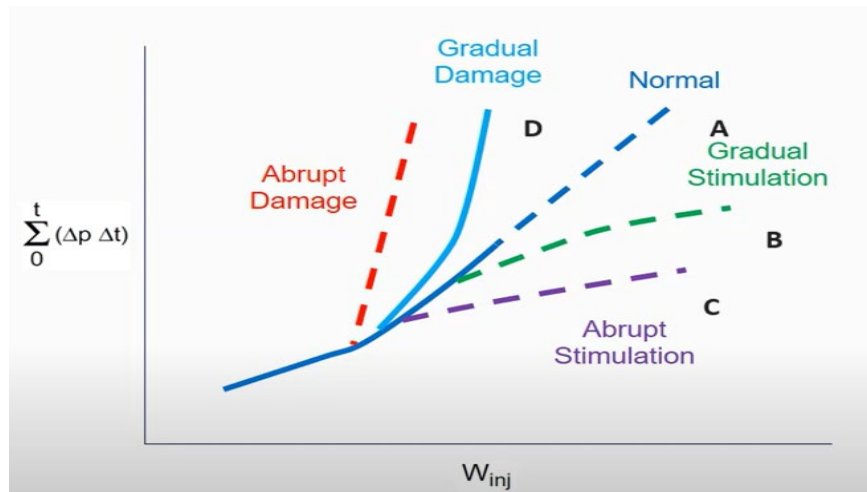


Figure III.10: Un exemple de Hall Plot pour différentes conditions [14].

Au début de la vie d'un puits d'injection, le rayon de la zone inondée d'eau augmente avec le temps, provoquant une courbure vers le haut. Après le fill-up, l'injection devient stable comme le montre bien la constance de la pente de la droite A. Une pente croissante indique généralement un skin positif synonyme d'un endommagement (ligne D). De manière

analogue, une pente décroissante peut indiquer un skin négatif ou bien une injection au-delà de la pression de fracturation (ligne B). Une pente très faible (ligne C) peut signifier un possible channeling ou une injection hors-zone [14].

Limitations de la méthode de Hall

La simplicité de la méthode de Hall peut être trompeuse. À proprement parler, une interprétation correcte de la courbe de Hall nécessite des informations sur la pression moyenne du réservoir. L'application de la méthode Hall sans connaissance préalable de la pression du réservoir peut conduire à des conclusions inexactes selon lesquelles les changements dans la pente de la courbe indiquent des changements dans le taux d'injection du puits. L'évaluation de la perméabilité du réservoir à l'aide des courbes de Hall n'est possible que si le rayon d'influence est connu et ne change pas au cours de la période d'observation. Ni la pression du réservoir ni la zone d'influence ne sont déterminées par des mesures. Il n'existe aucune preuve que le rayon d'influence ne change pas après le traitement ou en modifiant le débit d'injection. À l'inverse, on peut également supposer que différentes conditions d'injection affectent ce rayon.

III. 5. 6 Chan's plot

K.S. Chan a introduit un plan log-log de rapport eau-huile (WOR) et dérivé de WOR versus temps pour distinguer le phénomène de coning et de canalisation. La valeur du rapport eau/huile en utilisant les données réelles sur l'eau et la production d'huile est calculée par l'équation suivante [15]:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} \quad (\text{III.29})$$

Cette équation montre le rapport entre le taux d'eau produite (Q_w) et le taux de pétrole produit (Q_o) par un puits particulier. De même, la valeur dérivée du WOR par rapport au temps est calculée par l'équation suivante :

$$WOR' = \frac{d(WOR)}{dt} = \frac{(WOR_2 - WOR_1)}{(t_2 - t_1)} \quad (\text{III.30})$$

Cette méthode peut être utilisée pour diagnostiquer et évaluer rapidement les mécanismes. Cette méthode utilise en fait des parcelles générées à partir des données de l'historique de production disponibles. Ces parcelles comprennent.

- Historique de production pour l'ensemble de la période ou période d'injection d'eau de l'eau et du pétrole.

- WOR et dérivés de WOR.
- Production cumulative de pétrole.
- Déclin du taux de pétrolier et de gaz.

Ces parcelles fournissent un profil complet du comportement de production passé et présent et du potentiel de production restant du puits. (K.S. Chan 1995) [15].

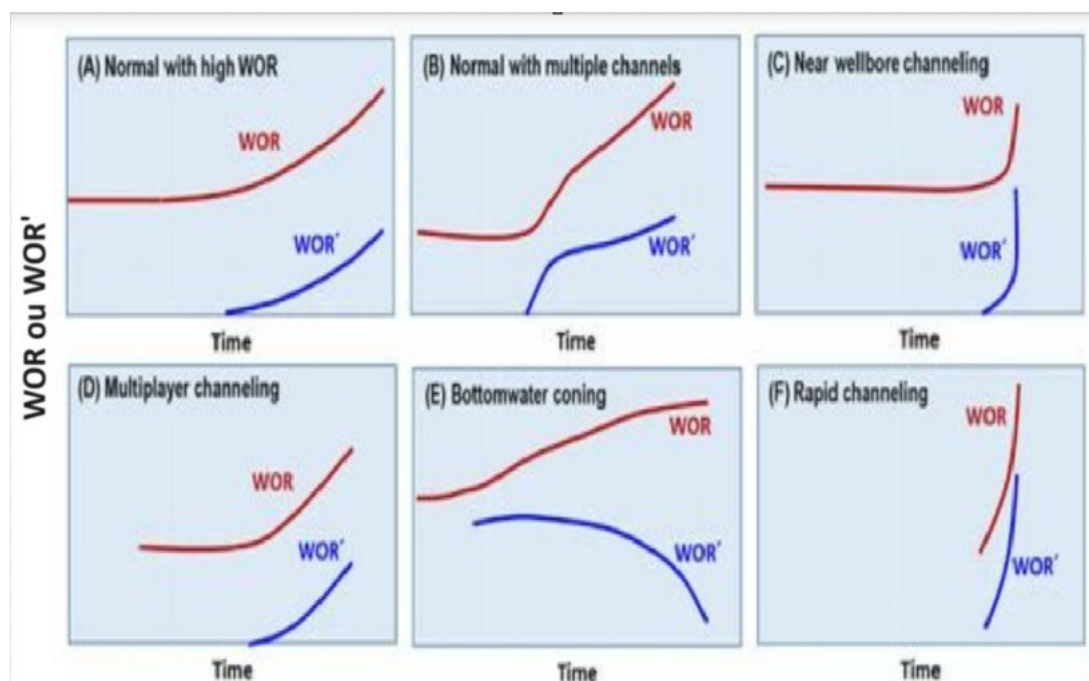


Figure III.11: Un exemple de Chan's plot pour différentes conditions [15].

**Chapitre IV Analyse globale de la performance de
la zone 04 avec logiciel de MBAL**

IV. 1 La théorie de matériel balance

L'équation du bilan matière développée par Schilthuis qui met en équation la production cumulée observée (exprimée en prélèvement souterrain) et la dilatation du fluide dans le réservoir résultant d'une perte de charge finie. à la dilatation du fluide dans le réservoir résultant d'une perte de charge finie, qui est le principe directeur du logiciel MBAL.

$$F = N [E_o + mE_g + E_{fw}] + W_e \quad (IV.1)$$

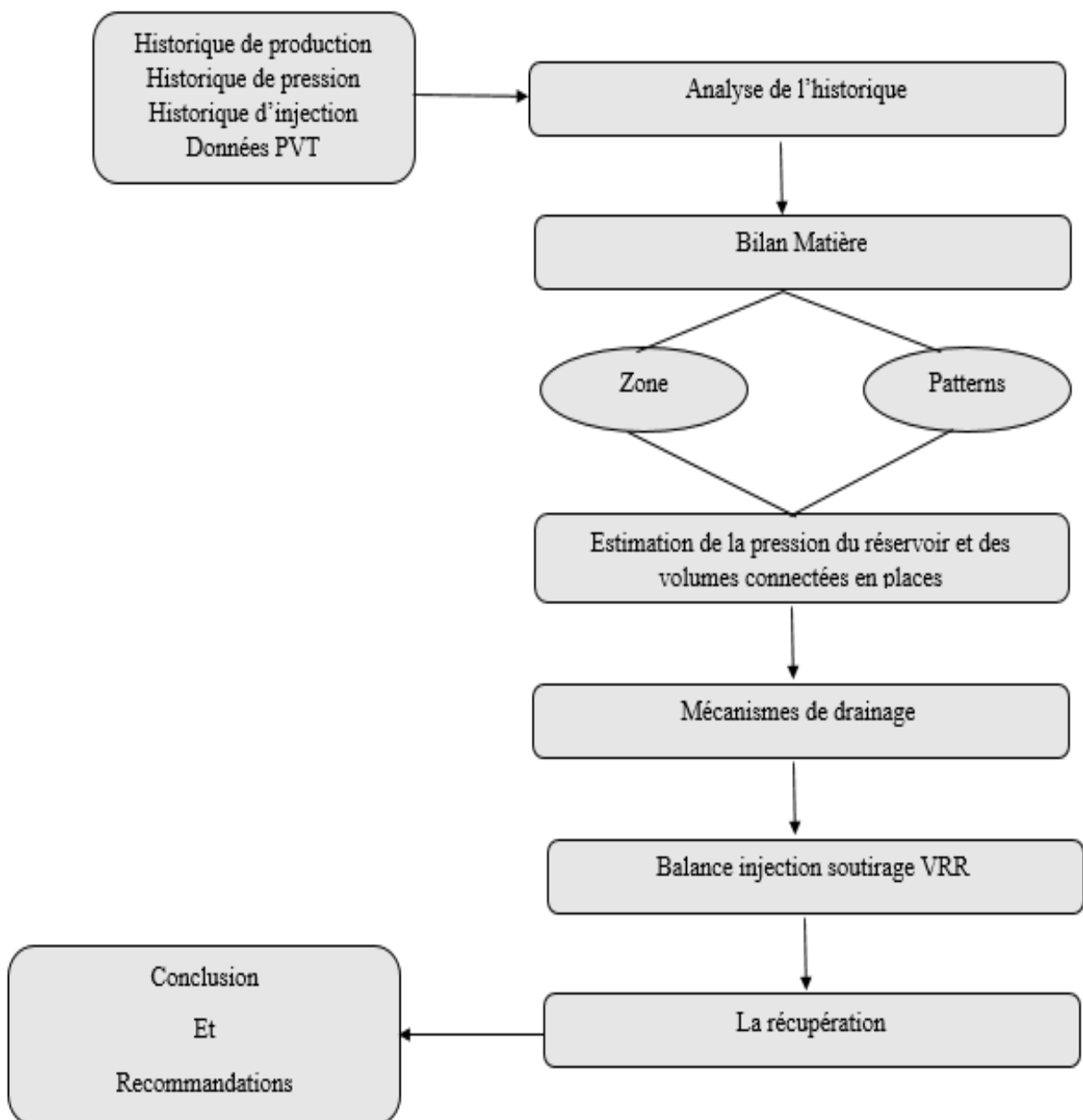


Figure IV.1 : schéma représentatif des étapes de software MBAL

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

IV. 2 Mbal software

MBAL est un logiciel spécialisé utilisé dans l'industrie pétrolière pour les calculs de bilan matière. Il fait partie de la suite Integrated Production Modelling (IPM) développée par Petroleum Experts (Petex). MBAL aide les ingénieurs de réservoir et les professionnels du pétrole à analyser la performance des réservoirs et à prédire la production future en utilisant diverses techniques de gestion des réservoirs.



Figure IV.3 : Interface de Petroleum Experiment Package

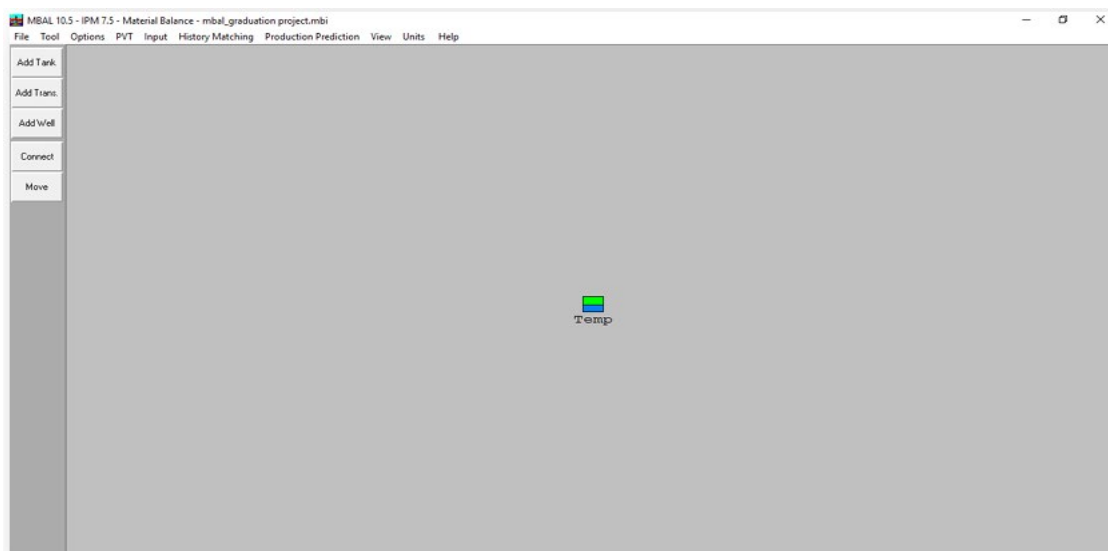


Figure IV.2: l'interface de MBAL software .

