

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

LA RECUPERATION ASSISTEE DES HYDROCARBURES
CAS DE LA ZONE 4 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Soutenu publiquement par :

M. HAKKOU ABDELLAH
M. TIDJANI OUSSAMA

Devant le jury :

Président :	M. MERABET Lakhdar	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M. ZATOUT Merzouk	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	M. REMITA Abdellatif	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciements

*Nous remercions tout d'abord notre **ALLAH** qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail. Tous nos remerciements à notre Encadreur **Mr. ZATOUMERZOUK** pour avoir accepté de suivre cette étude.*

*Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du **département de géologie**, pour les efforts qu'il sont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.*

*Puis j'adresse mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour la réalisation de ce travail surtout les personnels **SONATRACHMD***

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.





DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents

Ma Mère et Mon Père

Qui m'ont donnée le courage et qui m'ont porté toujours

L'aide et assistance.

A mes frères et surtout M^{ed} NADJIB

A mes sœurs ainsi que toute la famille,

Sans oublier tous mes collègues des promotions géologie pétrolière

Je dédie également ce travail à tous mes amis,

Et à tous ceux et toutes celles que je n'ai pas cités dans

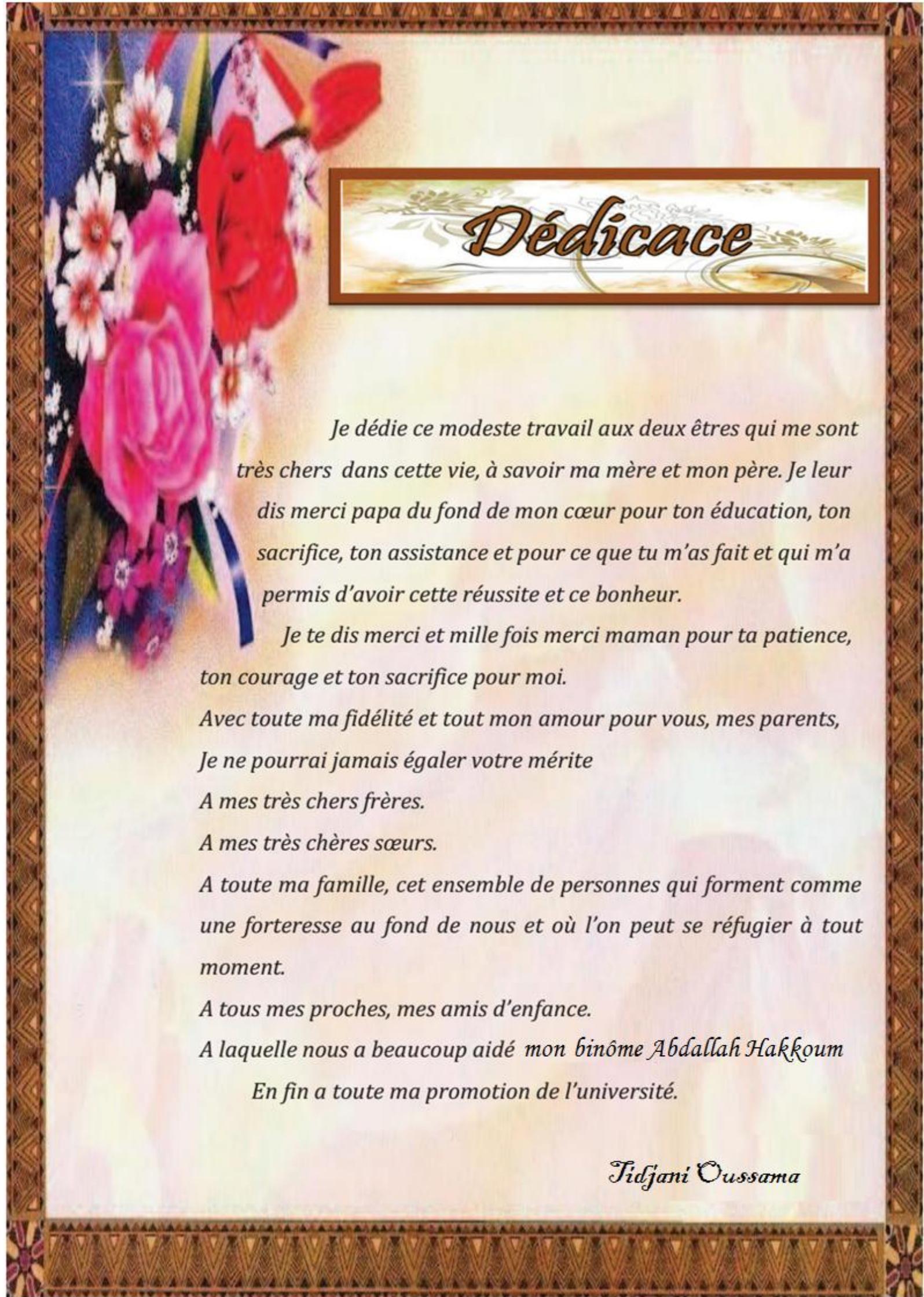
mon mémoire et que j'ai gardé dans ma mémoire.

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire A mon binôme:

TIDJANI OUSSAMA

HAKKOUM ABD ELLAH





Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir ma mère et mon père. Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,

Je ne pourrai jamais égaler votre mérite

A mes très chers frères.

A mes très chères sœurs.

A toute ma famille, cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment.

A tous mes proches, mes amis d'enfance.

A laquelle nous a beaucoup aidé mon binôme Abdallah Hakkoum

En fin a toute ma promotion de l'université.

Tidjani Oussama

SOMMAIRE

Remerciements

Dédicaces

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale.....01

Chapitre I : Généralités sur la récupération assistée

I.1. Introduction sur la récupération assistée.....	02
I.2. Différentes méthodes de la récupération assistée.....	02
I.2.1. La récupération secondaire.....	02
I.2.1.1. L'injection d'eau.....	02
I.2.1.2. L'injection de gaz.....	03
I.2.1.3. WAG (Water Alternate Gas).....	05
I.2.2. La récupération tertiaire.....	05
I.2.2.1. Méthodes chimique (polymères, microémulsion.....	05
I.2.2.2. Méthodes thermiques.....	06
I.2.2.3. Méthode miscible (CO ₂ - CH ₄).....	06
I.3. Technique d'injection d'eau	07
I.3.1. Principe	07
I.3.2. Schémas d'injections.....	09
I.3.3. Mise en œuvre.....	12
I.3.4. Type d'eau injectée.....	12
I.4. L'aspect technique et économique de l'injection.....	13
I.4.1. L'aspect technique.....	13
I.4.2. L'aspect économique.....	13
I.5. Test d'injectivité.....	13
I.5.1. L'objectif du test d'injectivité.....	13
I.6. Techniques de suivi de la performance d'injection.....	14
I.6.1. Taux de remplacement de vide (<i>Voidage Replacement Ratio</i> "VRR").....	14
I.6.2. Impact de l'injection sur la récupération.....	14

Sommaire

I.7.Conclusion	15
----------------------	----

Chapitre II: Présentation du champ de Hassi Messaoud

II.1.Introduction.....	16
II.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud.....	16
II.3. Situation du champ de Hassi-Messaoud.....	16
II.3.1. Situation géographique	16
II.3.2. Situation géologique	17
II.4. Structure du champ.....	18
II.5.Description du réservoir	19
II.6. Zones et numérotations des puits	20
II.7.litho Stratigraphique du champ de HMD.....	21
II.8. Présentation de la zone 4 du champ de HMD.....	26
II.8.1. Localisation.....	26
II.8.2. Caractéristiques pétrophysiques.....	26
II.8.2.1. Porosité.....	26
II.8.2.2. Perméabilité.....	27
II.8.2.3. Hauteur utile.....	28
II.8.2.4. Saturation en eau.....	28
II.8.3. Caractéristique des fluides de gisement.....	29
II.8.3.1. Caractéristiques de l'huile.....	29
II.8.3.2. Caractéristiques du gaz associé.....	29
II.8.3.3. Caractéristiques de l'eau.....	30
II.9.Conclusion.....	30

Chapitre III : Historique et évaluation des réserves en place

III.1.. Introduction.....	31
III.2.Méthodes d'estimation des réserves en place	31
III.2.1. Méthode volumétrique	31
III.2.2. Méthode dynamique (bilan matière)	32
III. 2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière.....	32
III. 2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière.....	32
III. 2.2.3 Indices de drainage	35
III.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière	36

Sommaire

III. 2.2.5. Application.....	36
III.2.2.5.1. Historique de la production et pression.....	36
➤ Historique de la production.....	36
➤ Historique de la pression.....	37
III. 2.2.5.2. Données PVT.....	37
III.2.2.5.3. Calage de l'historique (History matching).....	39
III. 2.2.5.4. Mécanismes de drainage.....	40
III. 3. Conclusion.....	41

Chapitre IV : *Etude du cas*

IV.1. Traitement et analyse des données de production

IV.1. 1. Historique de production et d'injection de la zone 4.....	42
IV. 1.2. Analyse de l'évolution de la pression de gisement.....	43
IV.1.3. Etat actuelle de la zone 04.....	43
IV. 1.4. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4.....	44
IV.1.4.1. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total.....	44
IV. 1.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération.....	45
IV.1.5. Efficacité globale de la zone 4.....	45
IV.1.5.1. Efficacité du déplacement.....	45
IV.1.5.2. Efficacité superficielle.....	48
IV.1.5. 3. Efficacité verticale.....	48
IV.1.5.4. Efficacité globale.....	48
IV.1.6. Conclusion.....	48

IV.2. Partie d'Analyse et discussion des résultats

IV.2.1. Introduction.....	49
IV.2.2. Courbe de récupération.....	49
IV.2.3. Graphe de l'historique de production	50
IV.2.4. Analyse des courbes de déclin	50
IV.2. 5. Courbes de diagnostic.....	51
IV.2.6. Etude de CAS	52

Sommaire

IV.2.6.1. Puits OMN67.....	53
IV.2.6.1.1. Graphe de l’historique de production OMN67.....	55
IV.2.6.1.2. Courbe de diagnostic OMN67.....	55
IV.2.6.2. Puits OMN781.....	56
IV.2.6.2.1. Graphe de l’historique de production OMN781.....	58
IV.2.6.2.2. Courbe de diagnostic OMN781.....	58
IV.2.6.3. Puits OMJ723.....	59
IV. 2.6.3.1. Graphe de l’historique de production OMJ72.....	60
IV.2.6.3.2. Courbe de diagnostic OMJ723.....	61
IV.2.6.4. Puits OMJ832.....	61
IV.2.6.4.1. Graphe de l’historique de production OMJ832.....	63
IV.2.6.4.2. Courbe de diagnostic OMJ832.....	63
IV.2.7. Conclusion.....	63
Conclusions	64
Recommandations.....	65
Bibliographies	
Résumé	

Index des figures

Chapitre I : Généralités sur la récupération assistée

Fig. I.1. Schéma d'injection d'eau	03
Fig. I.2. Schéma d'injection de gaz	03
Fig.I.3.water alternate gas.....	05
Fig. I.4.Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « Avant l'injection d'eau»	08
Fig. I.5.Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « pendant l'injection d'eau»	08
Fig. I.6.Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « Après l'injection d'eau »	08
Fig.I.7.Illustration d'une injection périphérique	10
Fig. I.8 Schéma d'injection centrale	10
Fig.I.9.Illustration d'une injection régulière	11
Fig.I.10.Illustration d'une injection sommital et en base.....	12

Chapitre II: Présentation du champ de Hassi Messaoud

Fig. II.1.Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	17
Fig. II.2.Situation géologique de champ Hassi Messaoud.....	18
Fig. II.3.Carte structurale de champ de Hassi Messaoud.....	19
Fig. II.4.Coup géologique nord sud de la structure de Hassi Messaoud.....	20
Fig. II.5.Les zones du champ de Hassi Messaoud.....	21
Fig. II.6.Fiche technique montrant la colonne litho stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	25
Fig. II.7. Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud.....	26
Fig. II.8. Porosité moyenne par drain dans la zone 4.....	27
Fig. II.9. Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4.....	27
Fig. II.10. Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 4.....	28
Fig. II.11. Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4.....	28

Chapitre III : Historique et évaluation des réserves en place

Fig.III.1. Schéma de principe du bilan matière.....	33
Fig.III.2. Comparaison entre le cumule des influx et la pression en fonction du temps	36

Fig.III.3. Evolution de RS en fonction de la pression.....	39
Fig.III.4.Evolution de Bo en fonction de la pression.....	39
Fig.III.5.Calage de l'historique de 1959 à 1970.....	40
Fig.III.6.Mécanisme de drainage.....	40

Chapitre IV : Etude de cas

Fig.IV.1. Production annuel de la zone 04.....	42
Fig. IV.2. Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.....	43
Fig.IV.3. Courbe de VRR et débit d'huile et pression de réservoir du la zone 04.....	44
Fig.IV.4. Taux de récupération en fonction de HCPVi	45
Fig.IV.5 Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau.....	45
Fig.IV.6. Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau.....	47
Fig.IV.7. Courbe de récupération (recovery plot).....	49
Fig. IV.8. Production History Plot.....	50
Fig.IV.9. Courbe de déclin.....	50
Fig.IV.10. Multilayer Channeling	51
Fig.IV.11.Bottomwater coning.....	51
Fig.IV.12.Bottomwater channeling with late time channeling.....	51
Fig.IV.13. Thief layer water recycling.....	51
Fig.IV.14. Les puits qui sont affectés par la percée d'eau.....	52
Fig. IV.15. Coupe géologique OMN67, OMN671 et OMN772.....	53
Fig. IV.16. Graphe de l'historique de production OMN67	55
Fig. IV.17. Courbe de diagnostic OMN67	55
Fig. IV.18. Coupe géologique OMN781, OMN671 et OMN772.....	56
Fig. IV.19. Graphe de l'historique de production OMN781.....	58
Fig. IV.20. Courbe de diagnostic OMN781.....	58
Fig. IV.21. Coupe géologique OMJ723, OMJ822 et OMJ73TER.....	59
Fig. IV.22. Graphe de l'historique de production OMJ723.....	60
Fig. IV.23. Courbe de diagnostic OMJ723.....	61
Fig. IV.24 Coupe géologique OMJ832, OMJ822 et OMJ73TER.....	62
Fig. IV.25. Graphe de l'historique de production OMJ832.....	63
Fig. IV.26. Courbe de diagnostic OMJ832.....	63

Index des tableaux

Tableau. I.1.Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.....	04
Tableau III.2 : Indices de drainage.....	35
Tableau III.3 : Les données de PVT de la zone 4.....	38
Tableau IV.4 : calcule le débit fractionnel	46
Tableau IV.5 : Les caractéristiques pétrophysiques des drains	54
Tableau IV.6 : Les caractéristiques pétrophysiques des drains	57
Tableau IV.7 : Les caractéristiques pétrophysiques des drains	60
Tableau IV.8 : Les caractéristiques pétrophysiques des drains.....	62