IV. 3 Les types des puits

Table IV.1: les types des puits dans la zone 04

TYPE DE PUIITS	NOMS
Puits producteurs	OMJ702B,OMJ71 ,OMJ73,OMJ73B ,OMJ811,OMNZ65,OMN471,OMN57,OMN78,OMN873,OMN881,OMO16,OMO162,OMO172,OMJ51,OMJ53,OMJ702,OMJ732,OMJ81
Puits activé Par gas lift	OMJZ502,OMJZ52,OMJZ622,OMJZ633,OMJZ742 ,OMJZ813,OMJZ842,OMJZ843,OMJZ85,OMJZ86,OMJ422,OMJ431,OMJ512,OMJ60,OMJ62,OMJ701,OMJ703,OMJ713 ,OMJ72,OMJ721,OMJ723,OMJ74,OMJ743,OMJ82,OMJ832 ,OMKZ103,OMKZ121,OMKZ153,OMKZ202,OMKZ212,OMKZ253 ,OMK102,OMK11,OMK112,OMK12,OMK122,OMK13,OMK131,OMK14,OMK142,OMK152,OMNZ47,OMNZ572,OMN68,OMN681B ,OMN781,OMN871,OMN872,OMN88,OMOZ273,OMO163,OMO17 ,OMO27, OMO272
Puits injecteurs	OMJ61,OMJ712,OMJ722,OMJ73TER ,OMJ802B,OMJ812,OMJ822,OMJ83,OMK132,OMK141 ,OMK16,OMK263,OMN473 ,OMN573,OMN76,OMO252,OMO26,OMO362

IV. 4 Data requises et entrées

Les données suivantes sont nécessaires pour l'analyse du bilan matière à l'aide du logiciel le logiciel MBAL :

- Données PVT
- Tous les paramètres disponibles du réservoir et de l'aquifère
- Pression initiale du réservoir
- Historique de la pression moyenne du réservoir
- Historique de la production

IV. 4. 1 Description de la PVT

Les données PVT

Pour estimer correctement les changements de pression et de saturation du réservoir à mesure que le fluide est produit dans l'ensemble du réservoir, il faut une description précise du PVT. fluide est produit dans l'ensemble du réservoir, il faut une description précise des propriétés du fluide du réservoir. Pour décrire ces propriétés avec précision, Pour décrire précisément ces propriétés, l'idéal est de prélever des échantillons du fluide du réservoir et d'effectuer des études de laboratoire sur les échantillons de fluide. des études en laboratoire sur les échantillons de fluide. Il n'est pas toujours possible de prélever en continu de prélever continuellement des échantillons de fluide pour les analyser à mesure que la pression du réservoir diminue, C'est pourquoi les ingénieurs ont eu recours à des corrélations pour générer les propriétés des fluides. Le programme MBAL utilise les corrélations traditionnelles des huiles noires, telles que Petroskyet Fashad (1993), Standing a(1994) et Glaso (1980), etc. Les données PVT dans cette recherche ont été obtenues de departement de production IRRARA HMD .

**Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec
logiciel de MBAL**

Table IV.2: Les données de PVT de la zone 4

TEMP	PRESS	Pb	GOR	Bo	VISCO	Bg	GAS VISO
Deg C	kg/cm2	kg/cm2	SM3/SM3	SM3/SM3	CP	SM3/SM3	CP
120	562	154,6	185,2	1,607	0,321		
120	492	154,6	185,2	1,626	0,3		
120	422	154,6	185,2	1,649	0,279		
120	352	154,6	185,2	1,676	0,259		
120	282	154,6	185,2	1,708	0,239		
120	211	154,6	185,2	1,749	0,219		
120	193	154,6	185,2	1,76			
120	176	154,6	185,2	1,773	0,209		
120	169	154,6	185,2	1,776			
120	162	154,6	185,2	1,782			
120	154,6	154,6	185,2	1,787	0,201		
120	127	154,6	151,02	1,672	0,228	0,009	0,018
120	106	154,6	124,74	1,589	0,247	0,011	0,017
120	84	154,6	100,19	1,513	0,274	0,014	0,016
120	60	154,6	73,6	1,424	0,309	0,02	0,014
120	35	154,6	46,8	1,33	0,36	0,035	0,013
120	1	154,6			0,836	1,342	0,01

La correction des donnés PVT

-nous avons choisi corrélation de lasater pour corriger le Pb, Rs et Bo .

$$PB = Pf (T + 459.6) /Yg \tag{IV.2}$$

$$Rs = 132755 \frac{\gamma g}{(1-\gamma g)} \frac{\gamma o}{Mo} \tag{IV.3}$$

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

- corrélation de beal et al pour corriger U_o , U_g et B_g

Oil - Black Oil: Correlations - Viscosities, Bg

Done
 Cancel
 Help
 Reset
 Plot

Pb, Rs, Bo | **Uo, Ug, Bg**

Oil Viscosity	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton
Parameter 1	2,2	1,29869	1,83839	0,216173	4,89754
Parameter 2	-0,237456	-0,149874	0,312876	0,0371343	-0,427119
Std Dev.	0,0696948	0,10237	0,0826888	0,0376952	

Gas FVF

Parameter 1	0,982301
Parameter 2	0,000572368
Std Dev.	0,000739733

Gas Viscosity

Parameter 1	0,972698
Parameter 2	-0,000385198
Std Dev.	0,000951478

Oil - Black Oil: Correlations - Oil

Done
 Cancel
 Help
 Reset
 Plot

Pb, Rs, Bo | **Uo, Ug, Bg**

Bubble Point	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Parameter 1	0,890312	0,923966	0,986386	0,845854	0,93174	1,05309
Parameter 2	-308,966	-197,168	-30,7729	-490,008	-173,822	105,526
Std Dev.	7,68523e-11	4,91127e-11	7,7307e-12	1,22327e-10	4,36557e-11	2,63753e-11

Solution GOR	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Parameter 1	1,28745	1,09509	0,995929	1,38977	1,27594	0,718538
Parameter 2	41,0331	105,065	42,4037	107,372	-90,9255	180,592
Std Dev.	2,05629	2,02908	5,54666	1,7135	6,85493	8,7322

Oil FVF	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Parameter 1	0,855549	0,836514	0,837627	1,21327	0,806367	1,08024
Parameter 2	0,302412	0,293033	0,291085	-0,144243	0,300846	-0,0519463
Parameter 3	0,717739	0,718251	0,719728	0,719042	1,09494	0,713959
Parameter 4	11,2974	11,2937	11,2832	11,2881	-4,20895	11,3245
Std Dev.	0,00396296	0,00505988	0,00327144	0,00318074	0,00415432	0,00662731

Figure IV.4: les tableaux de black oil correlations

IV. 4. 2 Paramètres du réservoir

Porosité moyenne du réservoir : $\Phi_{moy} = 8,6\%$

Saturation en eau interstitielle : $S_{wi} = 23,3\%$

Aucun gas cap ne surmonte le gisement de Hassi Messaoud. De plus, l'activité de l'aquifère est très faible voire nulle.

IV. 4. 3 la pression moyenne du réservoir

L'application de l'équation du bilan matière requiert l'estimation périodique de la pression moyenne du réservoir. Dans notre cas, nous l'avons estimé sur une base mensuelle. Théoriquement, cette pression devrait être calculée en utilisant la moyenne pondérée aux volumes d'hydrocarbures drainés par chaque puits. Dans la pratique, les volumes drainés sont difficiles à déterminer, donc il est courant d'utiliser la moyenne pondérée au soutirage de chaque puits pendant une unité de temps (un mois dans ce cas). Cette moyenne est calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$Pr = \frac{\sum_i \frac{P_i \Delta(F)_i}{\Delta P_i}}{\frac{\Delta(F)_i}{\Delta P_i}} \quad (IV.4)$$

Les pressions de réservoir de chaque puits sont déterminées à partir de l'interprétation des essais de puits. Ces pressions sont toutes données à une côte de référence de -3200 m par rapport au niveau de la mer. La pression de gisement initiale était évaluée à 480 kgf/cm².

La courbe de la pression moyenne confirme d'existence d'une tendance générale à l'évolution de la pression de réservoir des puits appartenant à la zone 04. Ceci nous permet

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

de dire que la pression moyenne ainsi calculée peut être utilisée dans l'équation de bilan matière sans que l'erreur inhérente à cette hypothèse ne soit excessive.

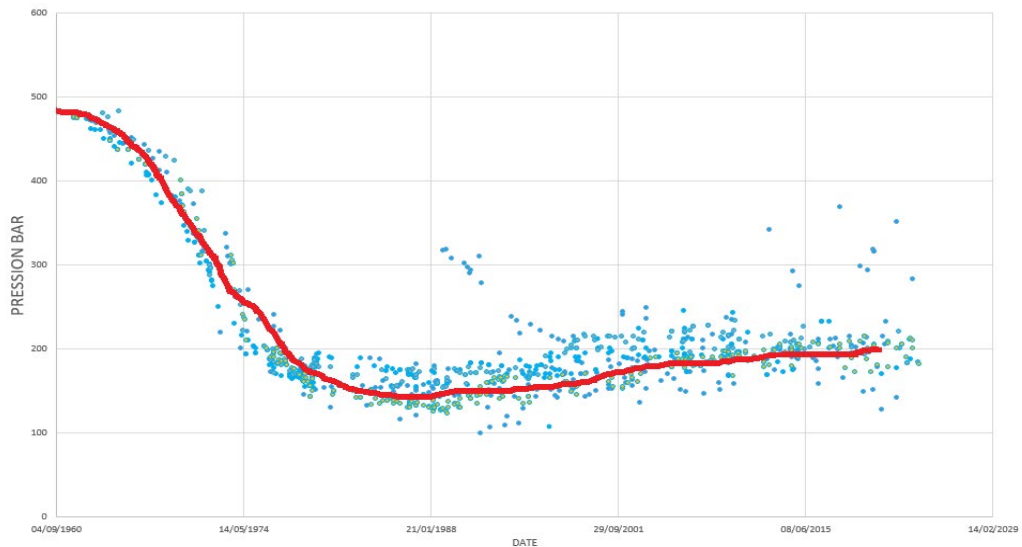


Figure IV.5: Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.

IV. 4. 4 Analyse de l'historique de la zone 04

La comparaison de l'historique implique une approche par essais et erreurs afin de fournir une comparaison de la meilleure adéquation entre les données observées et les données calculées sur une période de zéro entre les données observées et les données calculées à un niveau de dimension zéro. Elle comprend les fonctions de la méthode graphique, de la méthode analytique, des tests de simulation et de la perméabilité pseudo-relative. de la méthode analytique, des tests de simulation et des techniques d'appariement de la les techniques de comparaison. La correspondance historique est utilisée pour déterminer et identifier les sources d'énergie du réservoir et leur ampleur, la valeur de l'OOIP, G_i , le type et la résistance de l'aquifère, etc. L'analyse de l'historique dans MBE est le moyen le plus efficace de déterminer le mécanisme d'entraînement qui correspond le mieux aux données observées.

Historique de production

L'historique de développement et de production de la zone 04 peut être divisé en quatre périodes principales :

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

La première période 1959-1968 : période de développement La pression de gisement, dont la valeur initiale est de 480 kgf/cm^2 , a chuté en moyenne de 130 kgf/cm^2 .

La deuxième période 1969-1978 : Le développement de la zone continue avec le forage des nouveaux puits dont la mise en exploitation a permis à la production ; d'augmenter rapidement pour ensuite se stabiliser relativement autour d'une moyenne 55000 STB /jour . La pression de gisement a chuté considérablement pour atteindre 250 kgf/cm^2 à la fin de cette période.

La troisième période 1979-1994 : La production décroît de manière continue, quoique ponctuée par des hausses temporaires, tout au long de cette période. De son pic historique de 66000 STB /j enregistré en janvier 1977, elle chute à environ 22000 STB /j en 1993. La pression de gisement continue sa baisse mais à un rythme moins important. Elle chute au-dessous de la pression de bulle dans la plupart des puits, ce qui a eu pour conséquence une augmentation du GOR de 225 à $350 \text{ m}^3 /\text{m}^3$. En 1994, la zone a déjà produit 56925 Km^3 d'huile.

La quatrième période 1994– 2024 : La zone 04 est sous production assistée par injection d'eau. sept puits producteurs sont convertis en injecteur en 1994 puis deux puits en 1996. L'effet de l'injection sur la production d'huile commence à se faire sentir en 1998. Cette dernière augmente graduellement de $850 \text{ m}^3 /\text{jour}$ en mars 1998 à plus de $2000 \text{ m}^3 /\text{j}$ en 2003. Les volumes injectés étaient considérables ce qui a permis à la pression de remonter, passant de 155 à 190 kgf/cm^2 .

A partir de l'année 2004, la production d'huile diminue progressivement à cause de la fermeture de plusieurs puits touchés par la percée d'eau. De nouveaux puits sont forés pour essayer de compenser cette baisse. Actuellement, la production fluctue autour de $1100 \text{ m}^3 /\text{jour}$. En Février 2024, le cumul de production d'huile est $93538,9 \text{ Km}^3$ alors que le cumul d'injection d'eau atteint 88234 Km^3 .

A partir de l'année 2004, la production d'huile diminue progressivement à cause de la fermeture de plusieurs puits touchés par la percée d'eau. De nouveaux puits, dont cinq sont horizontaux, sont forés pour essayer de compenser cette baisse. Actuellement, la production fluctue autour de $1100 \text{ m}^3 /\text{jour}$. En Février 2024, le cumul de production d'huile est $93538,9 \text{ Km}^3$ alors que le cumul d'injection d'eau atteint 88234 Km^3 .