Nomenclatures

Nomenclatures

Symbols	Désignations	Unités
A	section	ft^2
Bg	Facteur volumétrique du fond de gaz	m^3 / m^3
B_0	Facteur volumétrique du fond d'huile	m^3 / m^3
B_{0i}	Facteur volumétrique de fond d'huile initial	m^3 / m^3
B_w	Facteur volumétrique du fond d'eau	m^3 / m^3
C_f	Compressibilité isotherme de la formation	bar^{-1}
Cr	Compressibilité isotherme de la roche	bar^{-1}
C_w	Compressibilité isotherme de l'eau	bar^{-1}
E	Efficacités global	
E_d	Efficacités de déplacement	
E_s	Efficacités superficielle	
Ev	Efficacités vertical	
F_w	Débit fractionnaire	
G	le volume de gaz libre	m^3
G_p	Production de gaz cumulée	m^3
GOR	Rapport de volume de (gaz sur l'huile)	m^3 / m^3
H et h	la hauteur	m
H_t	la hauteur moyenne totale de la couche réservoir.	m
H_u	la hauteur utile moyenne de la couche réservoir.	m
K_{r0}	Perméabilité relative d'huile	milli darcy
K_{rw}	Perméabilité relative d'eau	milli darcy
Kmax	Perméabilité maximale	milli darcy
K-min	Perméabilité minimal	milli darcy
M	Mobilité	

Nomenclatures

m	Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale	
N	Volume d'huile initiale en place	m ³
N _p	Production d'huile cumulée	m ³
P _c	Pression capillaire	Psi
P _g	Pression du gisement	Psi
P _o	la pression dans phase huile	Psi
P _w	la pression de la phase eau	Psi
qt	débit total	m ³ /j
R _s	GOR de dissolution(en condition standard)	m ³ / m ³
R _p	GOR de production	m ³ / m ³
r ₁ et r ₂	les rayons de courbure pour l'interface	m
S _{max}	la saturation maximale	
S _m ³	Standard mètre cube	
S _w	saturation en eau moyen	
S _{wab}	la saturation après la percé	
S _{wbt}	la saturation au début de front (Breakthrough)	
S _{wf}	saturation en eau final	
S _{oi}	saturation en huile initial	
S _{or}	Saturation d'huile résiduelle	
S _{wi}	saturation en eau initial	
t	temps	jour
V _f	Volume de formation	m ³
V _g	Volume de gaz	m ³
V _o	Volume d'huile	m ³
V _p	Volume poreux	m ³
V _w	Volume d'eau	m ³
w	Volume d'eau initial	m ³
W _e	Entrée d'eau cumulée	m ³
W _{inj}	L'eau injectée	m ³
W _p	Production d'eau cumulée en	m ³
X	déplacement	m

Nomenclatures

\emptyset	Porosité	%
H	Viscosité	centpoise
P_o	Viscosité de l'huile	centpoise
P_w	Viscosité de l'eau	centpoise
P	Densité	kg/nr*
a_{os}	La TIF entre le solide et l'huile	N
C_{ow}	la TIF entre l'huile et la phase de l'eau	N
C_{ws}	la TIF entre le solide et l'eau	N
HCP Vi	Hydrocarbon pore volume injected	%

Introduction

INTRODUCTION

La production des hydrocarbures en déplétion naturelle est effectuée par différents mécanismes, que sont la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap, du gaz dissous et le drainage par l'aquifère.

Le soutirage d'huile et de son gaz associé est accompagné par une diminution d'énergie, d'où la nécessité d'intervenir afin de faire face à la chute de pression. C'est la récupération assistée avec ses différentes méthodes. on fait recours à une énergie supplémentaire à savoir le maintien de pression par injection d'eau. Cette dernière a ses avantages mais présente des inconvénients qui peuvent causer la fermeture du puits. De ce fait, le monitoring (diagnostique et surveillance) d'un tel procédé devient plus qu'indispensable.

C'est dans ce contexte, que nous allons étudier les performances de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud par injection d'eau. Ce projet qui a débuté en **1978** a donné des résultats satisfaisants jusqu'aux années **1993** où le pourcentage d'eau devient important, provoquant une diminution de la production d'huile.

Le présent travail est structuré en quatre chapitres, suivi d'une conclusion. Dans un premier chapitre un aperçu sur la Généralités sur la récupération assistée. Le deuxième chapitre a été consacré à la Présentation du champ de Hassi Messaoud. L'estimation des réserves par les méthodes volumétrique et bilan matière ainsi que l'historique du champ (zone) on fait l'objet du troisième chapitre. Etude de cas avec L'analyse et l'interprétation des résultats ont été discutées dans le quatrième chapitre.

La problématique

Le projet d'injection d'eau mis en œuvre dans la zone 4 du champ nord de Hassi Messaoud a permis, notamment dans ces premières années, d'améliorer la récupération de l'huile dans cette zone. Cependant, ce succès relatif n'a pas duré et la production d'huile est retombée à ses niveaux antérieurs à l'injection. Cela nous amène à nous interroger sur les causes de cette chute de performance et sur les solutions à apporter pour améliorer cette performance et augmenter la récupération ultime de l'huile.

Chapitre I

Généralités sur la récupération assistée

I.1. Introduction sur la récupération assistée

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire. [1]

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement. Encore faut-il être sûr, avant d'entreprendre l'un de ces procédés, de l'insuffisance de mécanismes naturels, ce qui n'est pas facile de connaître au début de la production du champ. Aussi faudra-t-il un minimum de production (1 à 2 ans de production par exemple).

Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée, c'est la récupération améliorée ou tertiaire.

I.2. Différentes méthodes de la récupération assistée

I.2.1. La récupération secondaire

- L'injection d'eau.
- L'injection de gaz Avec un déplacement miscible ou non miscible.
- L'injection alterné eau-gaz (WAG).

I.2.1.1. L'injection d'eau

L'injection d'eau, qui est la méthode la plus ancienne de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produit aux Etats -Unis en 1970 l'a été par injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.

Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employé pour

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou du gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

L'injection d'eau peut être soit répartie soit localisée dans un aquifère sous – jacent ou de bordure.

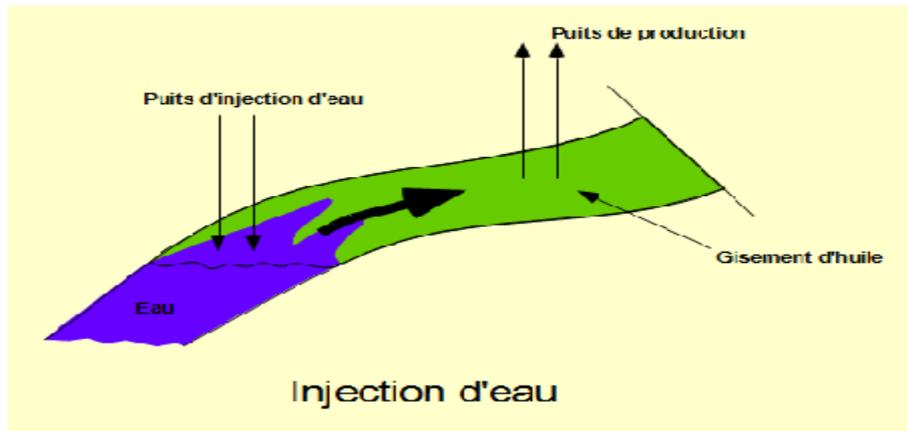


Fig. I.1. Schéma d'injection d'eau. [1]

I.2.1.2. L'injection de gaz

L'injection du gaz ou l'injection du gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. L'injection miscible est un terme général pour les procédés d'injection qui introduisent des gaz miscibles dans le réservoir. Les procédés de déplacement à base de gaz miscibles maintiennent la pression et le réservoir d'huile améliore le déplacement du pétrole car la tension superficielle entre le pétrole et l'eau est réduite. Cela permet de supprimer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, permettant d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble. Les gaz utilisés sont le CO_2 , le gaz naturel ou l'azote. Le fluide le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il réduit la viscosité du pétrole et est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié. Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone s'appuie sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui est fortement dépendant de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut. [2]

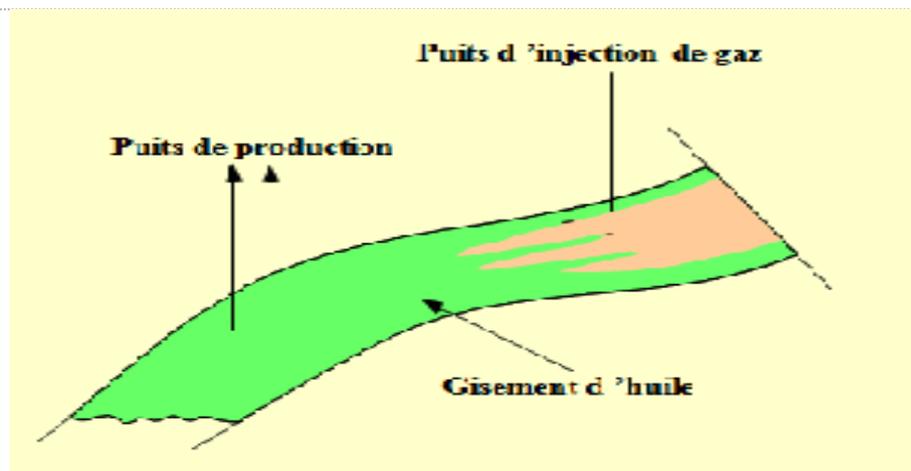


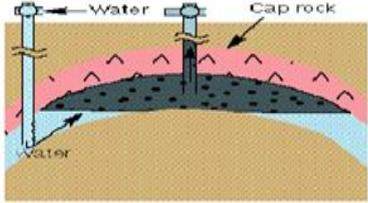
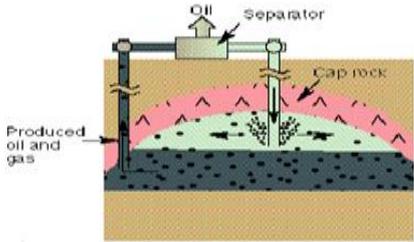
Fig. I.2. Schéma d'injection de gaz. [1]

En se référant aux figures ci-dessus et aux notions théoriques abordées précédemment, on peut établir une analyse comparative préliminaire globale entre l'injection de gaz et celle de l'eau, bien que leur utilisation soit justifiable selon le cas, les contraintes et les circonstances. [1]

Donc, le choix du mode de drainage à appliquer pour un champ donné tient compte des considérations techniques et économiques, qui définissent un ensemble de données nécessaire à une étude de faisabilité à savoir

- La description du gisement.
- La connaissance des mécanismes de drainage naturel.
- La disponibilité de l'eau ou de gaz.
- Des études d'efficacité de déplacement déterminée au laboratoire.
- La réponse du gisement vis-à-vis de l'injection (simulation).

Tableau. I.1.Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz. [1]

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

I.2.1.3. Le WAG (Water Alternate Gas)

Il était initialement prévu pour améliorer l'efficacité du balayage lors de l'injection de gaz, avec des balles intermittentes d'eau.

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

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

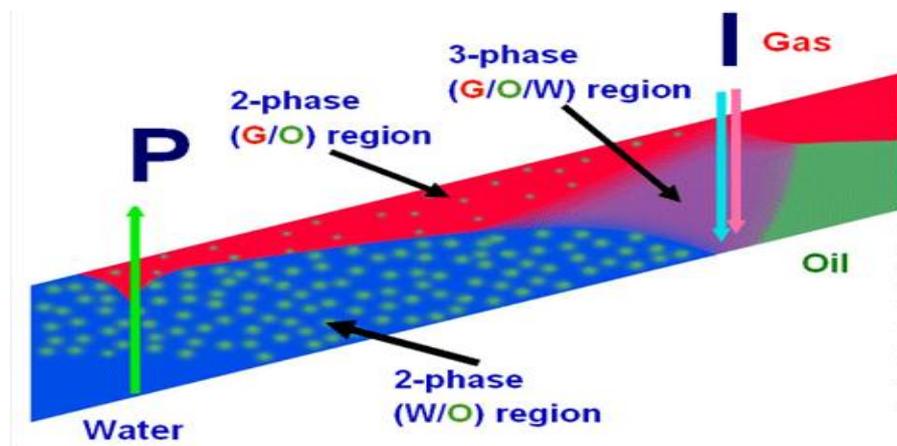


Fig.I.3 .water alternate gas. [1]

I.2.2. La récupération tertiaire

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

I.2.2.1. Méthodes chimique (polymères, microémulsion)

L'injection des différents produits chimiques, habituellement des solutions diluées, ont été utilisées pour faciliter la mobilité et réduire de la tension superficielle. L'injection des solutions alcalines ou caustiques dans des réservoirs pétroliers qui contient des acides organiques d'origine naturelle dans le pétrole se traduira par la production de savon qui peut abaisser la tension interfaciale suffisamment pour augmenter la production.

L'injection d'une solution diluée d'un polymère soluble dans l'eau pour augmenter la viscosité de l'eau injectée peut augmenter la quantité de pétrole récupérée dans certaines formations. Des solutions diluées d'agents tensioactifs tels que des sulfonates de pétrole ou des bio-surfactants (tensioactif d'origine biologique) tels que les rhamnolipides (en

peuvent être injectés pour abaisser la tension superficielle ou la pression capillaire qui empêche les gouttelettes de pétrole de se déplacer à travers le réservoir.

Des formulations spéciales de pétrole, d'eau et de tensioactif, en microémulsions, peuvent être particulièrement efficaces. L'application de ces méthodes est généralement limitée par le coût des produits chimiques et leur adsorption et la perte dans la roche contenant le pétrole. Dans tous ces procédés, les produits chimiques sont injectés dans plusieurs puits et la production se produit dans d'autres puits voisins. [2]

I.2.2.2. Méthodes thermiques

Dans cette approche, différents procédés sont utilisés pour chauffer le pétrole brut dans la formation pour réduire sa viscosité et/ou vaporiser une partie du pétrole et ainsi augmenter sa mobilité. L'augmentation de la température réduit la tension de surface. Le pétrole chauffé peut aussi être vaporisé/craqué puis se recondenser formant un pétrole ayant une meilleure composition. Ces méthodes comprennent l'injection cyclique de vapeur, injection de vapeur et la combustion. Ces méthodes améliorent l'efficacité du balayage et le déplacement du pétrole. L'injection de vapeur est utilisée industriellement depuis les années 1960 dans les champs pétroliers californiens. [2]

En 2011, les projets solaires thermiques d'amélioration de récupération de pétrole débutèrent en Californie et à Oman, cette méthode est similaire aux méthodes thermiques de récupération assistée du pétrole, mais utilise des panneaux solaires pour produire de la vapeur.

I.2.2.3. Méthode miscible (CO₂ - CH₄)

Le dioxyde de carbone est particulièrement efficace dans les réservoirs d'une profondeur supérieure à 600 m, où le CO₂ sera dans un état supercritique. À haute pression avec des pétroles légers, le CO₂ est miscible avec le pétrole, pour résultat de gonflement du pétrole, et la réduction de sa viscosité, ainsi qu'une réduction de la tension superficielle avec la roche réservoir. Dans le cas des réservoirs à basse pression ou de pétrole lourds, le CO₂ forme un fluide non miscible, ou est seulement partiellement mélangé avec le pétrole. Une certaine dilatation du pétrole peut se produire, et la viscosité du pétrole peut être considérablement réduite.