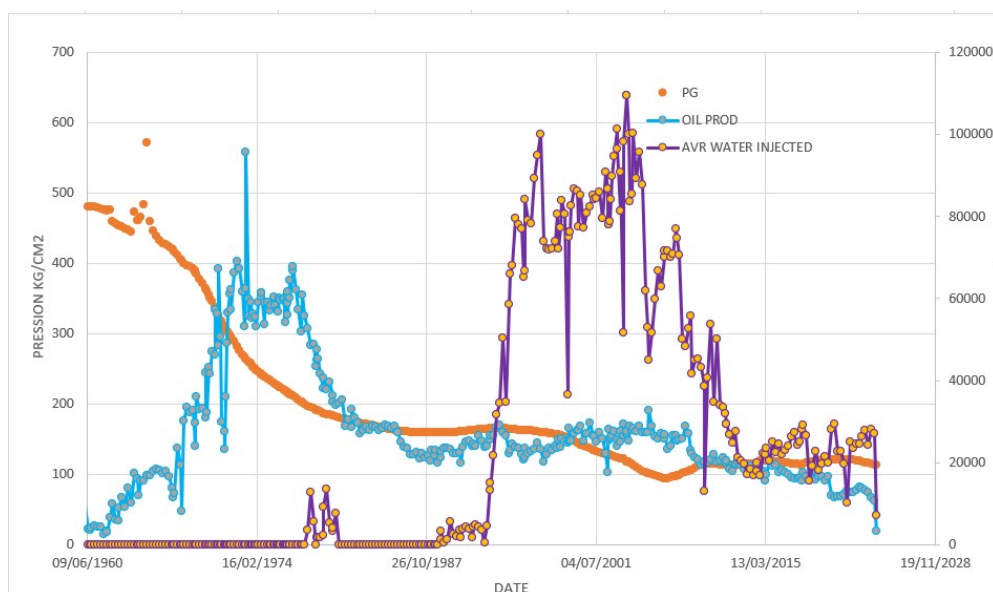


Figure IV.6: Historique de production, d'injection et de pression de WZO4.

IV. 4. 5 Estimation des réserves par la méthode de bilan matière

Bien que de plus en plus délaissée au profit de techniques plus sophistiquées telles que la simulation numérique, l'équation de bilan matière reste un outil extrêmement puissant dont on ne saurait se passer si l'on veut approfondir nos connaissances sur les réservoirs d'hydrocarbures et évaluer leurs performances. Tout ce que l'équation de bilan matière requiert comme données sont les historiques de production et de pression en plus des propriétés PVT des fluides en place. Aucune connaissance de la géologie ou de la géométrie du réservoir n'est nécessaire. Dans cette section, nous appliqueront cette équation dans le but de :

Réévaluer les réserves en huile initialement en place dans la zone 04. Mettre en évidence les différents mécanismes participant à la production dans cette zone tout en évaluant le degré de contribution de chaque mécanisme.

IV. 4. 6 Calage de l'historique (History matching)

Première étape : Nous introduisons tout l'historique de production et d'injection, c'est-à-dire de 1959 à 2024 et nous utilisons l'option de la méthode analytique, qui est une technique de régression, disponible dans Mbal pour estimer OOIP.

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

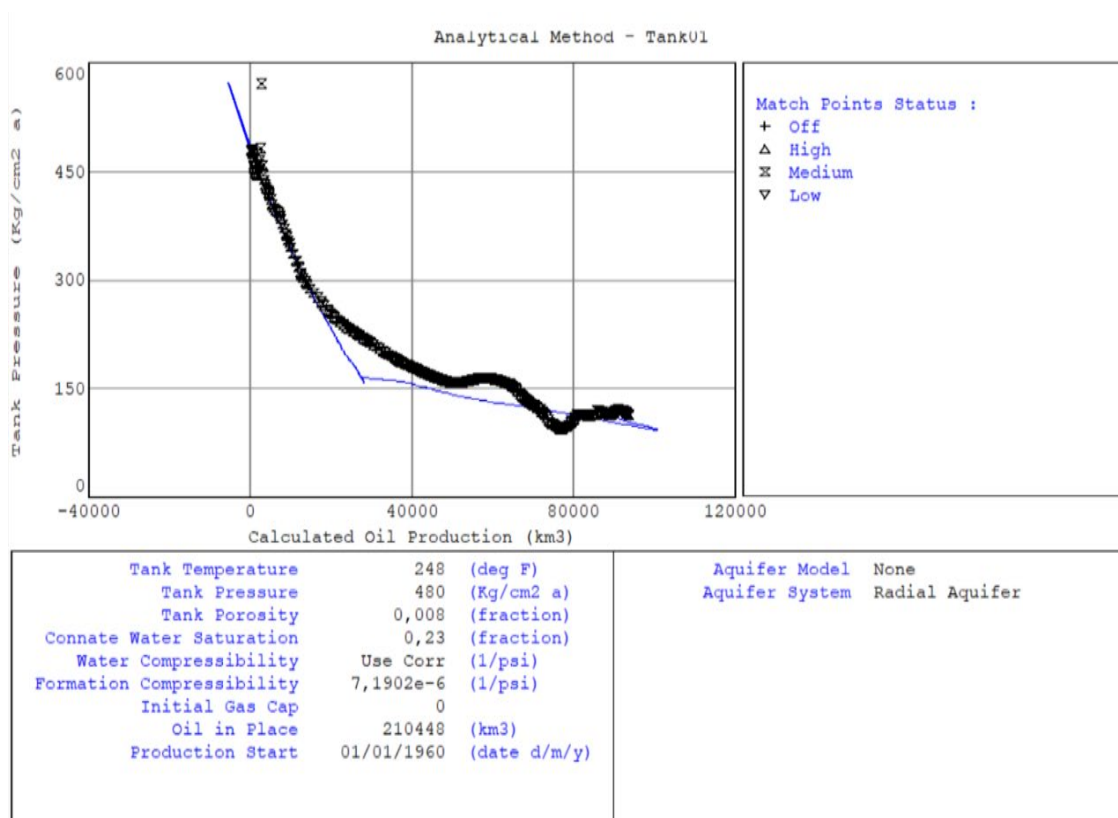


Figure IV.7: Calage de l'historique 1959-2024.

Cette méthode donne une valeur d'OOIP de 210448 KM3 . Par ailleurs, le calage de l'historique que nous avons obtenu est loin d'être satisfaisant. Nous soupçonnons que la zone 04 a bénéficié de flux considérables d'huile venue des zones voisines et que ces flux sont l'origine de la surestimation des OOIP déterminée par la méthode analytique. Pour ces raisons là, nous avons choisi de limiter la période de l'historique à caler aux douze premières années d'exploitation 1959-1972, période pendant laquelle la pression de gisement était suffisamment élevée pour que les flux latéraux soient négligeables.

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

Deuxième étape : Calage de l'historique de 1959 – 1978

En limitant l'historique à caler à la période susmentionnée et en utilisant la méthode analytique, nous obtenons un OOIP de 255229 Km³ avec un très bon matching sur cette période. Ce résultat peut être confirmé par une des méthodes graphique les plus utilisées en MBE, celle qui consiste à tracer le soutirage F en fonction de Et et qui donne une droite passant par l'origine dont la pente est égal aux réserves d'huile initialement en place .

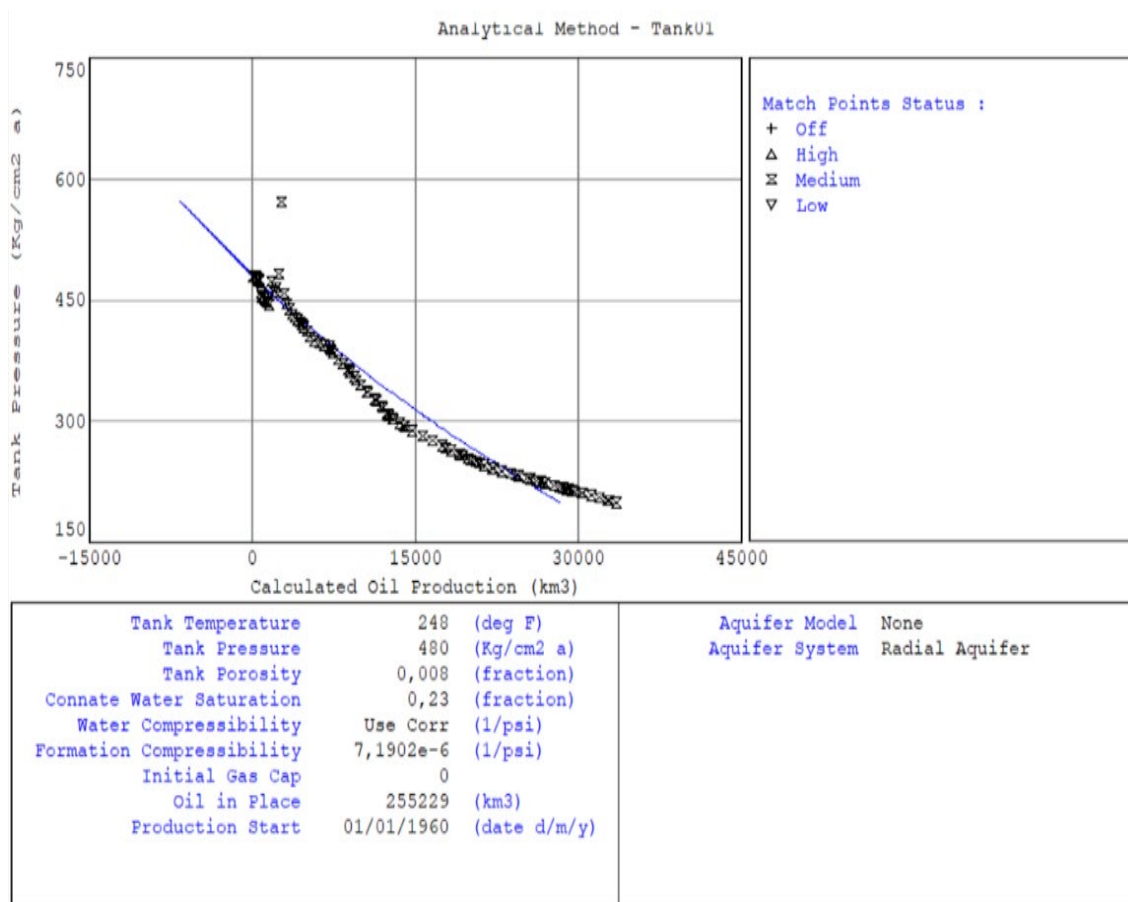


Figure IV.8: Calage de l'historique 1959-1978.

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

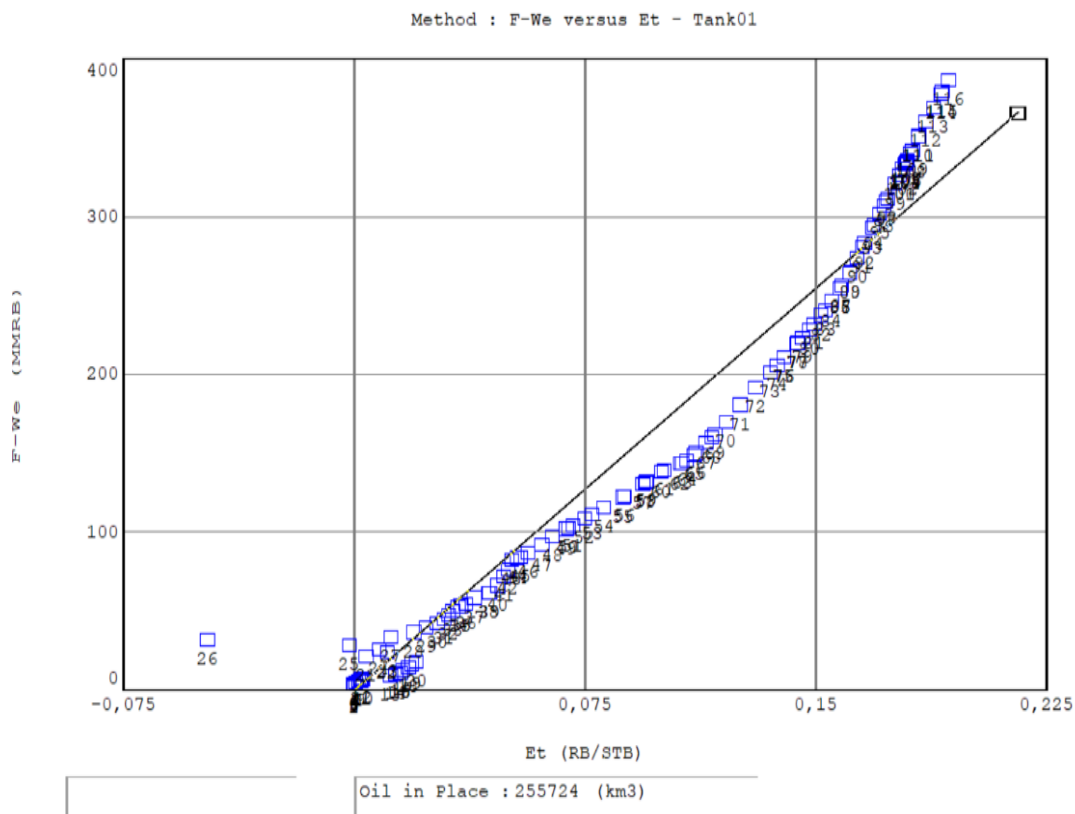


Figure IV.9:calage par methode graphique.

En analysant la courbe F vs Et, nous pouvons observer qu'à partir du point 47, qui correspond à l'année 1978, les points s'éloignent progressivement de la droite en prenant une allure ascendante. Cela montre qu'à partir de cette année, les flux latéraux commencent à alimenter la zone 04 en huile. Cette tendance continue jusqu'à l'année 1985, représentée sur le graphe par le point 69. A partir de cette année, la pente de la courbe reprend sa pente ce qui signifie que les flux d'huile ont diminué significativement et que leur contribution à la production de la zone 04 est redevenue négligeable.