Dans ces applications, entre la moitié et les deux tiers du CO₂ injecté ressort avec le pétrole produit et est généralement réinjecté dans le réservoir pour minimiser les coûts d'exploitation. Le reste est piégé dans le réservoir de pétrole par divers

mécanismes. Le dioxyde de carbone, en tant que solvant, a l'avantage d'être plus économique que d'autres liquides miscibles similaires tels que le propane et le butane.

I.3. Technique d'injection d'eau

I.3.1. Principe

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

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

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

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

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

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

L'apparition d'une production d'eau importante signifie la percée du front d'eau dans le puits considéré, donc la production d'eau augmente rapidement, la récupération de l'huile se trouvant derrière le front est effectuée par l'injection d'un volume d'eau considérable, durant cette phase d'injection après percée, la surface

balayée augmente et cela peut fournir une production d'huile pour justifier la continuation de l'injection, généralement les puits producteurs sont abandonnés à un Water-Cut.[6]

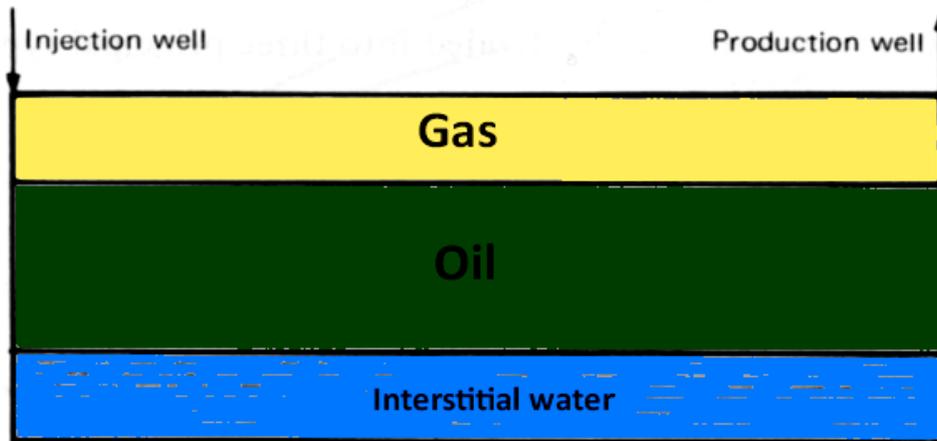


Fig. I.4. Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « Avant l'injection d'eau ». [1]



Fig. I.5. Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « pendant l'injection d'eau ». [1]



Fig. I.6. Illustration de l'état des fluides dans le réservoir « Après l'injection d'eau ». [1]

I.3.2. Schémas d'injections

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

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

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

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

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

- Irrégulier.
- Périphérique.
- Centrale
- Régulier
- Injection Sommital et à la base. [6]

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

a) Injection irrégulière

Willhite 1986 souligne que les conditions topographiques ainsi que l'utilisation des puits inclinés peut donner lieu à des puits de production ou d'injection non uniformément positionnés, dans ces situations la région est affectée par les puits injecteurs peut être différente pour chaque puits.

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

b) Injection périphérique

Dans ce, cas les puits injecteurs sont localisés dans la périphérie du réservoir, et l'huile est déplacée vers l'intérieur comme le montre la Figure .I.7

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

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

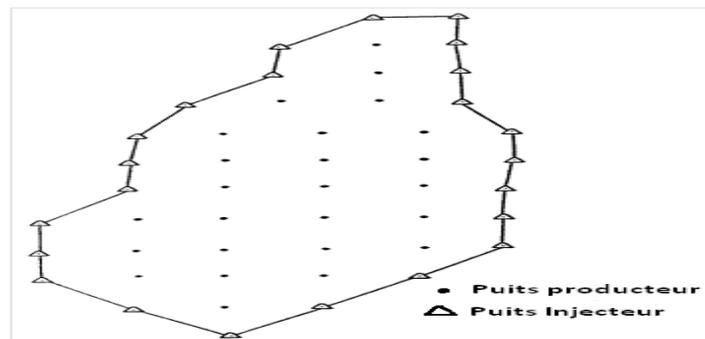


Fig.I.7.Illustration d'une injection périphérique.[1]

c) Injection centrale

L'injection centrale est le cas opposé de L'injection périphérique. Dans ce schéma, les injecteurs sont au centre du champ, et l'injection progresse vers l'extérieur. L'exemple le plus simple est celui d'un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits d'injection sont le plus souvent regroupés au top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure (I.8)

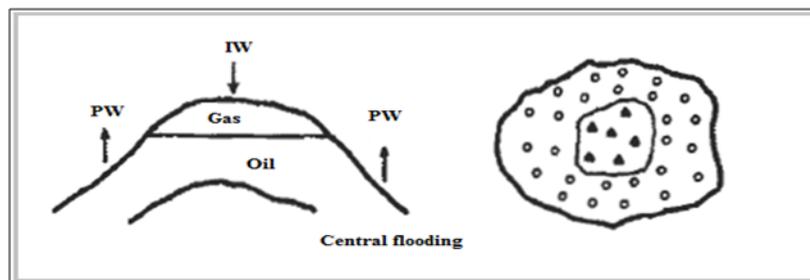


Figure I.8 Schéma d'injection centrale. [1]

d) Injection régulière

Une grande variété d'arrangement de puits injecteurs-producteurs ont été utilisé, les plus importantes sont montrés dans la Figure. (I.9).

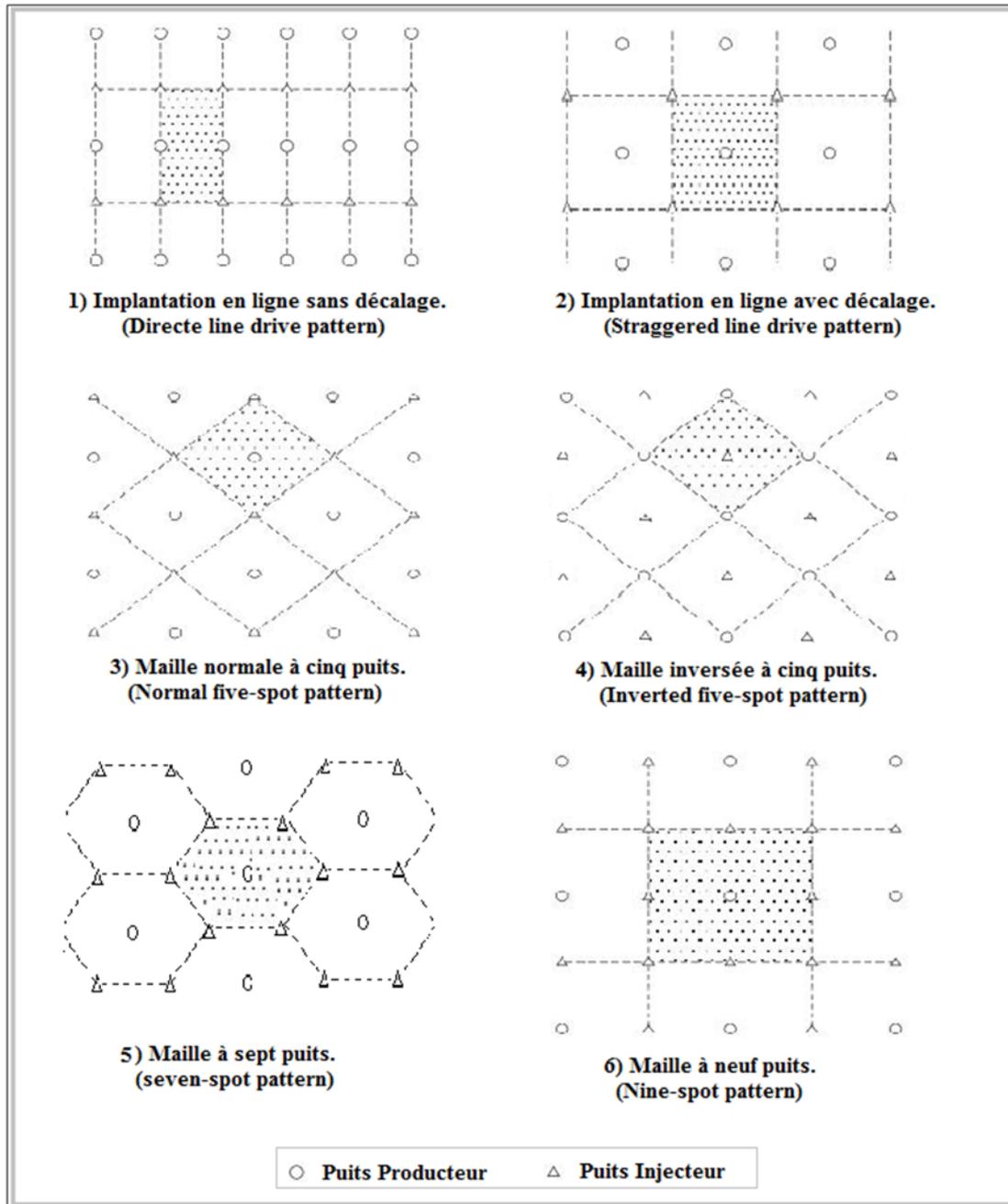


Fig.I.9. Illustration d'une injection régulière.[1]

e) Injection « Crestal and basal »

Dans l'injection « crestal » sommital, L'injection se fait à travers des puits localisés dans le sommet de la structure, c'est généralement le cas de l'injection de

gaz, dans l'injection « basal », le fluide est injecté à la base de la structure, c'est le cas des projets de l'injection d'eau comme montré dans la Figure (.I.10.).

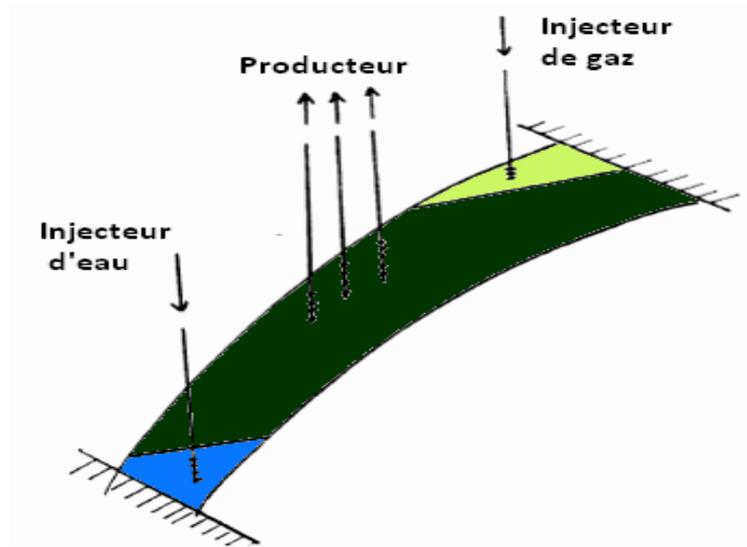


Fig.I.10. Illustration d'une injection sommitale et en base.[1]

I.3.3. Mise en œuvre

Pour réaliser une injection d'eau il faut

- Avoir un approvisionnement en eau suffisant en qualité et en quantité et régularité.
- Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité. Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- Avoir des installations de pompage suffisantes.
- Contrôler les dispositifs d'injection et le balayage.
- Avoir des installations de traitement d'eau pour prévenir l'incompatibilité de l'eau injectée avec celle du gisement et la roche, assurer une filtration et élimination des bactéries. [6]

I.3.4. Type d'eau injectée

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources. Dans ce cas la source d'eau injectée est de la couche aquifère l'ALBIEN. Pour le champ de Hassi-Messaoud, la couche aquifère l'ALBIEN se trouve à une profondeur de 1600m à 1700m. Pour le champ de Hassi-Messaoud, neuf puits producteurs d'eau assurent l'approvisionnement en eau d'injection, cette eau est traitée à l'usine CPF afin de la rendre compatible avant d'être injectée. [5]

I.4.L aspect technique et économique de l'injection

I.4.1.L'aspect technique

Avec une injection d'eau, le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère, et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. Quant aux sources en eau, il s'agit le plus souvent des couches aquifères, situées à faible profondeur. L'injection d'eau est favorable pour les gisements hétérogènes dont la roche est mouillable à l'eau, ce qui est souvent le cas sauf pour certains réservoirs carbonatés.

L'absorption joue un rôle non négligeable si les débits ne sont pas trop grands. Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles qui bouchent les puits.

I.4.2.L'aspect économique

Le coût du procédé d'injection d'eau est minime par rapport à celui du procédé d'injection du gaz. C'est pour cette raison, souvent le nombre des puits d'injection d'eau est plus important que celui des puits injecteurs de gaz. Comme il est le cas pour le champ d'Hassi Messaoud. [3]

I.5. Test d'injectivité

Un test d'injectivité doit être mis en œuvre pour avoir un bon résultat de l'opération, en effet, ce test doit être effectué avant et après l'opération de stimulation.

I.5.1.L'objectif du test d'injectivité

Le test d'injectivité a pour buts

- Vérifier la pénétration de fluide injecté dans la formation.
- Déterminer le débit d'injection maximum en fonction de la pression en tête de puits.
- Savoir l'efficacité de l'opération.

Le test d'injectivité doit être avant et en cours de l'opération

- Avant l'opération pour savoir l'injectivité de puits.
- En cours d'opération (après le job et avant le démontage de l'injecteur) pour savoir la rentabilité et l'efficacité de l'opération. [9]

I.6. Techniques de suivi de la performance d'injection

I.6.1. Taux de remplacement de vide (*Voidage Replacement Ratio* "VRR")

Le 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

$$\text{VRR} = \frac{Q_{w \text{ inj}} \cdot B_w}{Q_o \cdot B_o + W_p \cdot B_w + Q_o \cdot (R_p - R_s) \cdot B_g}$$

Cette balance affecte considérablement la distribution de la pression dans le réservoir, cette dernière affecte à son tour la production du champ.

Ainsi le VRR est représenté dans le même graphe avec le trend de pression. Quand le VRR est supérieur à 1 et la pression de réservoir n'augmente pas, on suspecte la perte d'injection en dehors de la zone. De même, quand le VRR est inférieur à 1 et la pression de réservoir ne décroît pas, on suspecte l'afflux des fluides (afflux vertical ou horizontal) dans la zone étudiée.

La représentation de la quantité produite (échelle logarithmique) avec le VRR en fonction du temps permet de bien comprendre la relation entre ces deux variables

➤ Lorsqu'une relation directe est observée entre le VRR et le débit de production d'huile, la quantité d'huile produite diminue quand le VRR est inférieur de 100%, et il s'améliore quand VRR est considérablement supérieur à 100%, on peut en conclure qu'un aquifère ne supporte la production dans ce champ.