Mécanismes de drainage

Pour déterminer quels sont les mécanismes de drainage qui participent à la production et pour estimer quantitativement l'apport de chacun d'entre eux, nous avons tracé un

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

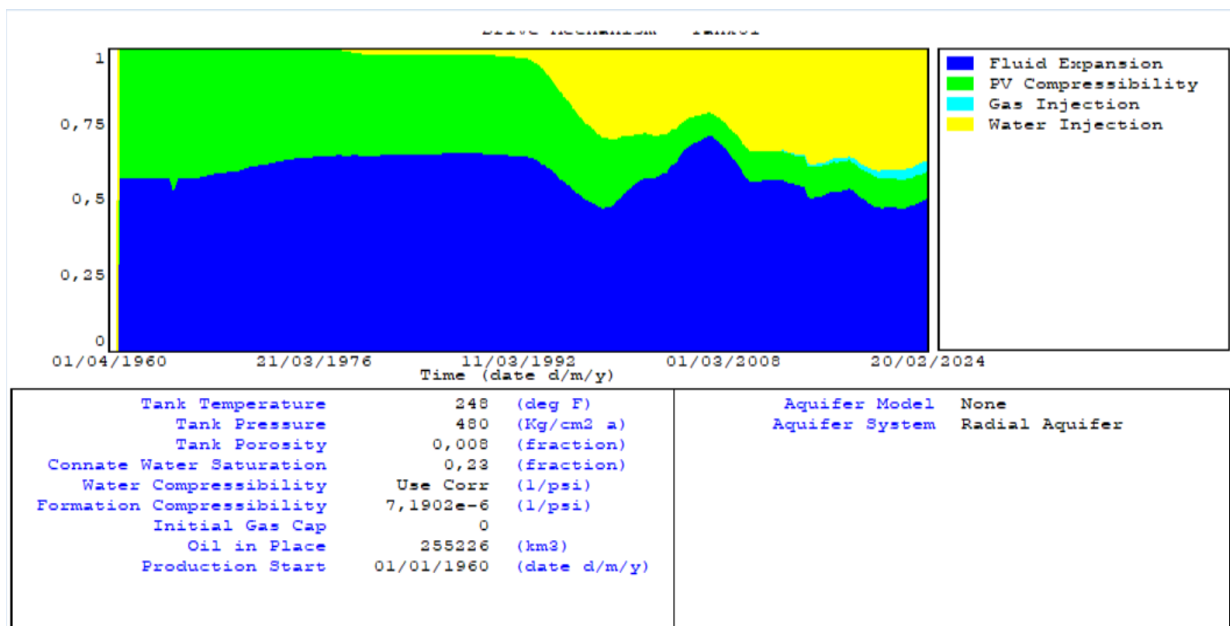


Figure IV.10: Evolution des indices de drainage dans le temps.

graphique qui représente l'évolution des indices des différents mécanismes en fonction du temps.

Pendant la période de déplétion naturelle, le mécanisme prédominant était celui de l'expansion de l'huile puis de son gaz dissous quand la pression a baissé au-dessous du point de bulle. L'indice de drainage de ce mécanisme était supérieur à 55% durant toute cette période. L'autre mécanisme présent était celui de l'expansion de la formation et de l'eau interstitielle mais sa contribution à la production environ a 45% comme l'indique bien son indice. Il importe ici de noter que les flux latéraux d'huile ont contribué de manière conséquente à la production dans la période entre 1972 à 1980 comme mentionné plus haut. L'injection d'eau débute en 1989 et à partir de cette année, elle devient progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production.

IV. 5 Performance de l'injection d'eau dans la Zone 04 globale

IV. 5. 1 Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total



Figure IV.11:pression de gisement.

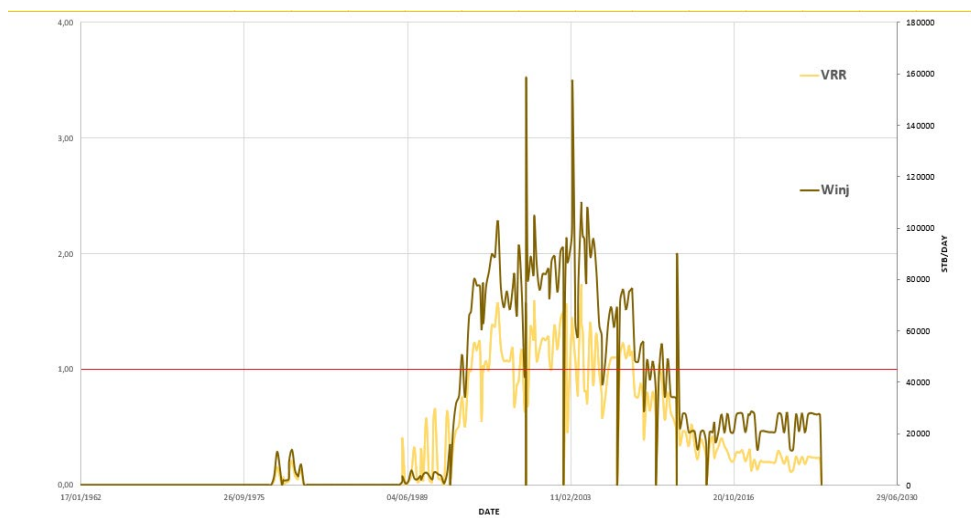
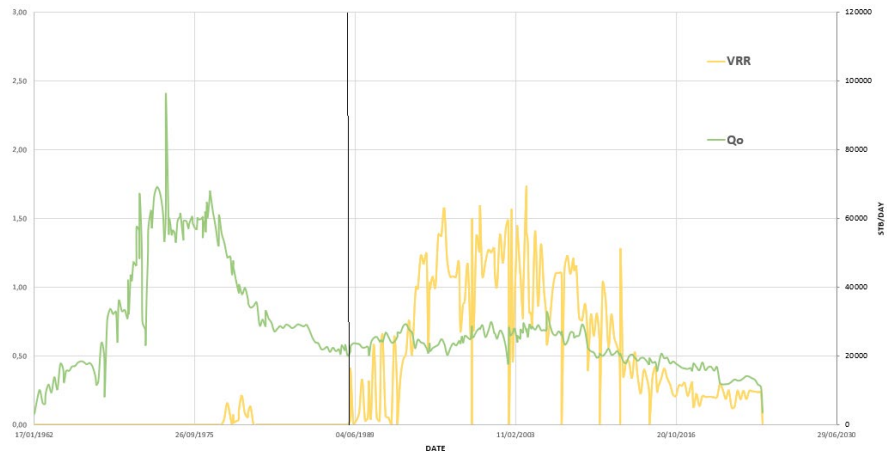


Figure IV.12:Courbe du VRR et de l'injection d'eau de la zone 04 en fonction du temps.



**Figure IV.13: courbe du VRR et du débit mensuelle de la zone 04
en fonction du temp.**

Cette injection a permis de faire passer la pression moyenne dans la zone de 150 kg/cm² au début de l'injection à environ 190 kg/cm². On voit que le VRR dépend de la quantité d'eau injectée. La figure IV.10 montre la relation directe entre les deux profils de VRR et de débit d'huile (échelle logarithmique). Cette relation confirme qu'il n'existe pas d'aquifère soutenant la production. La courbe VRR fluctue légèrement autour de 1 et peut généralement être considérée comme équilibrée entre extraction et injection, sauf certaines anomalies qui seront évoquées plus loin. Ces anomalies sont présentées dans la figure IV.10.

Période 1 : Cette période est caractérisée par un VRR supérieur à 1 et une diminution continue du débit d'huile malgré une quantité injectée importante. Cette anomalie s'explique par le passage d'une zone pendant la période de remplissage où l'eau injectée n'affecte pas directement la production pétrolière, mais redissout le gaz rejeté dans le pétrole.

La fin de cette période est caractérisée par une montée en pression et une amélioration de la production.

Période 2 : VRR est inférieur à 1 en raison de la réduction du volume d'injection due à des débits d'injection plus faibles dans certains puits d'injection. Cette dégradation croissante a finalement conduit à la fermeture du puits OMN86 en 2006, du puits OMN862 en 2011 et du puits OMJ73TER en 2013.

IV. 5. 2 Impact de l'injection sur le taux de récupération

Le taux de récupération dans la zone était de 9 % avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un gaz cap. Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 23% après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCP Vide 0.14. Cette faible valeur indique que cette zone n'est pas encore saturée en eau et qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer.

La figure ci-dessous montre que la récupération totale d'huile est de 34,6% par rapport aux reserves en place, 14,6% de cette production est soutirée sous la depletion naturelle du reservoir, alors que 20% de récupération est estimé des l'intiation de l'injection jusqu'au 34,57% comme un volume poreux injecté.

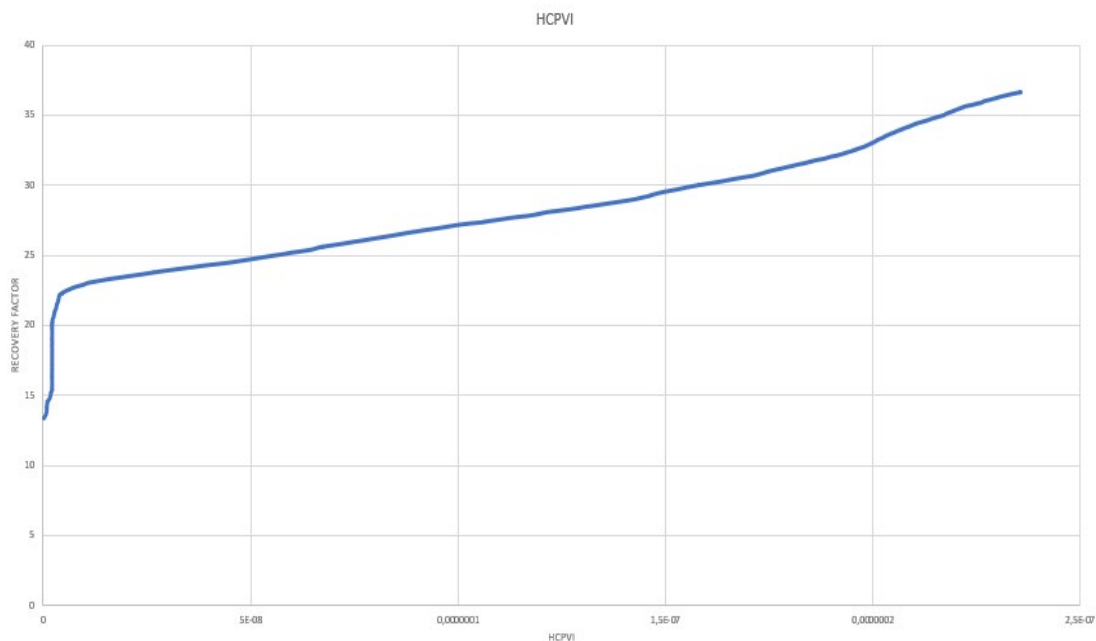


Figure IV.14:Taux de récupération en fonction de HCPVi .

IV. 5. 3 Conformance plot

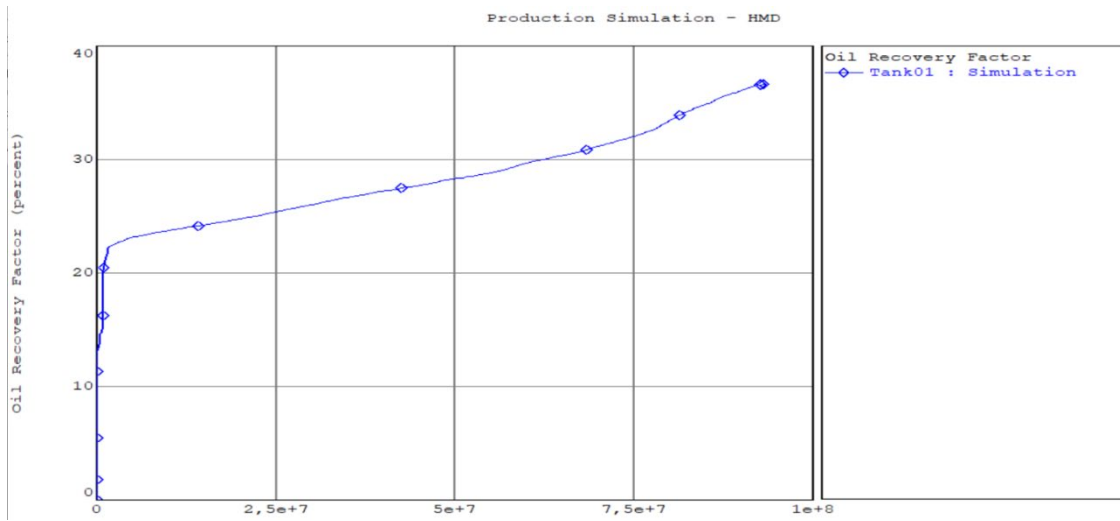


Figure IV.15: Conformance plot.

on remarquons que il ya un petite tendance (fluide influx) vers le haut donc ya une energie externe de l'injection.

IV. 6 Calcul de l'efficacité globale de la zone 4

IV. 6. 1 Calcul de l'efficacité du déplacement

On utilisons l méthode de Buckley levrette pour calculer lefficacité de deplacement

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

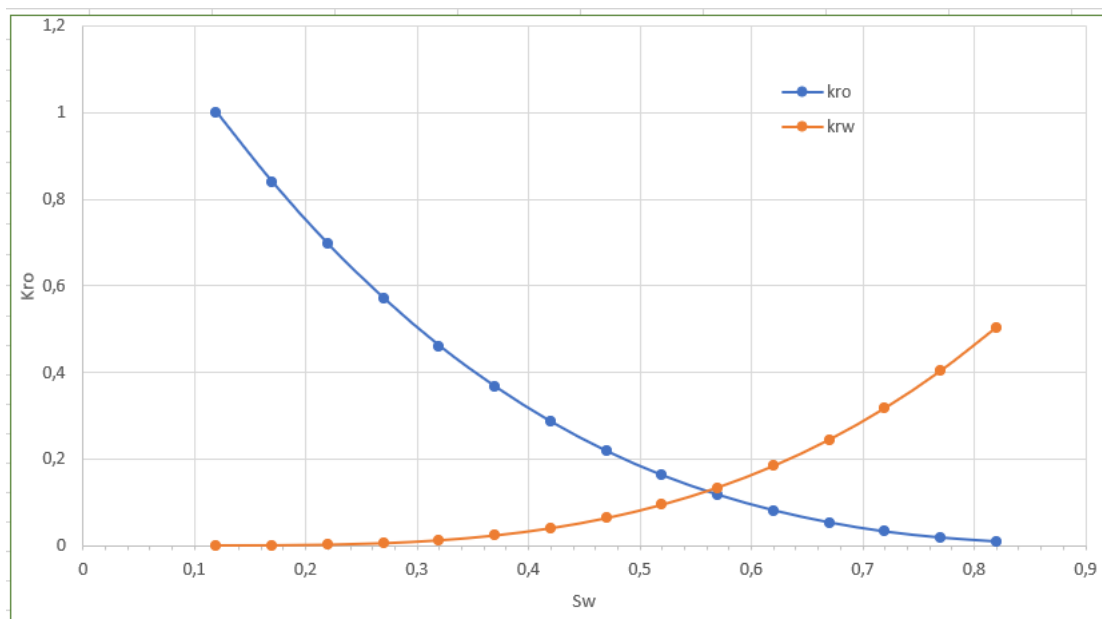


Figure IV.16: La Perméabilité relative d'eau et d'huile en fonction de saturation d'eau.

À la condition de fond :

μ_w : Viscosité d'eau (cp) $\mu_w=0.45$ c.p

μ_o : viscosité d'huile (cp) $\mu_o=0.23$ c.

Table IV.3: Calcule le débit fractionnel

SW	Krw	Kro	Kro/Krw	μ_w/μ_o	$(Kro/Krw)^*$ (μ_w/μ_o)	$(Kro/Krw)^*$ $(\mu_w/\mu_o)+1$	Fw
0,1	0	0,9	0.00	1.96	0	1.00	0
0,15	0,025	0,55	22.00	1.96	43.04	44.04	0,023
0,2	0,06	0,34	5.67	1.96	11.09	12.09	0,083
0,25	0,0995	0,225	2.26	1.96	4.42	5.42	0,184
0,3	0,14	0,14	1.00	1.96	1.96	2.96	0,338
0,35	0,19	0,09	0.47	1.96	0.93	1.93	0,519
0,4	0,24	0,05	0.21	1.96	0.41	1.41	0,71

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

0,45	0,29	0,025	0.08	1.96	0.17	1.17	0,858
0,5	0,35	0,015	0.04	1.96	0.08	1.08	0,96
0,6	0,46	0	0.00	1.96	0.00	1.00	1

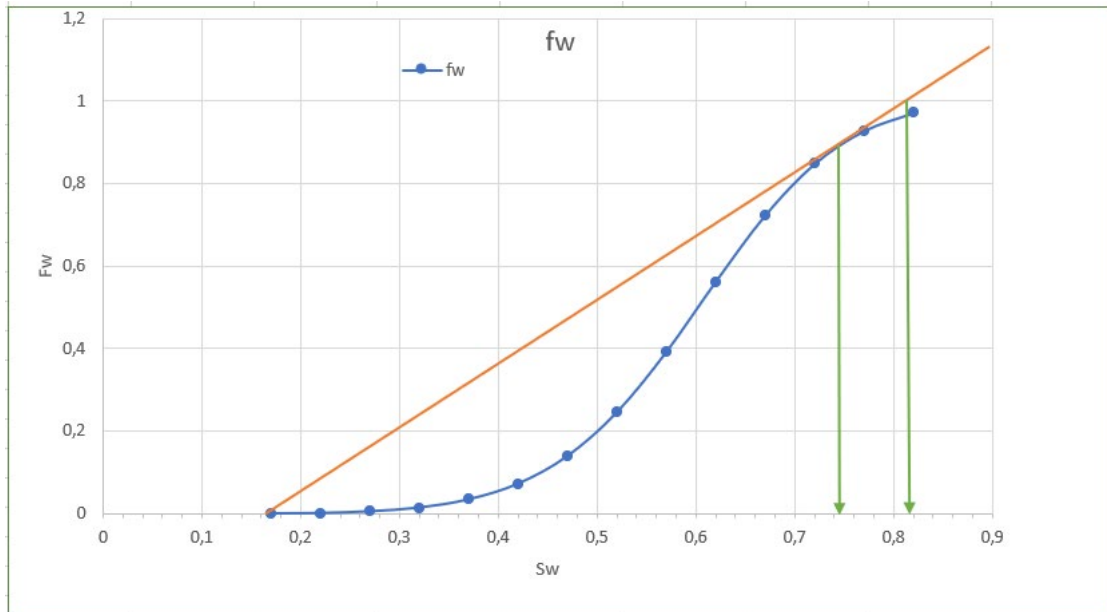


Figure IV.17: le débit fractionnel en fonction de la saturation.

$$Sw_{bt} = 0.755$$

$$Sw_{abt} = 0.819$$

$$Sw_i = 0.12,$$

Efficacité de déplacement à la percé est :

$$Ed = (0,819 - 0.12) / (1 - 0.12) = 0.79$$

Efficacité de déplacement après la percé est :

$$Ed = (0.51 - 0.1) / (1 - 0.1) * 100 = 45.56\%$$

Efficacité de déplacement maximale est :

$$Ed_{max} = (1 - Sw_i - Sor) / (1 - Sw_i)$$

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

$$Sw_{max} = 1 - Sor = 0.6Sor = 0.4$$

$$Ed_{max} = 55.56\%$$

IV. 6. 2 Efficacité superficielle

Pour calculer l'efficacité, on utilise la courbe de Caudle et Witte [Annexe]. Avec $Fw = 1$ au break through $Kro = 1$ md $Krw = 0.46$ md $M = 0.23$

Après utilisation la courbe (Annexe) on trouve :

$$Es = 1$$

IV. 6. 3 Efficacité verticale

L'efficacité verticale théoriquement est considérée comme le réserve calculé par méthode de Person. Donc on aura :

$$Ev = 52\%$$

Efficacité globale

L'efficacité globale est le produit de trois efficacités :

$$Eg = Ed * Es * Ev$$

$$Eg = 41\%$$

Conclusion

Cette étude a montré que l'efficacité globale de l'injection est de 19%. Ceci se traduit par l'hétérogénéité du réservoir. L'analyse des performances d'injection en utilisant la courbe de VRR montre qu'il n'y a pas un équilibre injection-soutirage, on peut expliquer cette différence par la percée d'eau. La courbe de la variation du taux de récupération en fonction de HCPVi (hydrocarbon pore volume injected) a montré que la récupération totale de la zone est de 23% par rapport aux réserves en place.

IV. 7 Performance de l'injection d'eau dans la Zone 04 par pattern

IV. 7. 1 Analyse de l'évolution de la pression de gisement

Lors de la division de la Zone 04, nous avons créé des cartes isobares des principales sections. Aidez-nous à regrouper les puits présentant des tendances de développement de pression similaires en zones dont les limites sont définies en fonction des failles

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

La méthode d'analyse peut être résumée dans les étapes suivantes.

- Définir des modèles à travers le gisement, en tenant compte des critères de sélection.
- Graphique de la pression pour chaque échantillon (tendance de la pression).
- Attribuez le volume d'hydrocarbures (réserves) du modèle géologique comme réserves initiales pour chaque modèle, calculez la pression moyenne pour chaque modèle et faites-la correspondre à la tendance de la pression sur le même graphique.
- Dessiner une réserve pour chaque modèle qui rétablit le profil de pression réglé.
- Estimation de la récupération primaire et secondaire.
- Dessiner et analyser les courbes VRR liées à la pression et au débit de production pour chaque échantillon.
- Analyser les courbes de coefficient de récupération en fonction du volume poreux injecté.

Les objectifs qui ressortent de cette partie de l'analyse sont : – Optimisation du volume d'injection d'eau.

- Vérifier la balance injection/récupération pour chaque échantillon.
- Détourner les puits de production de la même région ou d'autres régions pour augmenter l'injection d'eau.
- Retirez les plateaux d'injection supérieur et inférieur.
- Définir les zones potentielles pour la construction de nouveaux puits de production.
- Récupération estimée pour chaque modèle La carte suivante montre l'emplacement des puits d'injection dans la région.

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

Pattern 4 NW 2A	OMJ61,OMJ712 OMJ722,OMJ73TER	OMJ401.OMJ41. OMJ51. OMJ512.OMJ53. OMJ60.OMJ61.OMJ62. OMJ702.OMJ702B.OMJ71. OMJ712. OMJ713.OMJ72. OMJ721.OMJ722. OMJ723.OMJ73.OMJ732.OMJ73B.OMJ73TER.
--------------------	---------------------------------	--

a) Résultat de la restitution de pression

Table IV.5: Estimation des réserves de chaque pattern.

	Pattern A	Pattern B	Pattern C	Pattern NW2A	TOTALE
Réserves volumétriques, Km3 .	70763	45983	61987	85342	
MBAT KM3	61700	39600	71900	99900	273100
Différence %	-12,8 %	-13,88%	15,9%	17 ,04%	6,26%

Ce tableau montre que les réserves calculées par la méthode volumétrique ne correspondent pas aux réserves estimées par MatBal utilisées dans la restitution du profil de pression, la différence entre ces réserves est soit supérieure ou inférieure suivant la direction des influx dans la zone 4.

La différence totale entre les réserves volumétriques et les réserves dynamiques (réserves estimées par MatBal) est une différence positive, cet écart positif indique que la zone a reçu des influx de l'extérieur de la zone. Récapitulation - Vue l'épaisseur importante du réservoir, les barrières de perméabilité ne constituent pas vraiment des barrières étanches. - Cette méthode de restitution de pression par MatBal permet d'allouer des réserves d'huile à chaque pattern et par conséquent de déterminer les réserves totales de la zone. - L'effet de l'injection sur le maintien de pression est notable dans tous les patterns. Tout de même, une étude de performance plus approfondie est nécessaire pour évaluer son apport à la production d'huile.

b) Historique de production par paterne

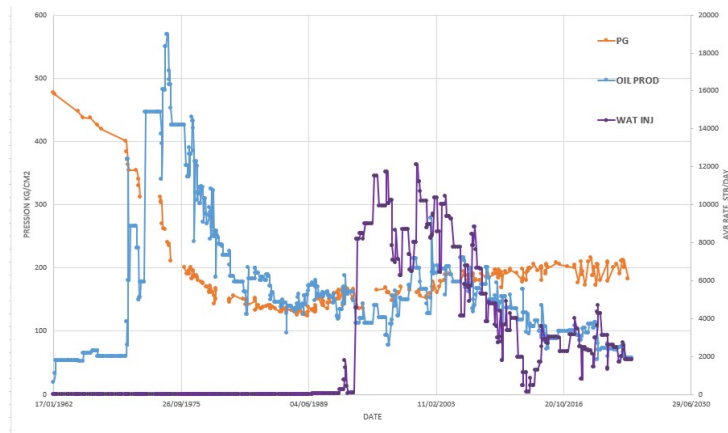


Figure IV.20: Historique de production, d’injection et de pression de Pattern WZ04-A.

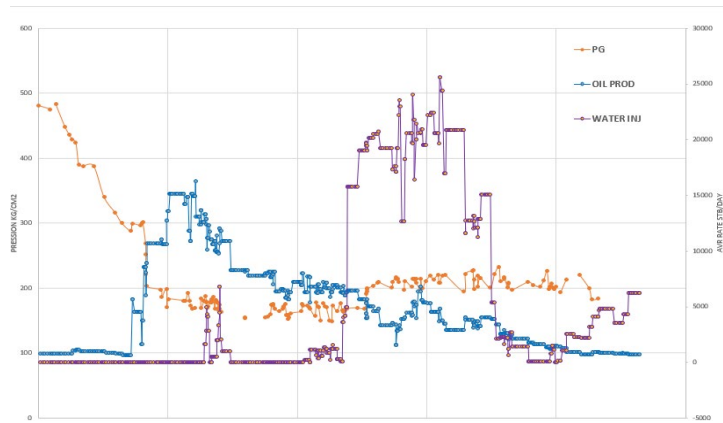


Figure IV.21: Historique de production, d’injection et de pression de Pattern WZ04-B.

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

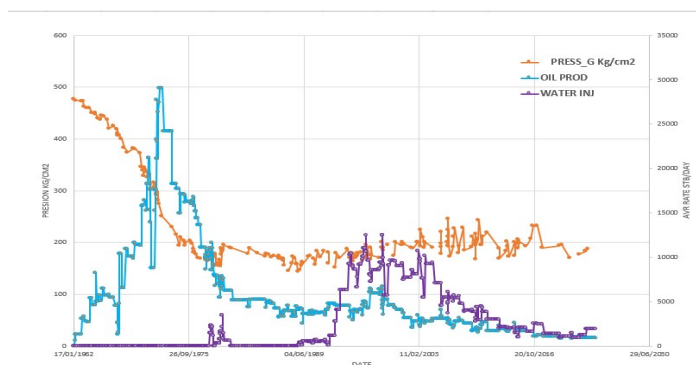


Figure IV.22: Historique de production, d'injection et de pression de Pattern WZ04-C.

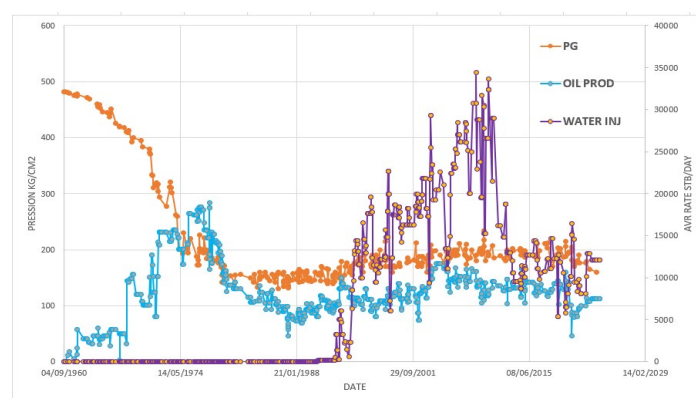


Figure IV.23: Historique de production, d'injection et de pression de Pattern NW2-A.