➤ Un débit de production qui n'est pas en relation directe avec le VRR peut confirmer l'existence d'un aquifère actif. [11]

I.6.2. 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 :

$$\text{RF} = \frac{N_p}{N}$$

$$\text{HCPVi} = \frac{W_{inj} \cdot B_w}{N \cdot B_{oi}}$$

I.7. Conclusion

La mise en œuvre de ces techniques impose de bien connaître la manière dont les hydrocarbures et les fluides injectés vont se comporter dans la roche et de savoir aussi comment ces fluides et roches vont interagir.

L'optimisation de l'exploitation des réservoirs passe par une meilleure description qualitative et quantitative des systèmes pétroliers par le biais de la modélisation numérique puisque les incertitudes ne manquent pas et les zones d'ombres sont multiples. D'ailleurs, les ingénieurs le répètent toujours on commence à avoir une bonne connaissance du gisement quand il est épuisé. [2]

Chapitre II

Présentation du champ de HMD

II.1. Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. [6]

II.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud

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

En mai 1957, la société CFPA réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

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

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

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

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...). [6]

II.3. Situation du champ de Hassi-Messaoud

II.3.1. Situation géographique

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

En coordonnées géographiques, il est limité

- Au nord par la latitude $32^{\circ}15'$.
- Au sud par la latitude $31^{\circ}30'$.
- A l'ouest par la longitude $5^{\circ}40'$.
- A l'est par la longitude $6^{\circ}35'$.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord. [3]

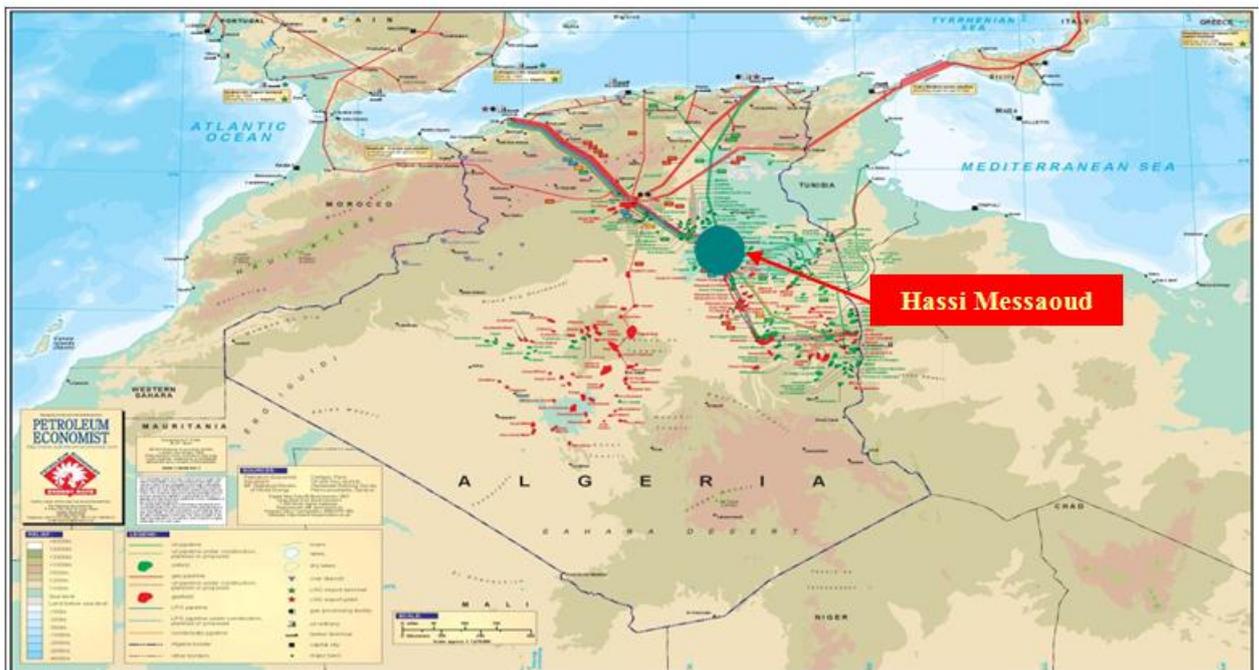


Fig. II.1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud. [3]

II.3.2. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale.

IL est délimité par

- A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- Au Sud par le Horst d'Amguid.
- Au Nord par la structure Djamaa Touggourt.
- A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar. [3]

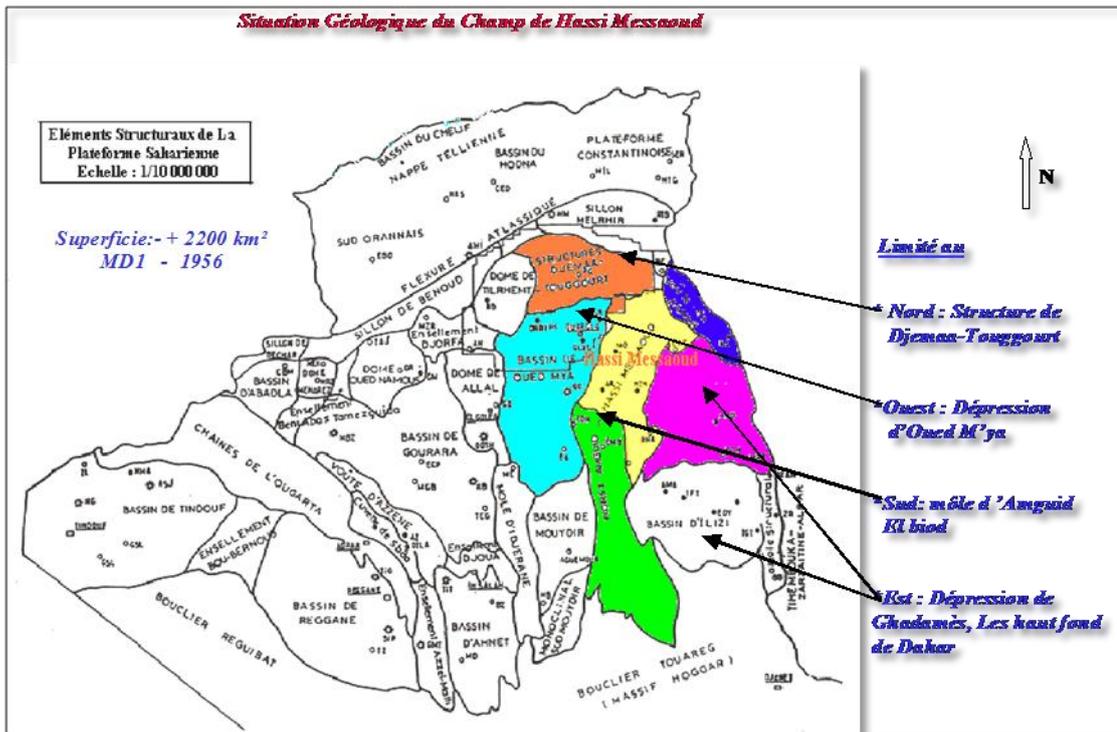


Fig. II.2.Cadre géologique de champ Hassi Messaoud. [3]

II.4. Structure du champ

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation hydraulique naturelle.

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types:

- 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.
- Anisotrope par la présence de silt et l'existence de matrice de petits grains.

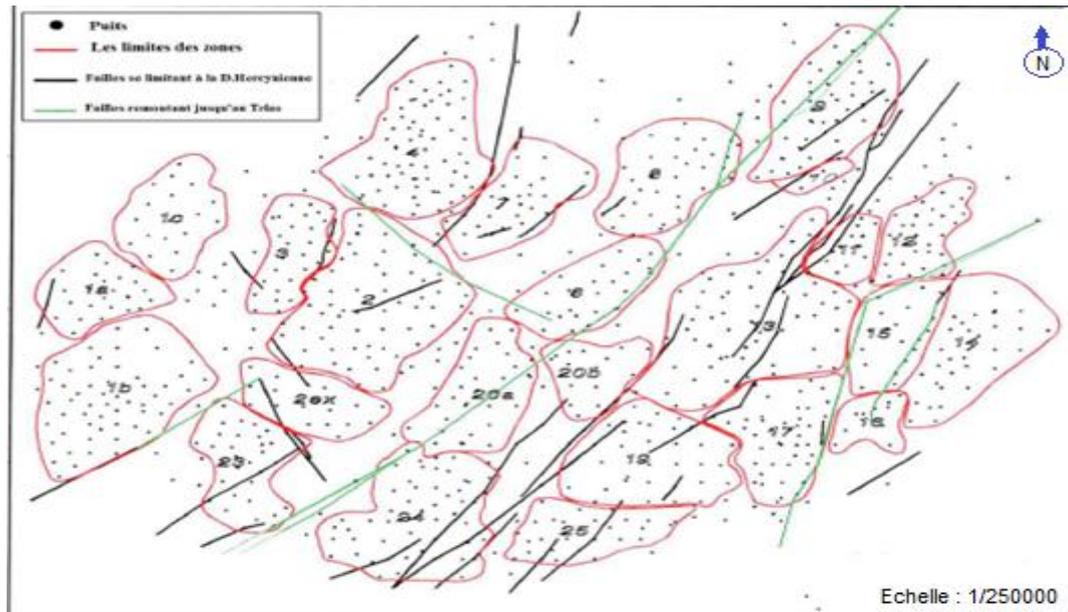


Fig. II.3. Carte structurale de champ de Hassi Messaoud. [6]

II.5. Description du réservoir

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations d'hydrocarbures du Sahara ; les réservoirs sont principalement constitués par différents niveaux gréseux du Cambro-ordovicien et du Trias. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. L'huile est légère avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale évaluée dans le puits est de 482 kg/cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg/cm².

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se subdivise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI (partie inférieure de l'argilo- gréseuse d'Oued Maya). Du fait de la discordance Hercynienne, il a été érodé sur une bonne partie et c'est le Trias salifère qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.

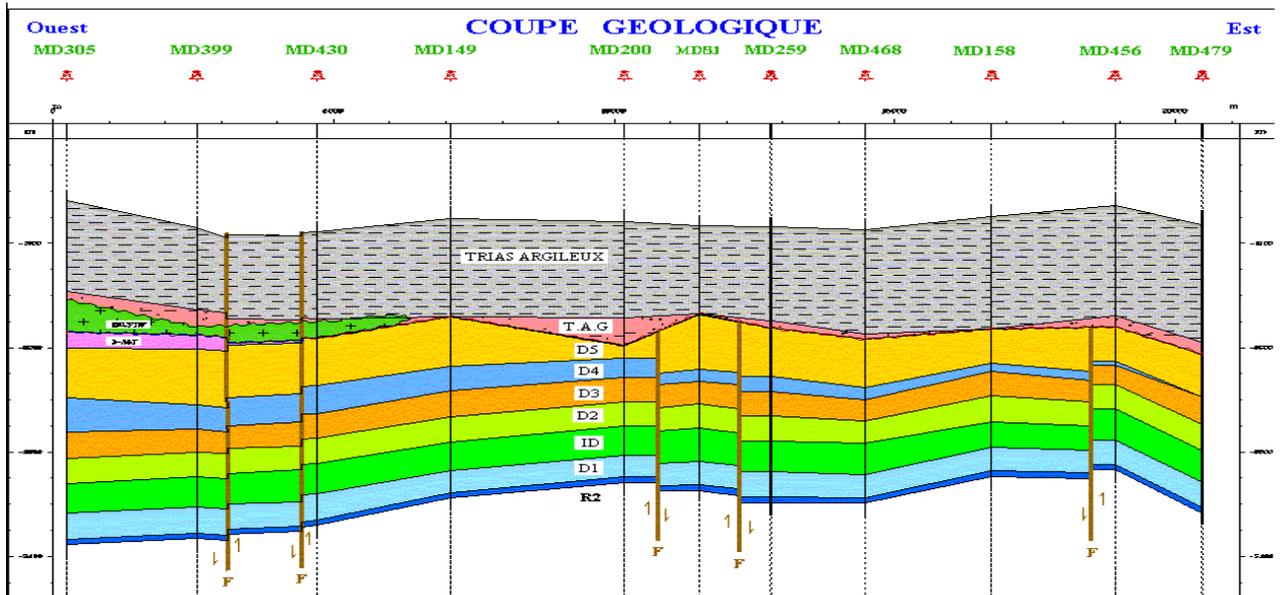


Fig. II.4. Coup géologique nord sud de la structure de Hassi Messaoud. [3]

II.6. Zones et numérotations des puits

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux litho logiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omo38, Onm14, Ompz12*

Champ sud: La numérotation des zones est chronologique. Ex MD1, MD2, MD3,...MDZ509*, MDZ557*

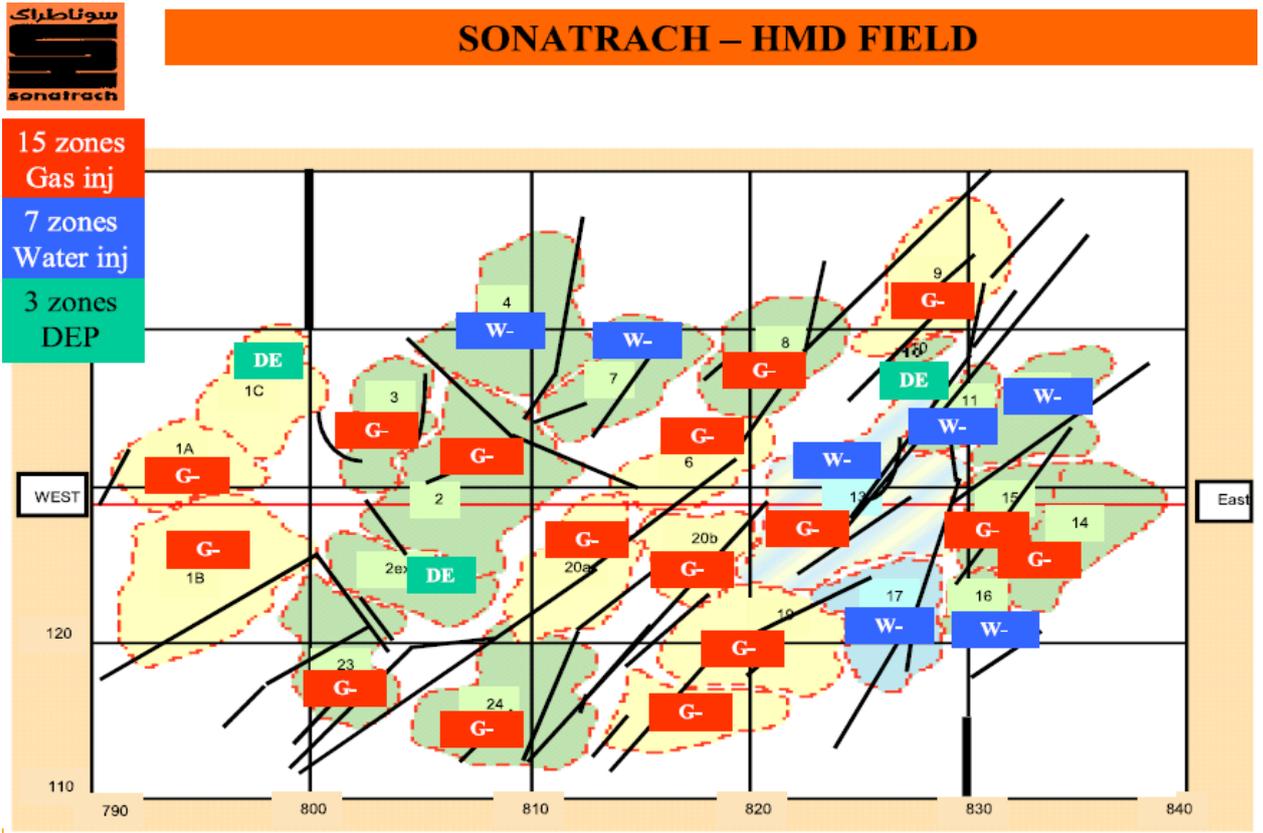


Fig. II.5. Les Zones du champ de Hassi Messaoud. [3]

II.7. Litho stratigraphie du champ de HMD

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

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

La couverture du gisement est assurée par le complexe Argilo-gréseux et Salifère du Trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-ordovicien.