IV. 7. 2 Etude de Performance d'injection dans le pattern C

L'étude de performance peut nous aider dans la validation de la configuration d'injection choisie, l'évaluation du degré de maintien et de l'efficacité de balayage afin d'estimer la récupération de chaque pattern et la récupération finale de la zone.

Analyse de la courbe du VRR (Voidage Replacement Ratio) de pattern C

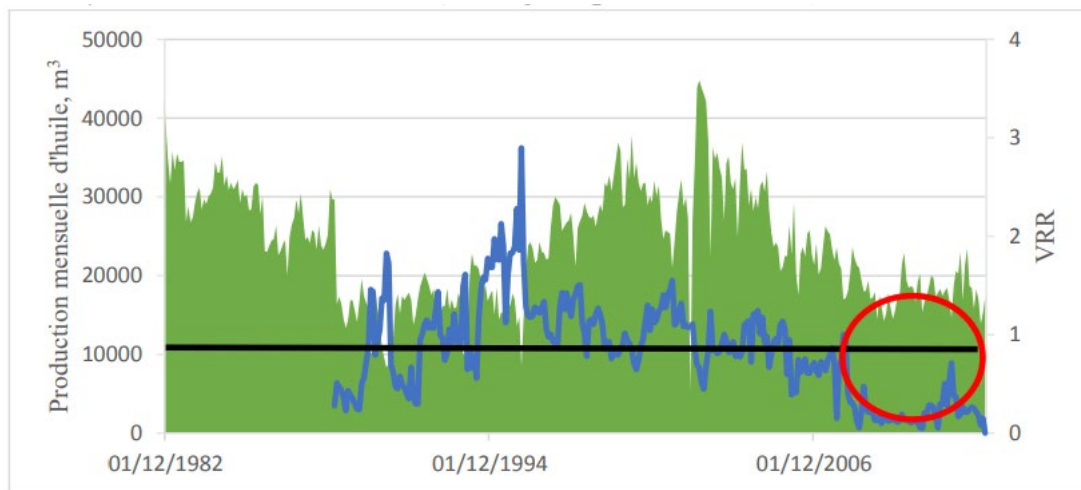


Figure IV.24: courbe de VRR & débit d'huile du pattern C.

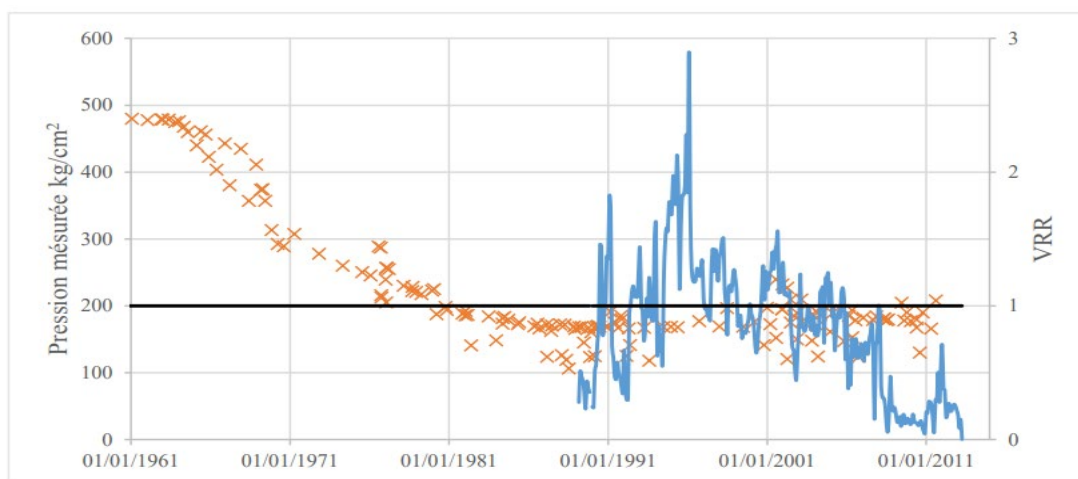


Figure IV.25: VRR & pression de réservoir du pattern C.

A partir de l'initiation de l'injection dans ce pattern en 1989 et sur une période de sept ans, le VRR variait fortement et la balance entre l'injection et le soutirage n'était pas assurée à cause d'une grande fluctuation dans l'injection et une faible réponse des puits producteurs à l'injection en raison de leur nombre important par rapport aux injecteurs et aussi à l'étendue du pattern. De 1996 au 2008, le VRR varie légèrement autour de l'unité, un équilibre d'injection-soutirage est donc établi. L'effet de l'injection se fait sentir d'abord par une amélioration de la production d'huile et aussi par l'augmentation de la pression de réservoir au voisinage de certains puits dans ce pattern.

Chapitre IV Analyse globale de la performance de la zone 04 avec logiciel de MBAL

Depuis fin 2008, le VRR tombe au-dessous de l'unité à cause de la fermeture de deux puits injecteurs (OMN86 et OMN862) laissant ainsi un seul puits injecteur actif dans ce pattern. Ce dernier est actuellement en état de sous-injection qui ce qui a eu un impact négatif sur le maintien de pression et sur la récupération de l'huile.

Impact de l'injection sur le taux de la récupération

Le taux de récupération dans le pattern C était de 16,6% avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un gas cap. Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 32,3% après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCPVi de 16,8%. Cette faible valeur indique que ce pattern n'est pas encore saturé en eau et qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer.

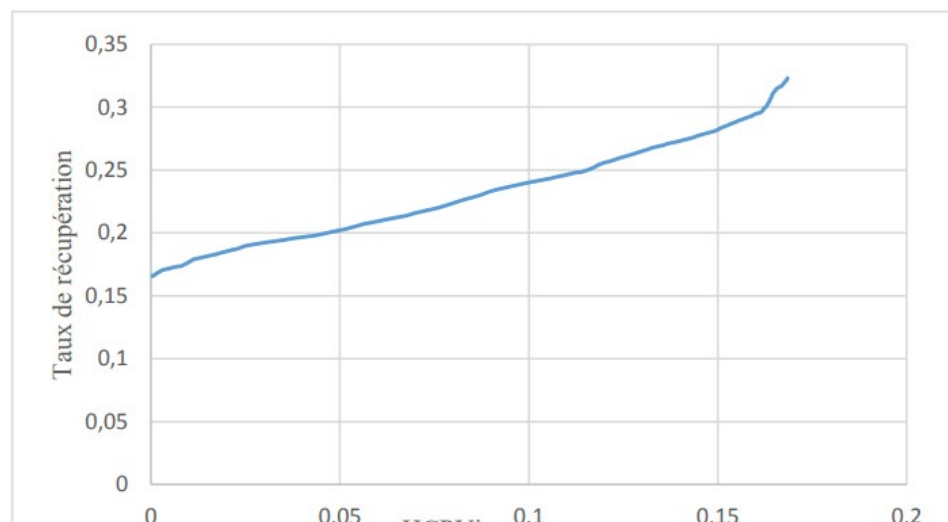


Figure IV.26: Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern C.

Nous utilisons les techniques de diagnostic des problèmes de production d'eau rencontrés dans les puits de la zone 04 afin d'en déterminer l'origine et d'en clarifier les mécanismes et aussi de juger de l'effet de l'injection d'eau sur les puits producteurs avant et après la percée d'eau. Les puits sur lesquels se portera notre travail sont des puits producteurs d'huile en percée.

IV. 7. 3 Diagnostic des problèmes liés à la production d'eau par puits

Puit producteur OMO163

Ce puits a été foré en 1998 dans la partie nord de la zone 04 mais il n'a été mis en production qu'en juin 1989. Dans les premières années de son exploitation, ce puits était caractérisé par un faible débit d'huile et il était en arrêt à maintes reprises. La date de percée est 15/02/2015, et production cumulée es 1358,19 km³.

Ce puit est positionné entre trois puits OMO362, OMO26 et OMO252

- **Graphe de récupération (WOR vs Np)**

L'approximation de la fonction $WOR = (Np)$ par une fonction exponentielle n'est possible que si on suppose une relation exponentielle entre k_{ro} / k_{rw} et Sw . Cette hypothèse est généralement vérifiée pour des valeurs de water-cut supérieures à 50% ce qui n'est pas le cas ici. Utiliser cette technique dans de telles conditions donnerait une extrapolation erronée des réserves récupérables.

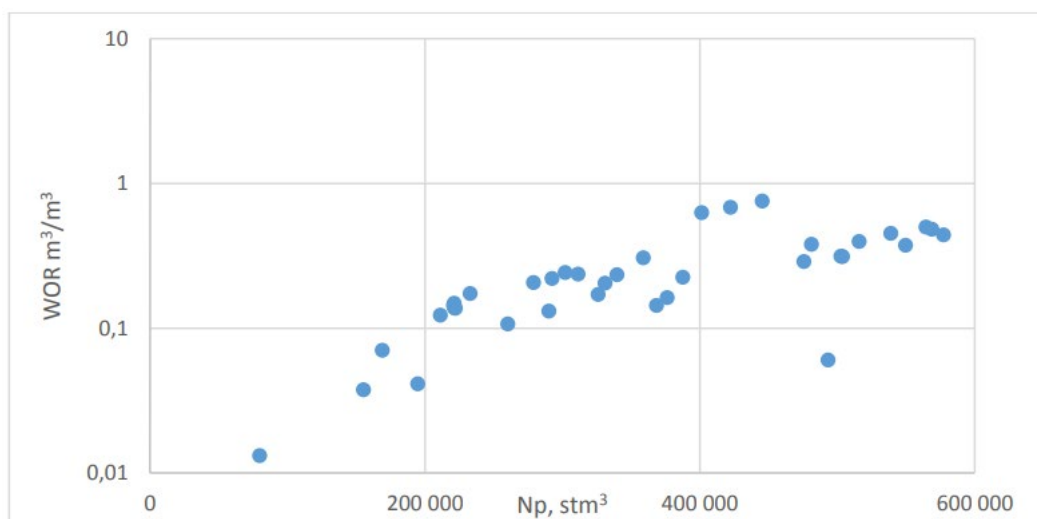


Figure IV.27:WOR en fonction Np pour le puits OMO163.

Conclusion et recommandations

Conclusion

Dans le cadre du suivi de l'injection d'eau dans le réservoir du champ Hassi-Messaoud, notre étude visait à améliorer les paramètres du réservoir en optimisant la méthode d'injection.

Les conclusions auxquelles nous sommes parvenus grâce à cette étude sont les suivantes : - Les réserves pétrolières initiales de la Zone 04 sont estimées à 255 229 km³.

– La récupération du pétrole était de 14,7 % avant le début de l'injection.

Or, après avoir injecté une quantité d'eau égale à 34,57 % du volume poreux, celle-ci atteint 36,6 %.

- Les mécanismes naturels de drainage dans cette zone sont l'expansion du pétrole et du gaz dissous (plus de 55 %) et l'expansion des roches et des eaux interstitielles (moins de 45 %).

– La région a également bénéficié d'importants flux de pétrole en provenance des régions voisines.

Ces flux ont été particulièrement importants durant la période 1973-1980.

– Une fois l'injection commencée, elle remplacera progressivement les autres mécanismes et deviendra le mécanisme qui assure la plus grande part de production dans la région.

- Assurer un bon équilibre des entrées et des sorties dans la zone.

Pour bien évaluer les performances des injections dans la zone 04, une analyse détaillée ou à petite échelle est indispensable.

- Grâce à la méthode de récupération de pression de MatBal, nous avons pu définir le schéma d'injection et évaluer les facteurs contribuant au schéma auquel appartient chaque puits.

– Les performances de l'injection au niveau du motif dépendent fortement du taux de remplacement des espaces.

Pour parvenir à une production stable, ce ratio doit être maintenu à un niveau proche ou légèrement supérieur.

- La fermeture des puits d'injection a un impact particulièrement négatif sur le bilan injection-prélèvement en raison du faible ratio puits d'injection/producteurs.

Conclusion

- L'utilisation de techniques de diagnostic des problèmes de production d'eau a permis de déterminer la nature et les causes de ces problèmes.
- Les percées dans la plupart des puits se sont généralement produites à travers le drain unique le plus perméable ou à travers des canaux stratifiés.
- Grâce aux techniques de trous de forage, nous avons observé une baisse progressive des performances des puits d'injection d'eau, conduisant parfois à leur fermeture.

Recommandations

Sur la base de cette étude, les recommandations suivantes sont formulées pour améliorer l'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 04 du champ pétrolier de Hassi Messaoud.

- Augmenter la fréquence des mesures des puits percés pour mieux suivre l'évolution de la production d'eau.

À.

- Mise en place d'un système innovant de réallocation des flux de production d'eau de puits.

- Envisager la possibilité de rouvrir les puits fermés pour cause de percement d'eau si le débit d'eau ne dépasse pas 40 %.

- Étudier la possibilité de remplacer le vérin à gaz par un autre type de dispositif d'actionnement, par exemple une pompe submersible.

- Rouvrir les puits d'injection pour équilibrer l'extraction par injection dans le modèle.

- Pensez à convertir l'un de vos puits OMN86 ou OMN862 en injecteur pour réaliser un schéma d'injection périphérique.

- Réinterpréter le test d'atténuation en considérant les résultats de la méthode du tracé de trous.

- Exécuter le protocole PLT sur les puits WOR élevés pour déterminer la contribution de chaque couche et éviter les zones de production d'eau.

- Réaliser un protocole PLT pour les puits d'injection afin d'identifier la zone la moins perméable.

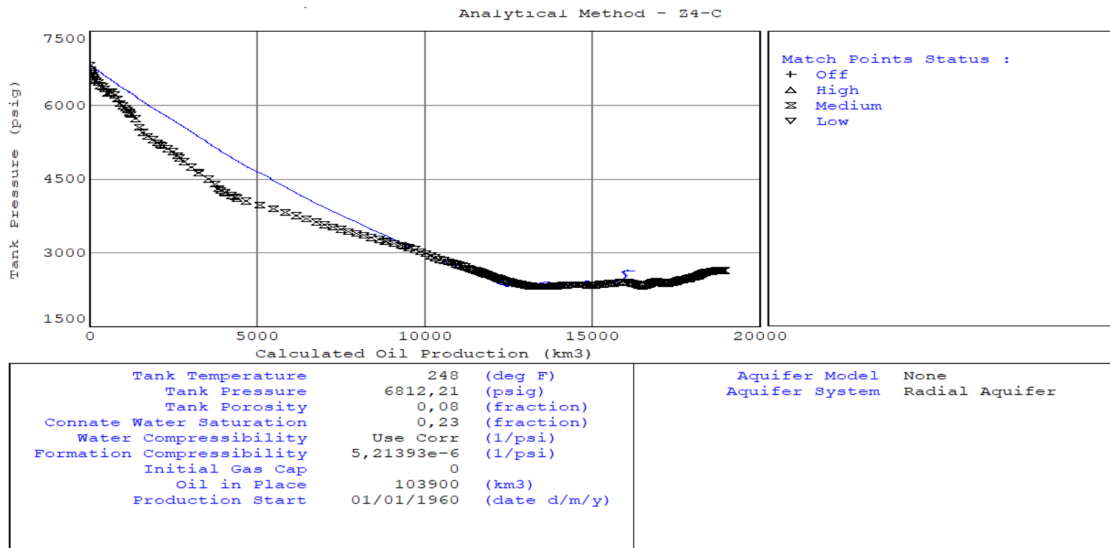
- Nous proposons une nouvelle technique EOR pour améliorer le taux de récupération.

Références Bibliographiques

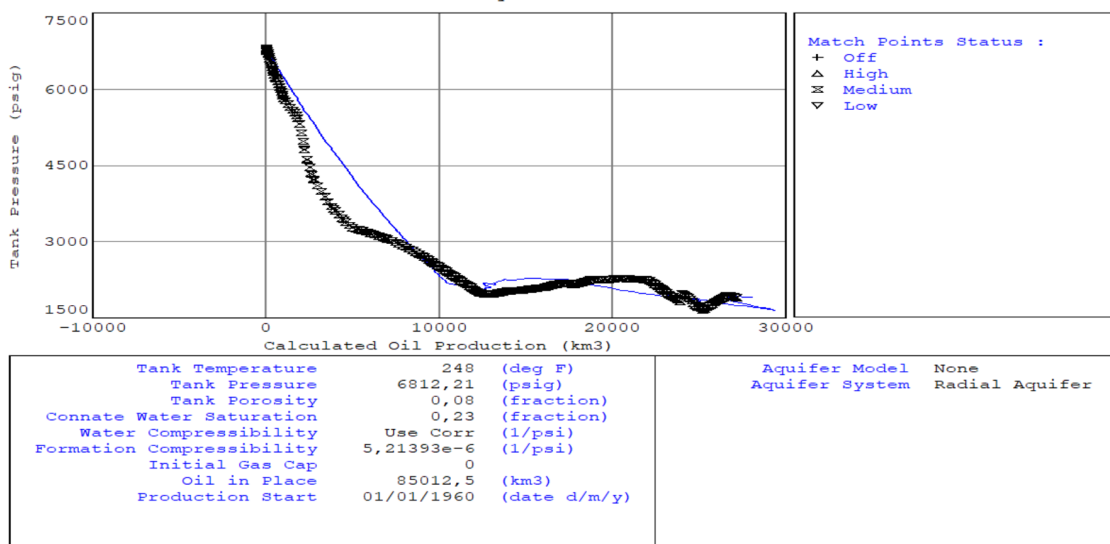
- [1] T. Ahmed, N. Meehan. Advanced Reservoir Management and Engineering. s.l. Gulf Professional Publishing, 2011.
- [2] Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, Gulf Professional Publishing, 2001.
- [3] Shallcross, D. (2020, April 20). Petroleum Engineering Explained. Royal Society of Chemistry.
- [4] Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook, fourth edition, ISBN 978-1-85617-803-7, 2010, 199-205.
- [5] Morton-Thompson, D., & Woods, A. M. (1993, January 1). Development Geology Reference Manual. AAPG.
- [6] E. Nwosu, D. I. (2018). Volumetric and Material Balance Methods of Reserve Estimation: A Comparative Study using Niger Delta Reservoirs. International Journal of Engineering Research and Advanced Technology,
- [7]. Jean-Pascal DEJEAN, Reservoir Engineering Drive Mechanisms, IFP training 2015.
- [8]. Muskat, M., & Wyckoff, R. (1934, December 1). A Theoretical Analysis of Waterflooding Networks. Transactions of the AIME.
- [9]. Lin, J. (2022, September 7). Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2021.
- [10] Forrest F. Craig Jr: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, deuxième édition", SPE Monograph Series, 1971.
- [11] M. Rerrado, S. Yudono et G. Thakur: "Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice", SPE 102200, 2007.
- [12] D. E. Delgado, S. E. Vittorato and A. R. Kovscek, "Optimal Voidage Replacement Ratio for Viscous and Heavy Oil Waterfloods," One Petro [SPE 165349S](#), 19 Apr 13.

- [13] Haryanto, E., Yersaiyn, S., Khattak, I. A., & Shah, A. R. (2019, November 11). Extending the Application of Classical Conformance Plot to Assess the Water Flooding Plan.
- [14] Dalimunthe, Y. K., Hanifah, A., & Setiati, R. (2019, December 1). Application hall plot method for surveillance waterflood in oil reservoir. *Journal of Physics: Conference Series*,
- [15] Cinar, Y., Shehab, M. A., Dallag, M. M., & Jama, A. A. (2016, September 26). Automated Surveillance and Diagnostic Workflow for the Management of Water Production in Naturally-Fractured Carbonate Reservoirs.
- [16] Le PED (Petroleum-Engineering-Development), Documentations de SONATRACH.
- [17] F. Jerry Lucia. *Carbonate Reservoir Characterization*, Second Edition, Springer, 2007.
- [18] Al-Shalabi, W. Emad, Muhammad R. *Enhanced Oil Recovery: An Overview*. SPE Reservoir Engineering & Evaluation edition, 2014.
- [19] <https://www.coursehero.com/file/18580977/Week-4>