De la base au sommet on distingue:

Paléozoïque Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absente dans la partie centrale de la structure, vers la périphérie du champ la série stratigraphique la plus complète est composée de

Le Socle Rencontré de profondeur de 4000 mètres, il est observé au niveau des puits Md2 à 3658m, et Om81 à 4533 m, il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

L'infra-cambrien Reconnu par le forage Om47 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge d'épaisseur de 45m.

Le Cambrien comprend le réservoir de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

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

- a. Lithozone R3** Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.
- b. Lithozone R2** Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.
- c. Lithozone Ra** Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreux passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.
- d. Lithozone Ri « Cambrien-Ordovicien »** Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, il se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.
- e. Zone des alternances** Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques glauconieuses.
- f. Argile d'El Gassi** Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres, cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- g. Les grès d'El Atchane** Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres, cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieu admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.
- h. Les quartzites de Hamra** Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles

Le Mésozoïque Il est subdivisé comme suit

Le Trias Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en quatre unités

- a. Trias éruptif** Son épaisseur atteint 92 m, il est représenté par des épanchements locaux, de coulée éruptive intercalée dans la matière détritique.

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

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

d. Trias Salifère Son épaisseur moyenne est de 440 mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

Le trias salifère est subdivisé en trois termes

- **T.S.3** Ce sont des sels massifs d'une épaisseur moyenne de 200 m.
- **T.S.2** Correspond à des sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifère.
- **T.S.1** d'une épaisseur de 46 m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

Le Jurassique Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'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).

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

- **Le Lias dolomitique 3(LD3)** Ce sont des marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.
- **Lias salifère 2(LS2)** Ce sont des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.
- **Lias dolomitique 2(LD2)** Ce sont des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.
- **Lias salifère 1(LS1)** D'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.
- **Lias dolomitique 1(LD1)** Composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

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

- **Le dogger lagunaire** D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.

- **Le dogger argileux** Sur une épaisseur moyenne de 110 m, il est constitué d'argiles silteuse avec parfois des niveaux gréseux à grains fin, et à ciment argileux carbonaté.
- c. Le Malm** Son épaisseur moyenne est de 226 mètres, il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.
- Le Crétacé** Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres, il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue
- a. Le Néocomien** Son épaisseur est de 182 mètres, il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.
- b. Le Barrémien** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres, il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.
- c. L'Aptien** Son épaisseur est de 25 mètres, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.
- d. L'Albien** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres, Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce.
- e. Le Cénomanién** Son épaisseur moyenne est de 145 mètres, alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.
- f. Le Turonien** Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.
- g. Le Sénonien** Son épaisseur moyenne est de 450 mètres, il est constitué de deux types de formations
- Sénonien lagunaire** (350m) présente des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.
 - Sénonien carbonaté** (100m) ce sont des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.
- Le Cénozoïque** Son épaisseur moyenne est de 360 mètres, il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène. [11]

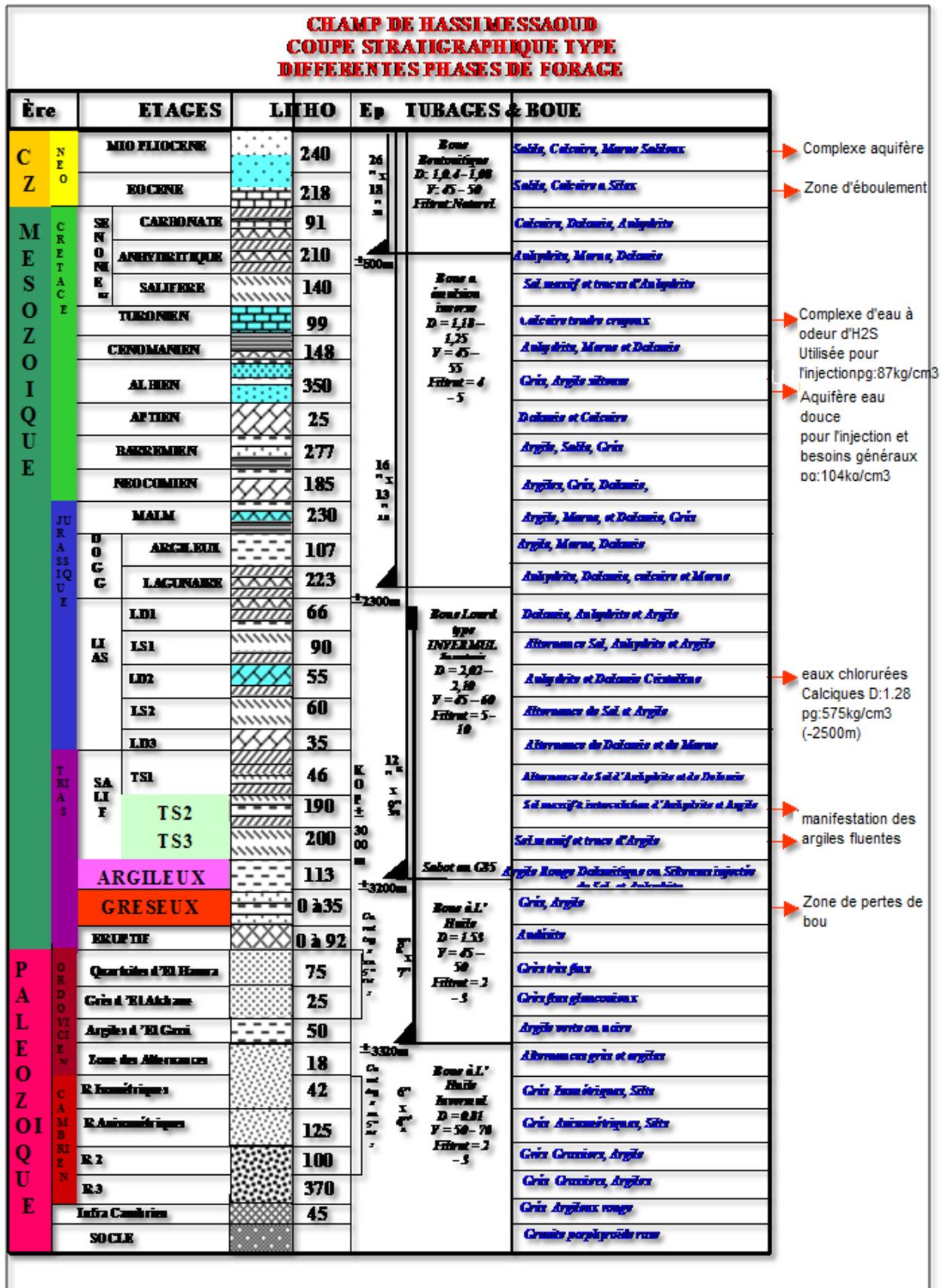


Fig. II.6. Fiche technique montrant la colonne litho stratigraphique du champ de Hassi Messaoud. [3]

II.8. Présentation de la zone 4 du champ de HMD

II.8.1. Localisation

La zone 4 est située au nord du gisement de Hassi-Messaoud, Elle est voisine des zones 7,3 et la zone 2. Cinq failles divisent la zone 4, trois dans le sud de la zone et deux failles dans l'est et l'ouest.

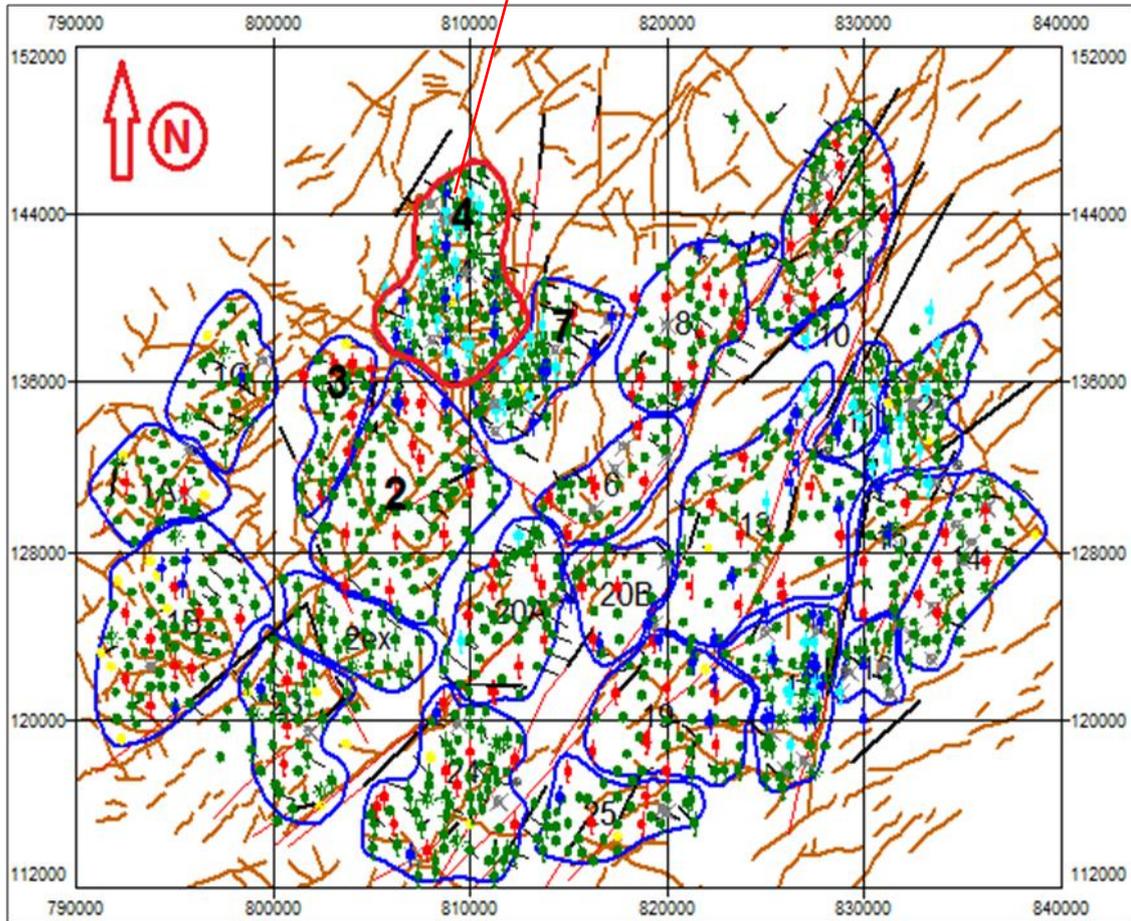


Fig. II.7. Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud. [3]

II.8.2. Caractéristiques pétrophysiques

II.8.2.1. 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.

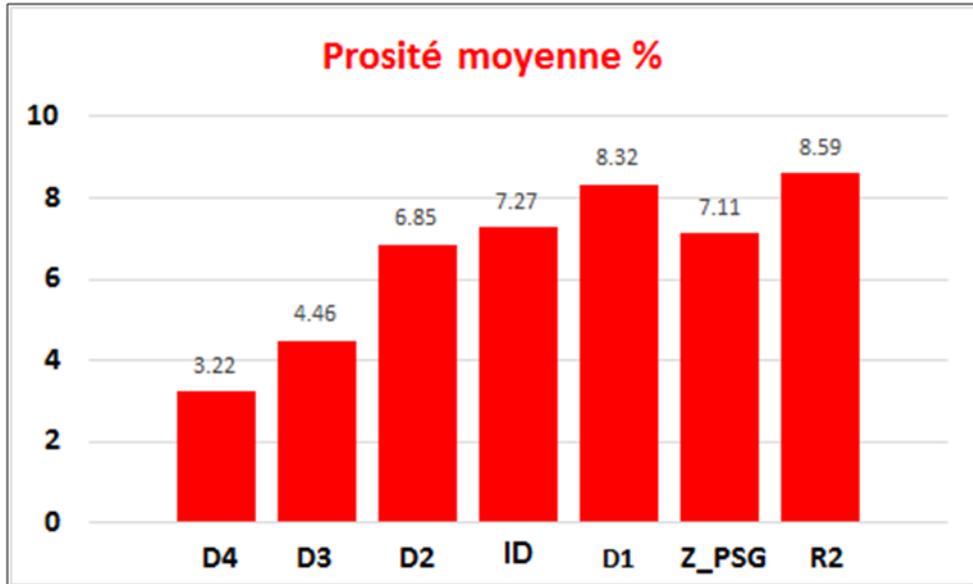


Fig. II.8. Porosité moyenne par drain dans la zone 4. [3]

La porosité moyenne de la zone est de 7.06%

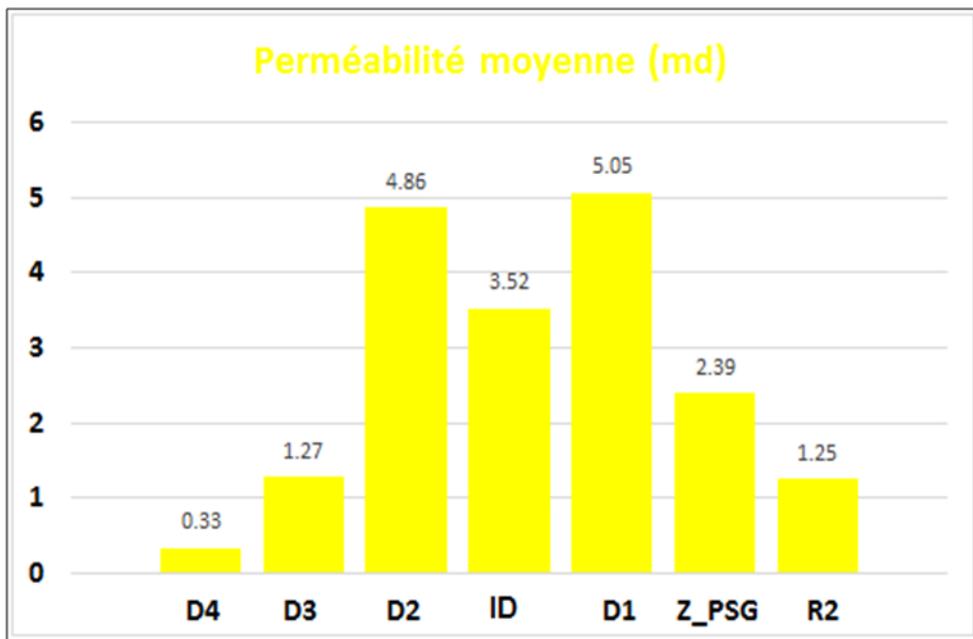


Fig. II.9. Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4. [3]

II.8.2.2. Perméabilité

A partir la figure (II.9), 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. [12]

II.8.2.3. Hauteur utile

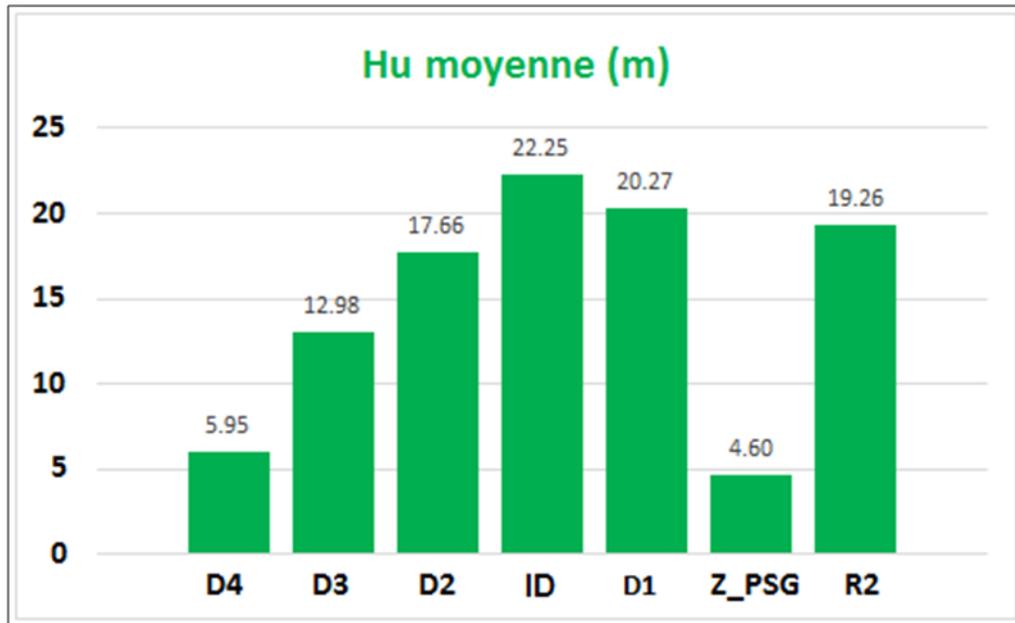


Fig. II.10. Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 4. [3]

La hauteur utile moyenne totale est de 102.99 m.

II.8.2.4. Saturation en eau

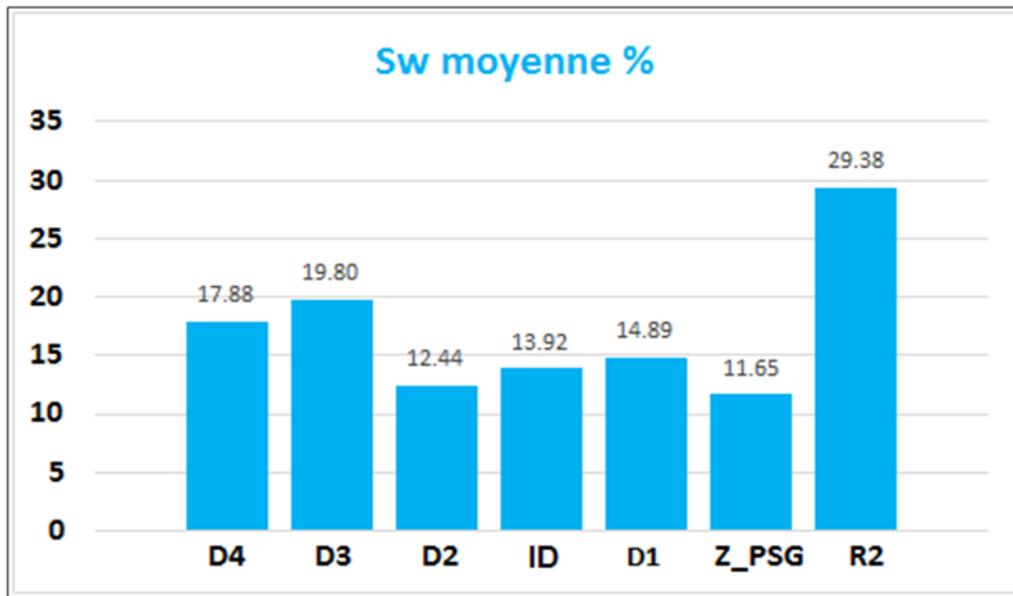


Fig. II.11. Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4.

La saturation moyenne en eau est de 17.7799 %.

8.3. Caractéristique des fluides de gisement

8.3.1. Caractéristiques de l'huile

- ✓ La pression de bulle dans la zone 4 est de 153.9668 kg/cm².
- ✓ Densité en condition de stockage 0.8017 g/cm³ (45° API).
- Condition initial
 - ✓ Pression de Gisement 485.07 kg/cm²
 - ✓ Facteur volumétrique de fond $B_o = 1.63$ m³/sm³.
 - ✓ Rapport gaz/huile de dissolution $R_s = 185.20$ sm³/sm³.
 - ✓ Viscosité de l'huile $\mu_o = 0.3$ Cp.
- Condition actuel
 - ✓ Pression de Gisement 196.94 kg/cm²
 - ✓ Facteur volumétrique de fond $B_o = 1.760$ m³/sm³.
 - ✓ Rapport gaz/huile de dissolution $R_s = 185.20$ sm³/sm³.
 - ✓ Viscosité de l'huile $\mu_o = 0.215$ Cp.

8.3.2. Caractéristiques du gaz associé

- Condition initial
 - ✓ Pression de Gisement 485.07 kg/cm²
 - ✓ Coefficient de compressibilité $Z = 1.15496$.
 - ✓ Densité de gaz 307.362 Kg/m³.
 - ✓ Viscosité du gaz $\mu_g = 0.0373$ Cp.
 - ✓ Facteur volumétrique de fond $B_g = 0.00334$ m³/sm³.
- Condition actuel
 - ✓ Pression de Gisement 196.94 kg/cm²
 - ✓ Coefficient de compressibilité $Z = 0.845$.
 - ✓ Densité de gaz 171.125 Kg/m³.
 - ✓ Viscosité du gaz $\mu_g = 0.0212$ Cp.
 - ✓ Facteur volumétrique de fond $B_g = 0.006$ m³/sm³.

8.3.3. 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. [11]

9. Conclusion

Vue la complexité géologique de la zone 4, verticalement et horizontalement, les écoulements des fluides dans les pores de cette dernière sont très complexe, ainsi de même pour les zones avoisinantes, et donc pour bien approcher le volume poreux et la dynamique des fluides contenus dans cette dernière, il est très intéressant et recommandé de connaître les régimes de drainage régnant sur la zone, ces régimes peuvent changer d'un compartiment à l'autre vue la complexité que présente la zone (réseaux de failles et de barrières).

Les résultats obtenus ont montré que les deux drains de réservoir D1 et R2ils ont la meilleure porosité, qui dépasse 8%.La perméabilité généralement faible, qui varie entre 0.33 md et 5.05 md. [11]

Chapitre III

Historique et évaluation des réserves en place

III.1. Introduction

La connaissance du volume d'hydrocarbure dans un gisement est fondamentale, et a une importance majeure, car toute exploitation d'un champ est liée directement à la quantité d'huile ou de gaz contenue dans le réservoir.

Lorsqu'un gisement est découvert est qu'un bon nombre de puits a été fore, l'estimation des réserves en place a pour base l'interprétation fine des diagraphies, des mesures pétrophysiques, analyse PVT, la réinterprétation géophysique et éventuellement géologique.

Les quantités en place sont classées selon plusieurs critères qui varient dans le temps et qui sont en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir des puits déjà foré, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode a ces propres bases et intérêts. L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

III.2. Méthodes d'estimation des réserves en place

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

III.2.1. Méthode volumétrique

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétrophysiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique.

La formule de calcul des réserves est exprimée comme suit :

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

Où:

N : réserves en place exprimées en million m³.

Hu: hauteur utile moyenne de la zone en mètre.

Ht : hauteur total moyenne de la zone en mètre.

VR: volume de roche imprégnée m³.

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

S_w : saturation moyenne d'eau initiale (fraction).

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

Application

Avec les valeurs moyennes de toute la zone qui est calculé en peu calculé la réserve en place:

$$f_{moy} = 7.06\% \quad , \quad S_{w_{moy}} = 17.78\% \quad , \quad \frac{H_{u_{moy}}}{H_{t_{moy}}} = 0.8$$

$$V_R = 16146.3 \text{Mm}^3, B_{o_i} = 1.63$$

Donc $N = 460 \text{MM m}^3$

III.2.2. Méthode dynamique (bilan matière)

Pour calculer le volume des hydrocarbures initiale en place dans n'importe qu'elle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminé avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place.

III.2.2.1. 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 moyenne sur toute l'étendue du gisement.
- La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une manière à être négligeable.
- Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation.
- Les propriétés pétrophysiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil.

III.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière

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. Sous sa forme plus simple, l'équation peut être écrite sur la base volumétrique comme:

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

Le volume total des pores (P.V) exprimé en termes de volume initial N d'huile et volume du chapeau de gaz peut être dérivé présentant le paramètre m définie comme suit:

$$m = \frac{\text{Volume initial du gaz cap}}{\text{Volume d'huile initialement en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Le volume total du système d'hydrocarbure est donné par :

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (PV) \cdot (1 - S_{wi})$$

Ou par :

$$PV = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur le schéma (III.1), des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir.

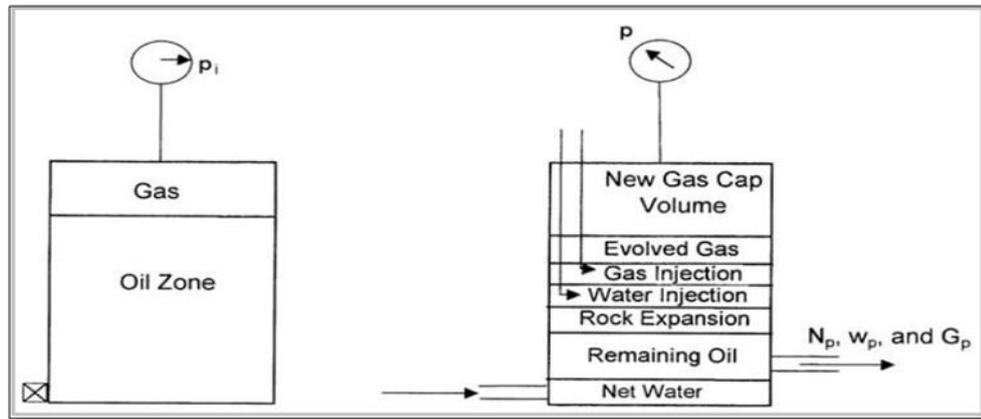


Fig.III.1 Schéma de principe du bilan matière. [6]

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

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = NB_{oi}$$

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

$$\text{Volume du chapeau de gaz} = GB_{gi} = mNB_{oi}$$

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

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

d) 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

$$\text{Volumeduchapeaugaz à } P = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g$$

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

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

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

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

f) Volume poreux occupé par les entrées d'eau nettes

$$\text{Volumedesentréesd'eaunettes} = W_g - W_p B_w$$

g) 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 :

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \text{ d'ou } \Delta V = V.C.\Delta P$$

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 :

$$\text{Expansiondel'equinterstitiel} = [(PV)S_{wi}]C_w \Delta P$$

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

$$\text{Expansiondel'equinterstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P$$

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

$$\text{Expansiondel'equinterstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P$$

Combinant les deux équations (11) et (12) on obtient :

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

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

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

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

$$(a) + (b) = (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h)$$

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

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

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.

III.2.2.3 Indices de drainage

Peu de gisements de pétrole produisent par un seul mécanisme de drainage. Il y a habituellement au moins deux, et parfois plus, différentes formes d'énergie de réservoir causant l'expulsion des fluides des puits.

Par exemple, considérer un réservoir d'hydrocarbure en contact avec une couche aquifère extrêmement active tels que le mécanisme d'entraînement principal est commandé par l'eau. Dès que la pression diminuera, l'expansion de fluide et de roche se produit dans le réservoir. Ceci représente un autre mécanisme qui aide à conduire des fluides aux puits.

Si le réservoir a un gaz cap original, une diminution de pression avec la production fait augmenter le chapeau de gaz, conduisant l'huile en bas.

Donc, l'indice de drainage représente le type de combinaison de drainage dans un champ quelconque, il marque l'efficacité du mécanisme de déplacement des fluides et ses proportionnalités vis-à-vis des autres régimes présents.

Basant sur l'équation de bilan matière, le calcul de ces indices permet de se prononcer sur le régime de drainage prédominant dans le gisement en train d'exploitation, et puis sur la suite qu'on donne au processus de production.

Tableau III.2. Indices de drainage.

Indice de drainage	Equation
Solution-gas-drive index (SDI)	$SDI = \frac{N[(R_{si} - R_s)B_g - (B_{oi} - B_o)]}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Gas-cap-drive-index (GDI)	$GDI = \frac{G(B_g - B_{gi}) - G_{pc} B_g + G_{inj} B_g}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Water-drive index (WDI)	$WDI = \frac{W_g - W_p B_w + W_{inj} B_w}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Total (SDI, GDI et WDI)	$SDI + GDI + WDI = 1$

III.2.2.4 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 l'image pour arriver à la réponse finale.

III.2.2.5. Application

III.2.2.5.1. Historique de la production et pression

L'application de la méthode du bilan de matière sur une zone ou sur une cellule fermée exige comme données 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. La figure (III.2) montre la comparaison entre les influx et la pression en fonction du temps.