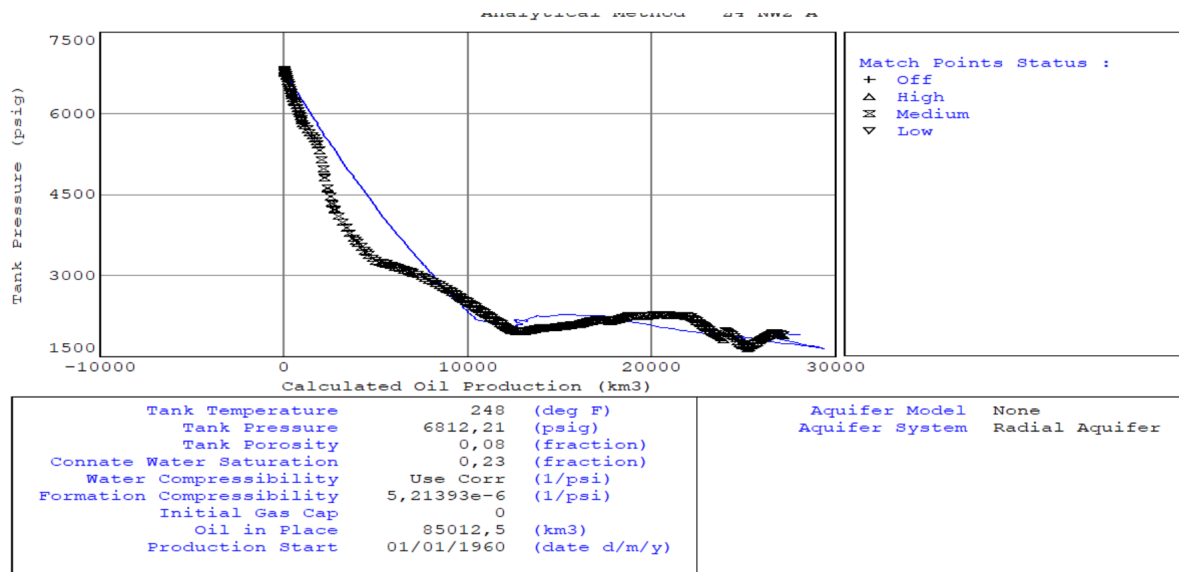
Annexe



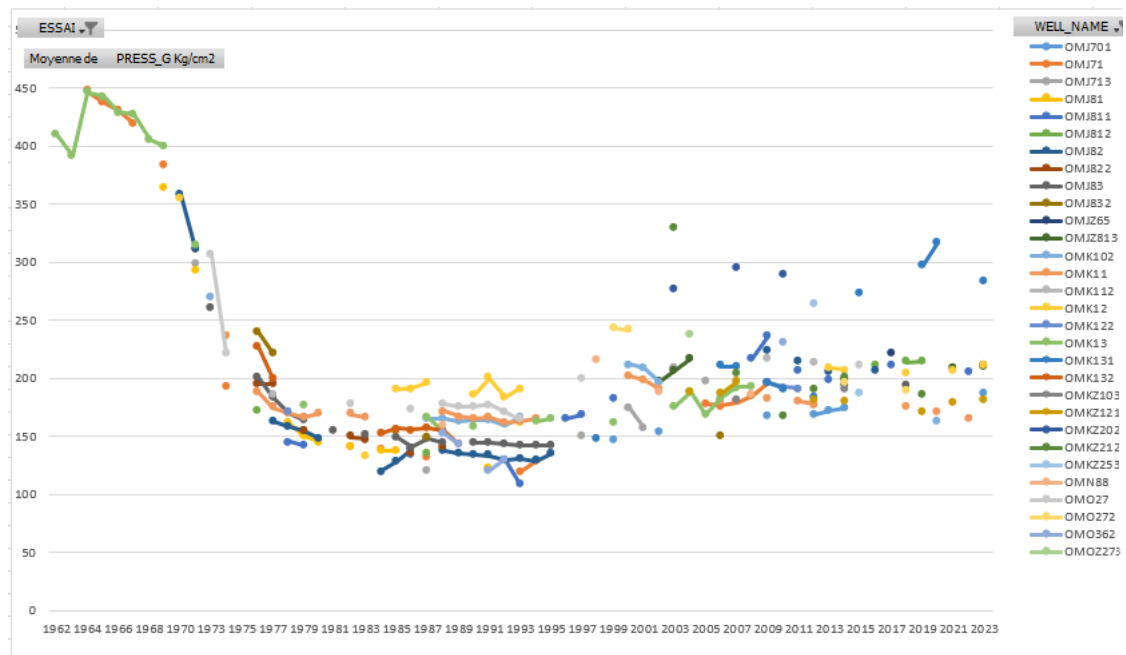
Annexe 1 : analytique méthode Z04-C



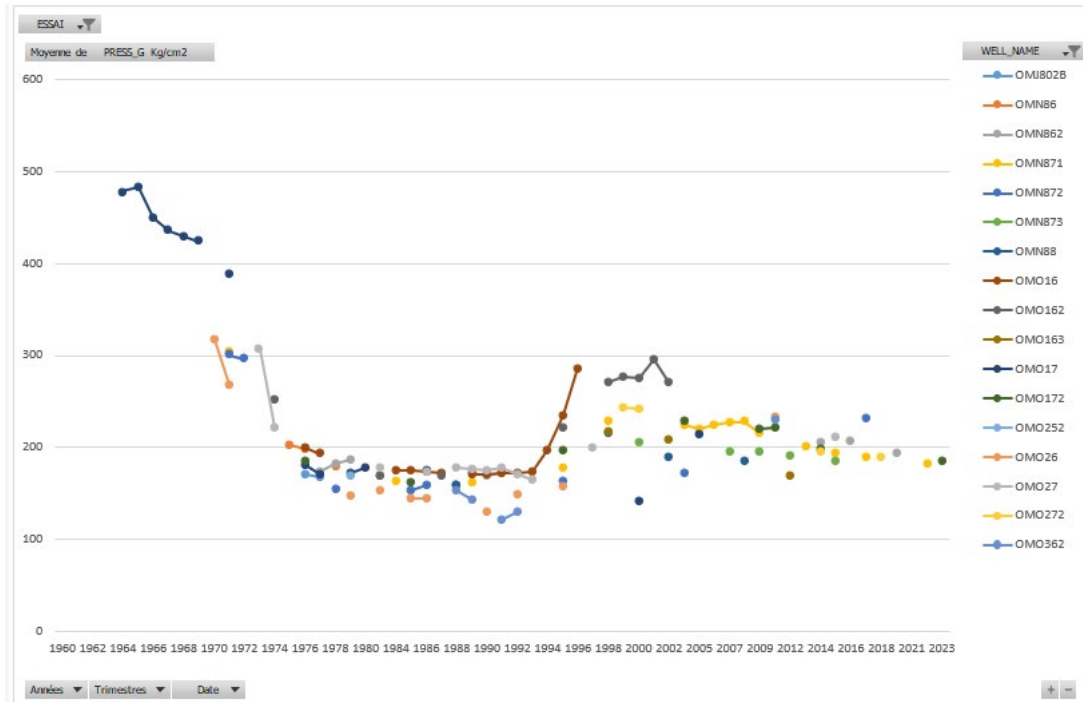
Annexe 2: analytique méthode Z04-NW2-A



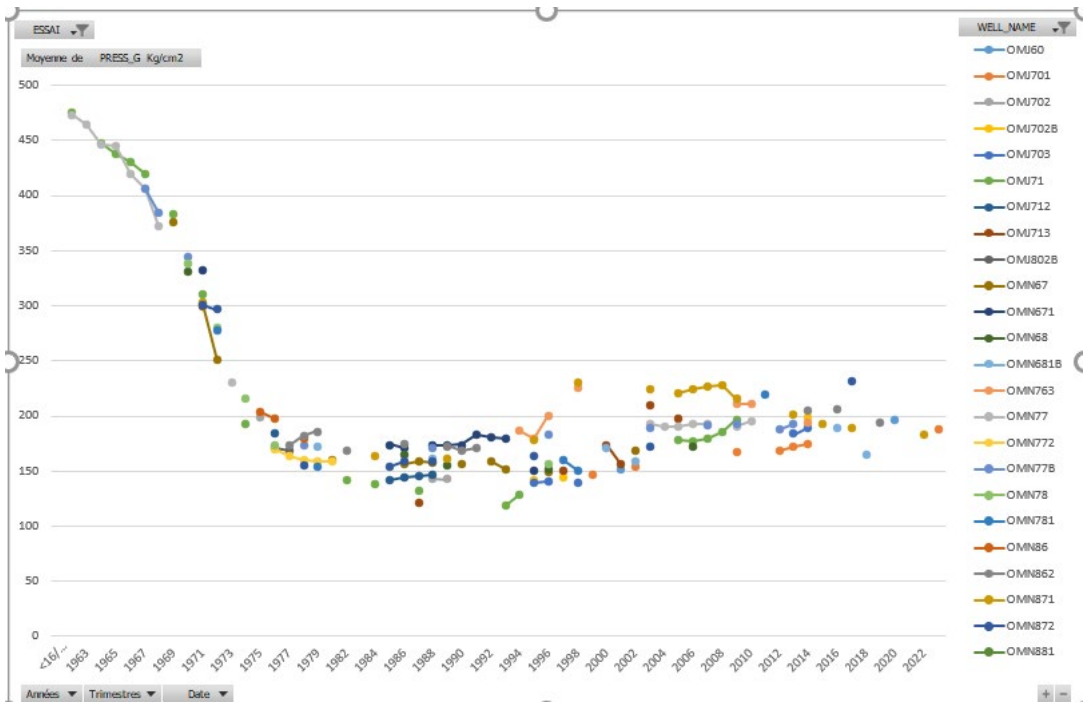
Annexe 3 : analytique méthode Z04-A



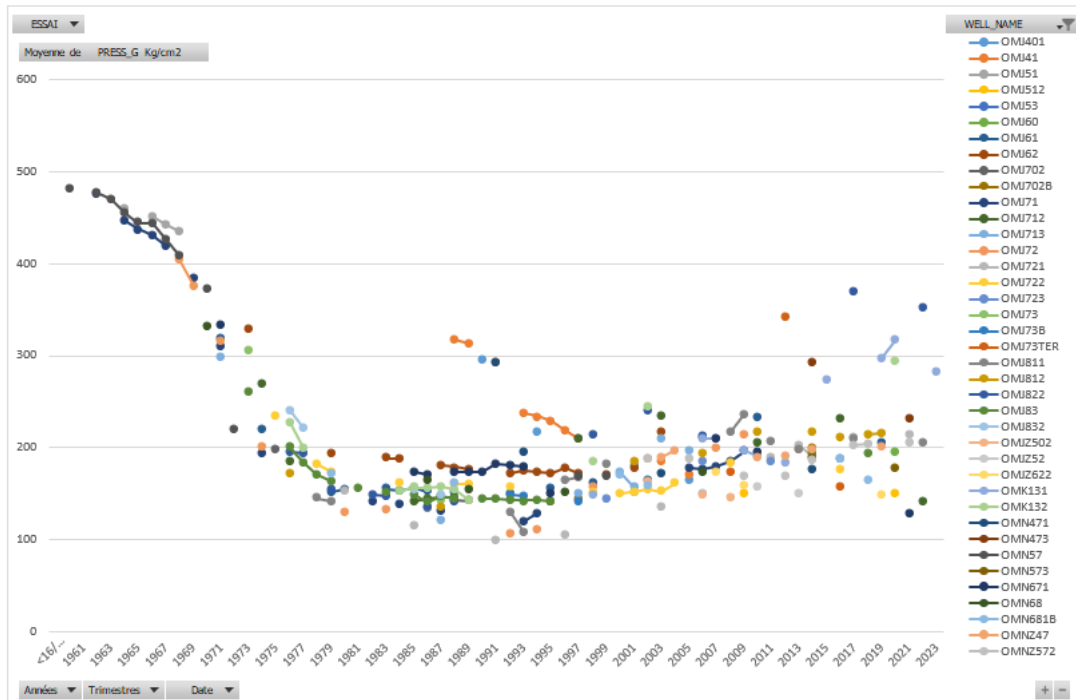
Annexe 4: pression des puits de pattern A



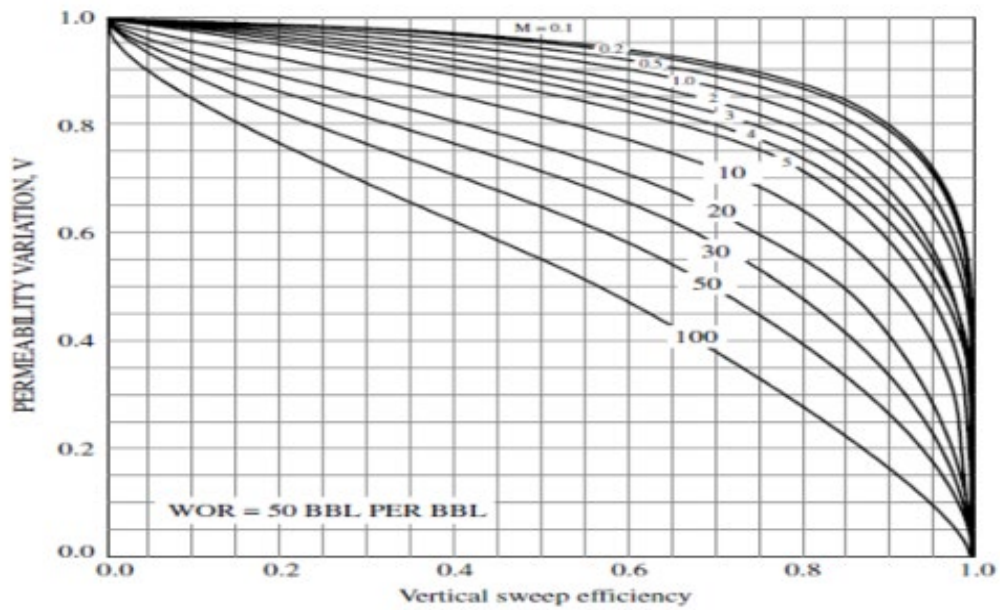
Annexe 5 : pression des puits de pattern B



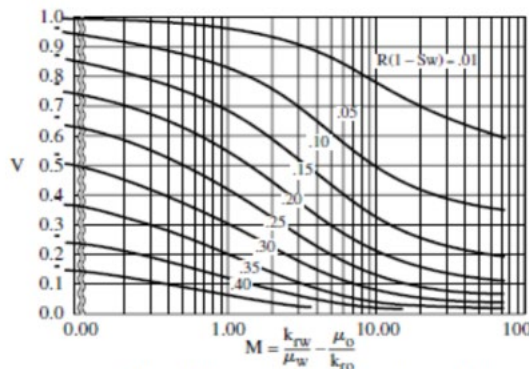
Annexe 6 : pression des puits de pattern C



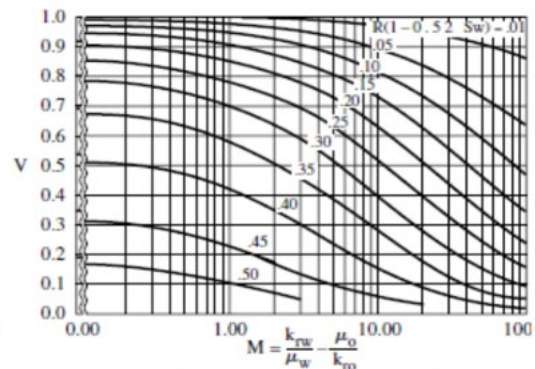
Annexe 7 : pression des puits de pattern NW2-A



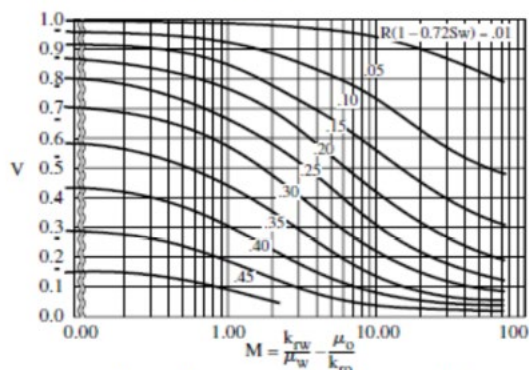
Annexe 8 : Déterminer la perméabilité variation (v).



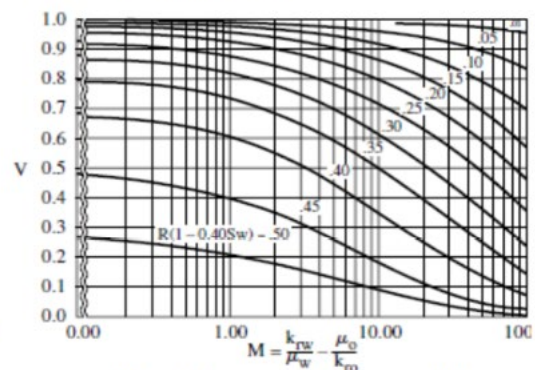
Permeability variation plotted against mobility ratio, showing lines of constant $E_R (1 - S_w)$ for a producing WOR of 1.



Permeability variation plotted against mobility ratio, showing lines of constant $E_R (1 - 0.52 S_w)$ for a producing WOR of 25.



Permeability variation plotted against mobility ratio, showing lines of constant $E_R (1 - 0.72 S_w)$ for a producing WOR of 5.



Permeability variation plotted against mobility ratio, showing lines of constant $E_R (1 - 0.40 S_w)$ for a producing WOR of 100.

Annexe 9 : Lecteur des abaques de JOHANSON.

Tank + - X Disabled

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Well Production Allocation	Production History		
	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment
	date d/m/y	Kg/cm ² a	km ³	kSm ³	kSm ³	kSm ³	Sm ³		
363	22/10/2019		27214,9	6,1808e+6	16,4725	489663	2,46847e+7	Medium	Edit..
364	20/01/2020	193	27331,6	6,2155e+6	16,4915	513310	2,48009e+7	Medium	Edit..
365	05/02/2020	195,64	27354,4	6,22023e+6	16,4933	519301	2,4824e+7	Medium	Edit..
366	22/05/2020	196	27462,9	6,25586e+6	16,5219	573005	2,49973e+7	Medium	Edit..
367	08/06/2020	204	27477	6,25918e+6	16,5231	582223	2,50382e+7	Medium	Edit..
368	15/06/2020	200	27480,2	6,26158e+6	16,5237	586019	2,5055e+7	Medium	Edit..
369	26/06/2020	182	27490	6,26446e+6	16,5258	591815	2,50837e+7	Medium	Edit..
370	16/09/2020	170	27555,7	6,28342e+6	16,545	635102	2,52742e+7	Medium	Edit..
371	02/01/2021	176	27649,7	6,31268e+6	16,5703	673708	2,54363e+7	Medium	Edit..
372	17/02/2021	180	27686,8	6,32361e+6	16,5784	685605	2,54972e+7	Medium	Edit..
373	15/04/2021	190	27740,3	6,34095e+6	16,5969	699028	2,55863e+7	Medium	Edit..
374	09/05/2021	176	27763,5	6,34712e+6	16,6038	705082	2,56209e+7	Medium	Edit..
375	15/02/2022	177	28047	6,43701e+6	16,6717	782316	2,59851e+7	Medium	Edit..
376	25/02/2022	179	28058,4	6,44075e+6	16,675	785090	2,60012e+7	Medium	Edit..
377	17/07/2022	165	28212,5	6,49067e+6	16,7312	823971	2,62917e+7	Medium	Edit..
378	01/05/2023	160	28537,2	6,59717e+6	16,8928	909868	2,68466e+7	Medium	Edit..

Annexe 10: historique de production Z4-NW2-A

puits	allocation fac
OMJ71	0,25
OMJ802	0,4
OMJ802B	0,5
OMJ81	1
OMJ811	0,55
OMJ812	0,5
OMJ82	1
OMJ822	0,4
OMJ83	0,5
OMJZ813	0,9
OMK102	1
OMK11	1
OMK112	1
OMK12	0,5
OMK122	0,8
OMK131	0,5
OMK132	0,4
OMKZ103	1
OMKZ121	0,7
OMKZ202	0,35
OMKZ212	0,10
OMN88	0,40
OMO27	0,50
OMO272	0,80
OMO362	0,12
OMOZ273	0,50

Annexe 11: allocation facteur des puits de la zone A

WELL_NAME	Date	PRESS_G Kg/cm2	ESSAI
OMJ22	24/02/2015	307,9	DST
OMJ22	28/06/2017	266,01	BUILD_UP
OMJ22	25/08/2016	264,66	PFS
OMJ22	11/08/2017	251,17	PFS
OMJ22	06/12/2015	243	BUILD_UP
OMJ22	12/01/2019	231,9	PFS
OMJ22	12/05/2019	221	BUILD_UP

Annexe 12: Les tests de pression de puit OMJ22