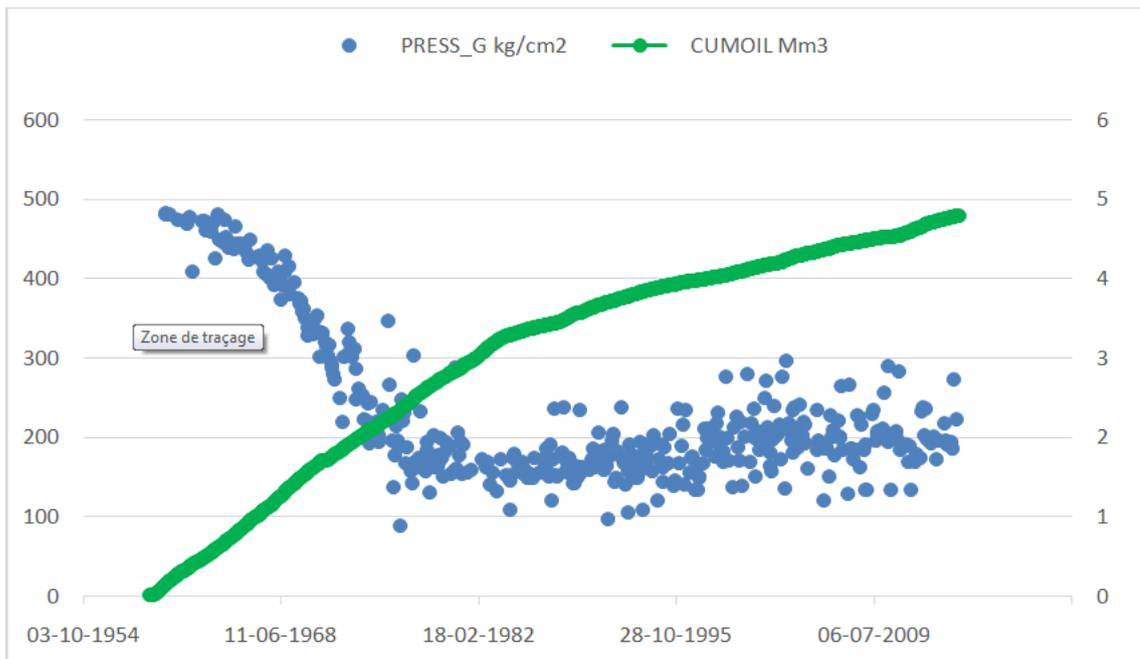


Fig. III.2. Comparaison entre le cumule des influx et la pression en fonction du temps.

➤ Historique de la production

Au leur janvier 2015, la production cumulée de la zone 4 était estimée à 94.84 million m³ d'huile. Dans l'historique de production de la zone 4, on peut distinguer 6 périodes :

- La période initiale ou la zone 4 est développée jusqu'à un potentiel de l'ordre de 1 million de m³/an, palier qui sera maintenu de 1964 à 1967.
- Un premier développement complémentaire double le potentiel de la zone qui produit environ 2 Mm³/an entre 1968/1971.
- La période de 1972 à 1978 ou la zone est produite au rythme de 3 Mm³/an en moyenne grâce à des nouveaux forages qui compensent de déclin de potentiel des anciens puits.
- La période de 1979 à 1989 la production est chutée jusqu'à 1.17 Mm³/an à la fin de 1989.
- La période de 1990 à 2000, il y a une augmentation de la production, grâce à l'influence de l'injection d'eau 2 Mm³/an à la fin l'année 2000.
- Enfin la période actuelle 2001 à 2015 une décline de production jusqu'à 0.9 Mm³/an.

➤ **Historique de la pression**

On peut distinguer 4 périodes :

- 1959 à 1970 période de l'épuisement naturel la pression chute jusqu'à 335 Kg/cm².g.
- La période de 1971 à 1983 chute rapide de pression jusqu'à 162.5 Kg/cm².g.
- La période de 1984 à 2008 il y a une augmentation de pression, grâce à l'influence de l'injection d'eau, jusqu'à 204 Kg/cm².g.
- Enfin la période actuelle 2009 à 2015 une maintenance de pression à 200 Kg/cm².g.

III.2.2.5.2. Données PVT

Les paramètres Bo, Bg, Rs, μo, μg sont introduits dans le logiciel MBAL sous forme d'un tableau donnant les valeurs de ces paramètres à des différents paliers de pression et à une température constante égale à la celle du réservoir (118° C).

- ❖ °API= 45.
- ❖ Salinité de l'eau= 350000 ppm.
- ❖ Rs à la pression de Bulle= 185.20 sm³/sm³.
- ❖ Pression de bulle 153.9668 kg/cm².

Tableau III.3. Les données de PVT de la zone 4.

Pression	Bo	Rs	Viscosité
Kg/Cm2	v/v	v/v	Cp
562.4	1.607	185.2	0.321
492.1	1.626	185.2	0.3
421.8	1.649	185.2	0.279
351.5	1.676	185.2	0.259
281.9	1.708	185.2	0.239
210.9	1.749	185.2	0.219
193.3	1.76	185.2	
175.8	1.773	185.2	0.209
168.7	1.776	185.2	
161.7	1.782	185.2	
154.6	1.787	185.2	0.201
126.5	1.672	151.02	0.228
105.5	1.589	124.74	0.249
84.4	1.513	100.19	0.274
59.8	1.424	73.6	0.309
35.2	1.33	46.8	0.36

A partir le tableau III.3, le logiciel MBAL cherche, dans une gamme de corrélations, celles qui reproduisent le plus fidèlement l'évolution des paramètres PVT en fonction de la pression.

Ces corrélations sont la corrélation de Lasater pour Rs et Bo et la corrélation de Petrosky et al pour la viscosité de l'huile.

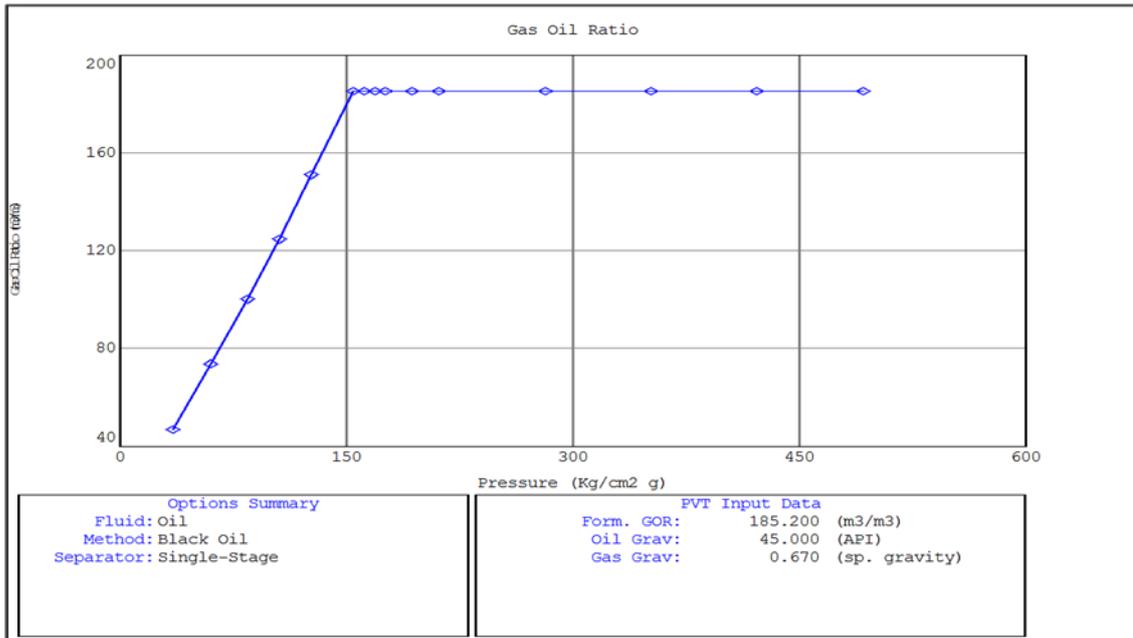


Fig. III.3.Evolution de RS en fonction de la pression.

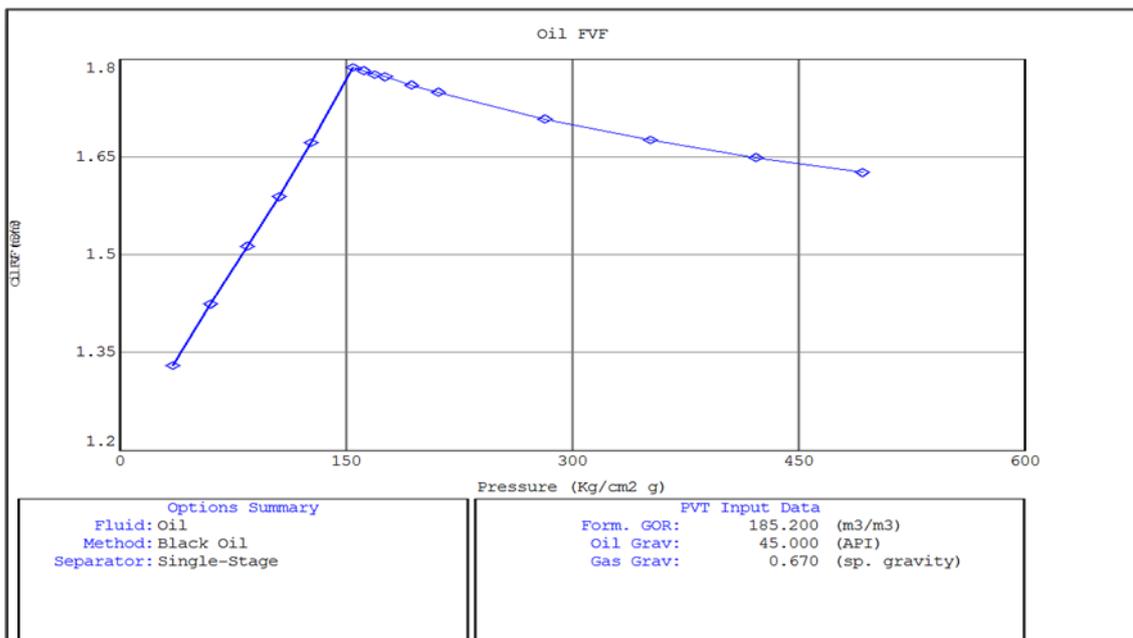


Fig.III.4.Evolution de Bo en fonction de la pression.

III.2.2.5.3. Calage de l'historique (History matching)

Nous introduisons la période entre 1959 et 1970. C'est la période où l'épuisement du réservoir est naturel et aucun influx ne vient par les zones voisines (figure III.5). Nous utilisons l'option de la méthode analytique, qui est une technique de régression, disponible dans Mbal pour estimer OOIP.

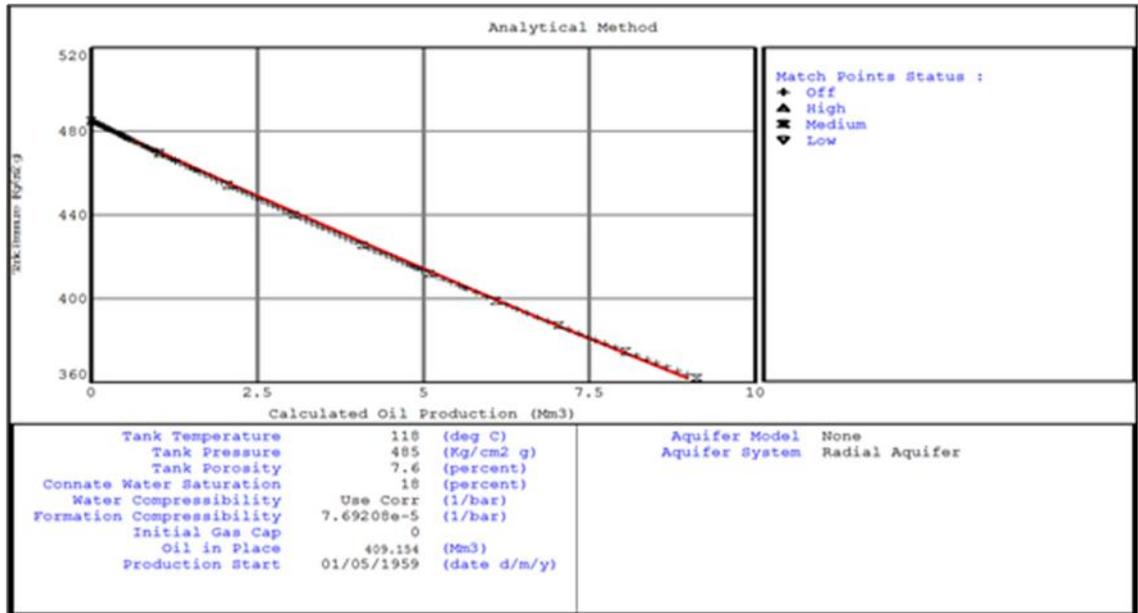


Fig. III.5. Calage de l'historique de 1959 à 1970.

Cette méthode donne une valeur d'OOIP de 409.154 millions stm³, avec un très bon matching. Cette valeur est plus proche aux estimations données par Franlab septembre 1979 (449.49 millions stm³) et par Sonatrach (410 millions stm³).

III.2.2.5.4. Mécanismes de drainage

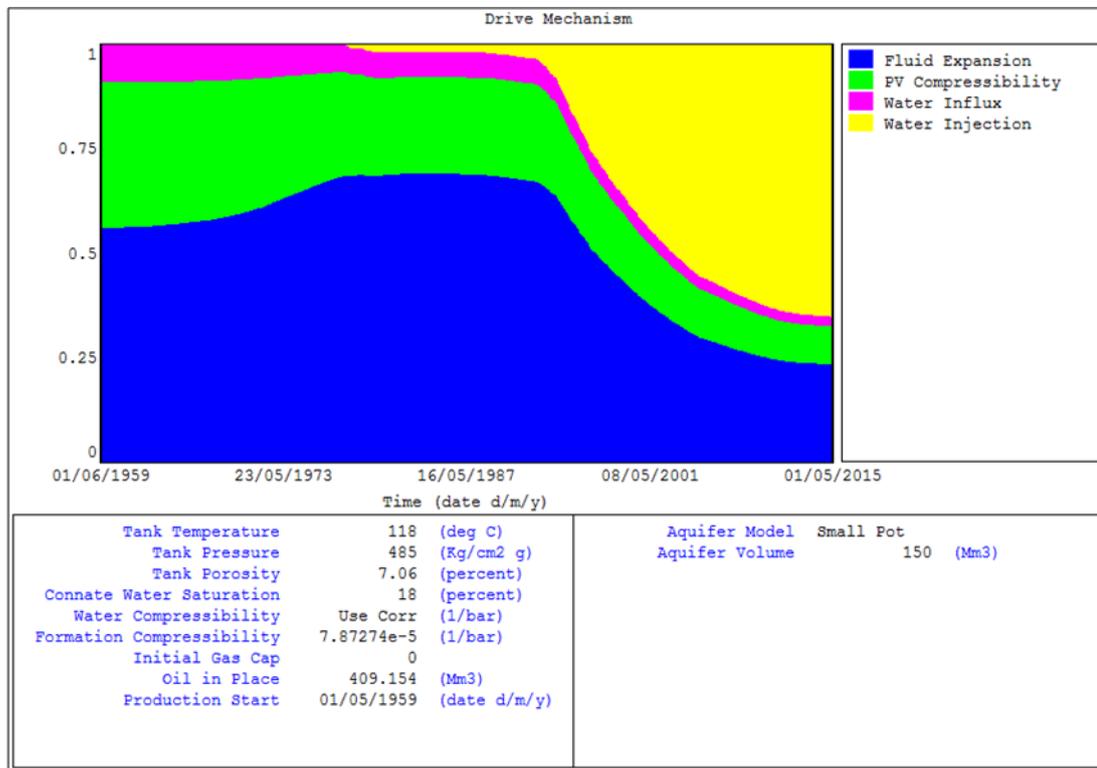


Fig. III.6. Mécanisme de drainage.

La figure III.6 représente l'évolution des indices des différents mécanismes de drainage en fonction du temps depuis 01/05/1959 jusqu'à 01/05/2015. Pendant la période de déplétion naturelle (entre 1959 et 1970), le mécanisme prédominant était celui de l'expansion de l'huile. L'indice de drainage de ce mécanisme était supérieur à 55% durant toute cette période. Les autres mécanismes présent était celui de l'expansion de la formation et de l'eau interstitielle, sa contribution à la production est de 36% d'environ comme l'indique bien son indice et l'expansion de aquifère. L'injection d'eau débute en 1978 et à partir de cette année, elle devient progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production (plus de 65% pour les dernières années)

III.3. Conclusion

Dans ce chapitre les réserves calculées par la méthode volumétrique sont 460 MM stm³ par contre les réserves trouvés par la méthode de bilan matière sont 409.154 MM stm³. Cette valeur est plus proche aux estimations données par Franlab (449.49 MM stm³) et par Sonatrach (410 MM stm³). Il est claire que les réserves calculer avec la méthode volumétrique est plus grand à celles calculer avec la méthode de bilan matière, mais généralement les réserves calculés par la méthode de bilan matière donne des résultats plus juste car c'est une balance entre ce qui sort et ce qui reste, et lorsque on utilise la méthode volumétrique on néglige plusieurs condition et on prend les valeurs moyennes qui peuvent nous tromper.

Le mécanisme prédominant avant l'injection d'eau était celui de l'expansion d'huile, car il n'est existé pas gaz cap.

Chapitre IV

Etude du cas

IV.1. Traitement et analyse des données de production

IV.1.1. Historique de production et d'injection de la zone 4

Le premier puits mise en production dans la zone 4 est le puits OMK13 en Mai 1959 avec un débit d'huile de 12.10 m³/h. Durant la période entre 1959 jusqu'à 1970 la zone 4 a été mise en production par déplétion naturelle. Cette déplétion avait développé une chute importante de pression de gisement. Depuis 1978, un projet d'injection d'eau périphérique a été mis en œuvre afin de maintenir la pression de gisement et d'assurer un bon balayage d'huile. [6]

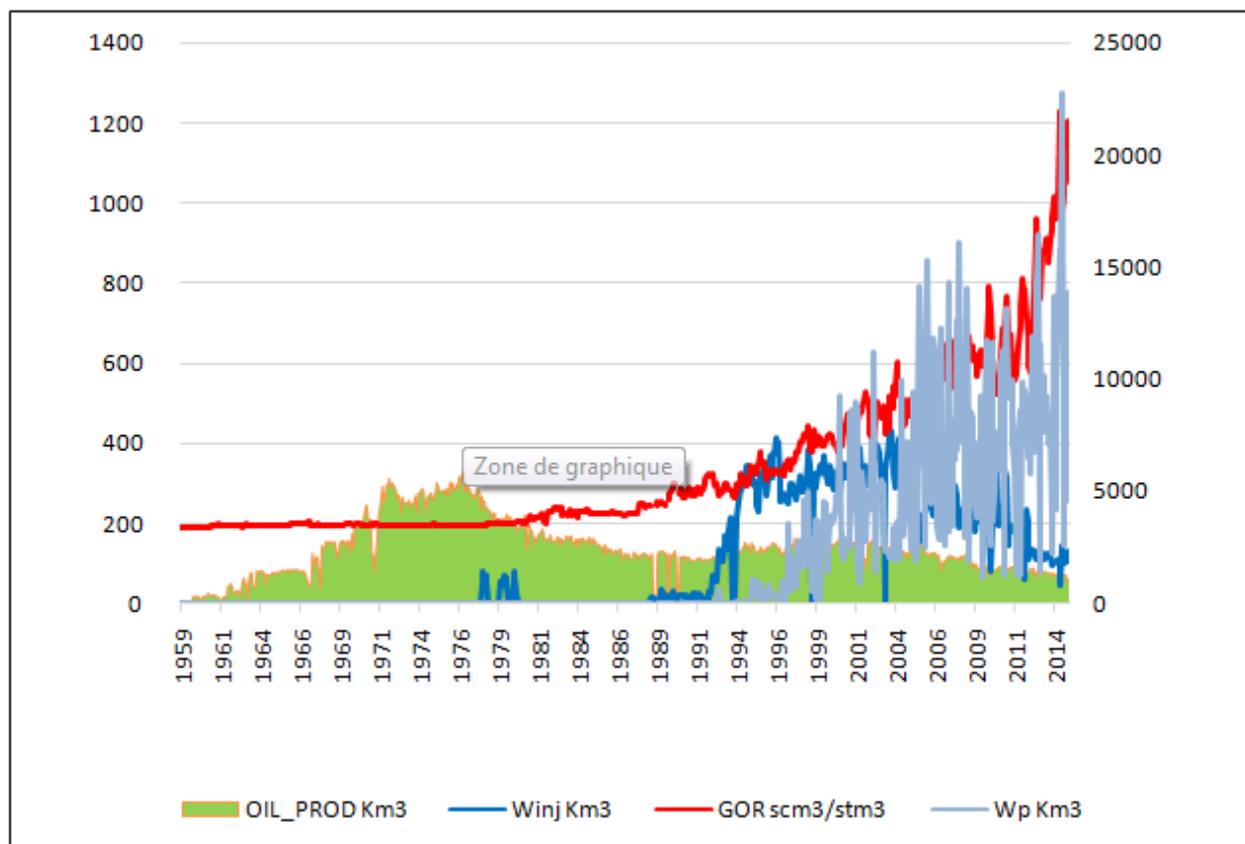


Fig. IV.1. Historique de la production de la zone 04

La figure (IV.1) montre la variation de débit de production d'huile, débit d'injection d'eau et le débit de production d'eau dans temps. On remarque qu'au début la production d'huile entre 1964 et 1967 à une moyenne de 82.9751Km³/mois et le GOR reste constante à une valeur de 195 stm³/stm³. Entre 1964 et 1976 la production d'huile à augmenter jusqu'à 326.424Km³/mois à cause de forage des nouveaux puits, et le GOR reste constante jusqu'à 1977. Après 1976 nous constatons que le débit d'huile à diminué jusqu'à 107.844 en février 1993 et le GOR à augmenter jusqu'à 400 stm³/stm³, cette augmentation peut expliquer par la percée des puits situés au sud par le gaz provenant des zones 2 et 3. Après février 1993 nous constatons une augmentation

importante dans la production (182.943Km³/mois), c'est à cause de l'injection d'eau qui a été mise en œuvre en novembre 1988. Après l'année 2001 la production commence à diminuer à cause de la percée d'eau.

IV.1.2. Analyse de l'évolution de la pression de gisement

L'application de la méthode du bilan de matière sur une zone ou sur une cellule fermée exige des valeurs moyennes de pression, pour cela une formule de calcul a été utilisée par le biais de la moyenne pondérée à la production, et s'exprime comme suit:

$$P_{moy} = \frac{\sum P_i \cdot Q_i}{\sum Q_i} \quad (IV.1)$$

Avec :

P_i: Pression du puits i.

Q_i : débit d'huile du puits i.

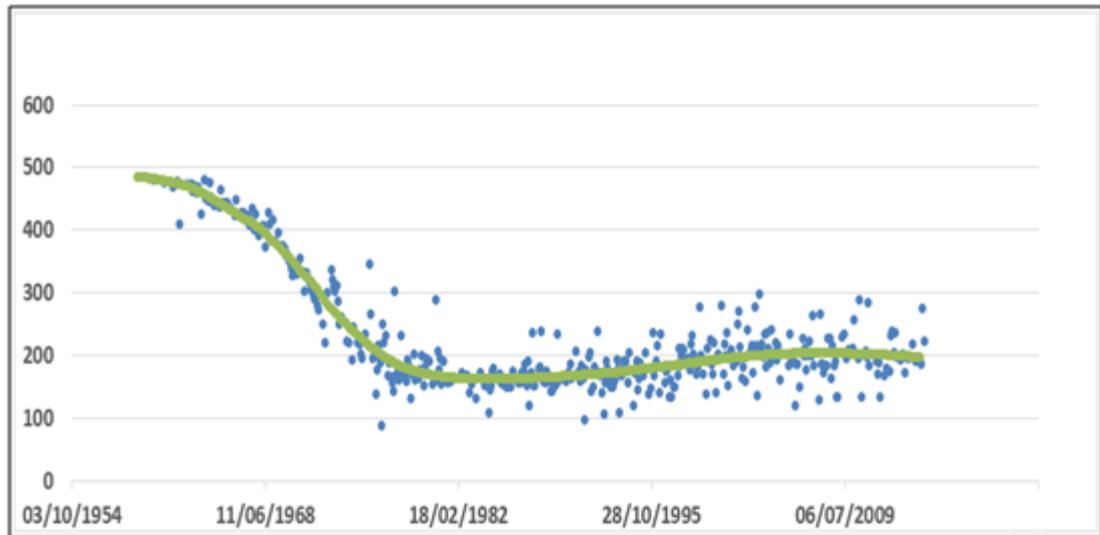


Fig. IV.2. Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.

La pression de gisement de la zone 04 présentée sur la figure IV.2 reflète un nuage de points qui représentent les pressions de gisement des puits. La pression initiale du gisement est de 485 Kg/cm², la pression moyenne actuelle de la zone est de 197 Kg/cm². Cette valeur est plus grande que la pression de bulle moyenne qui est de 154 Kg/cm².

IV.1.3. Etat actuelle de la zone 04

La zone 4 contient 105 puits dont l'état des puits est résumé comme suit : 12 puits producteurs d'huile, Cinquante puits producteurs huile par gaz-lift, Douze puits producteurs d'eau, Un puits sec, Neuf puits abandon, Quatre puits inexploitable, Seize puits injecteurs d'eau.

IV.1.4. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4

IV.1.4.1. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection.

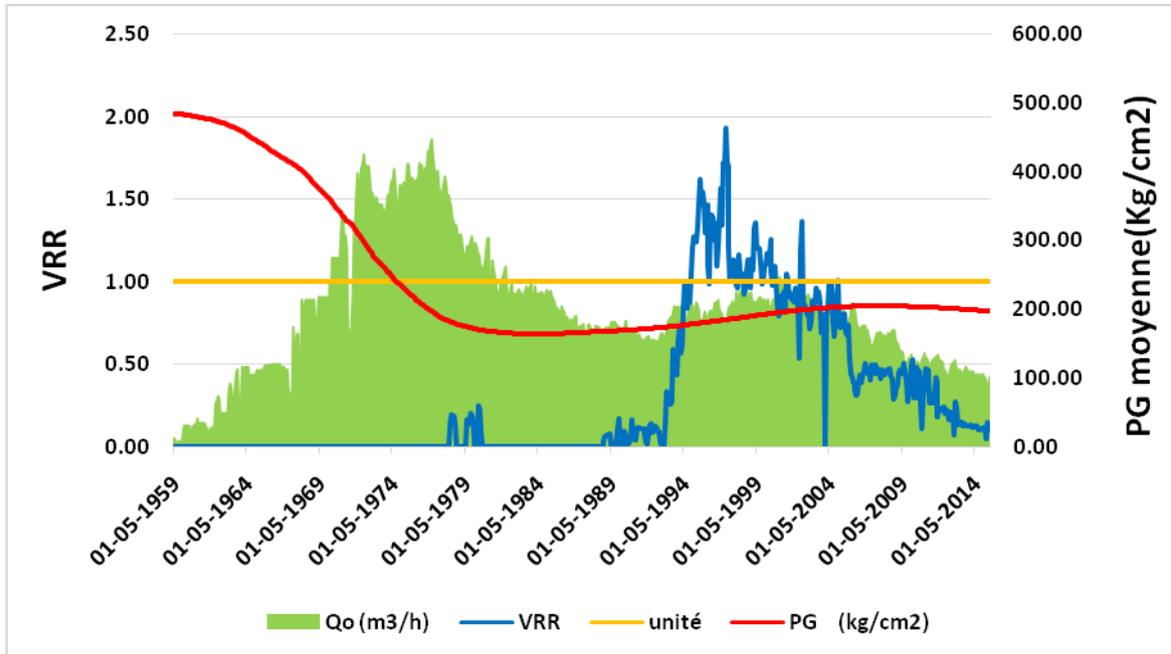


Fig. IV.3. Courbe de VRR, débit d'huile et pression de réservoir du la zone 4.

A partir de l'initiation de l'injection dans cette zone en avril 1978 et sur une période de 20 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 de la zone et à cause de l'arrêt de l'injection entre juillet 1980 jusqu'à octobre 1988.

De juin 1997 à l'août 2005, 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 cette zone.

Depuis août 2005, le VRR tombe au-dessous de l'unité à cause de la diminution du débit d'injection. Les puits injecteur 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.

IV.1.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération

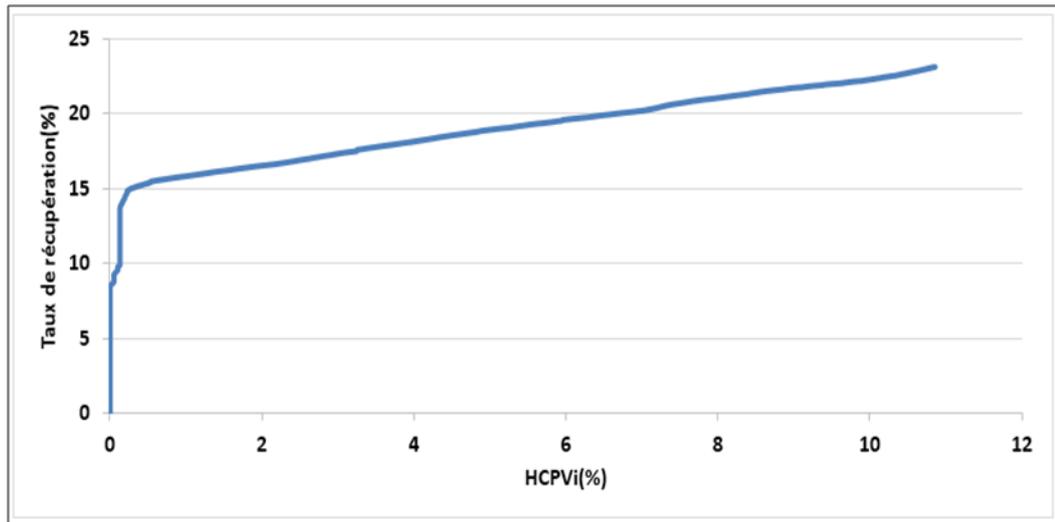


Fig. IV.4. Taux de récupération en fonction de HCP Vi. [6]

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 Vi de 13 %. Cette faible valeur indique que cette zone n'est pas encore saturée en eau et qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer.

IV.1.5. Efficacité globale de la zone 4

IV.1.5.1. Efficacité du déplacement

Pour le calcul de l'efficacité de déplacement on va utiliser la méthode de Buckley et Leverett. La figure (IV.5) donne la variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction du degré de saturation d'eau S_w .

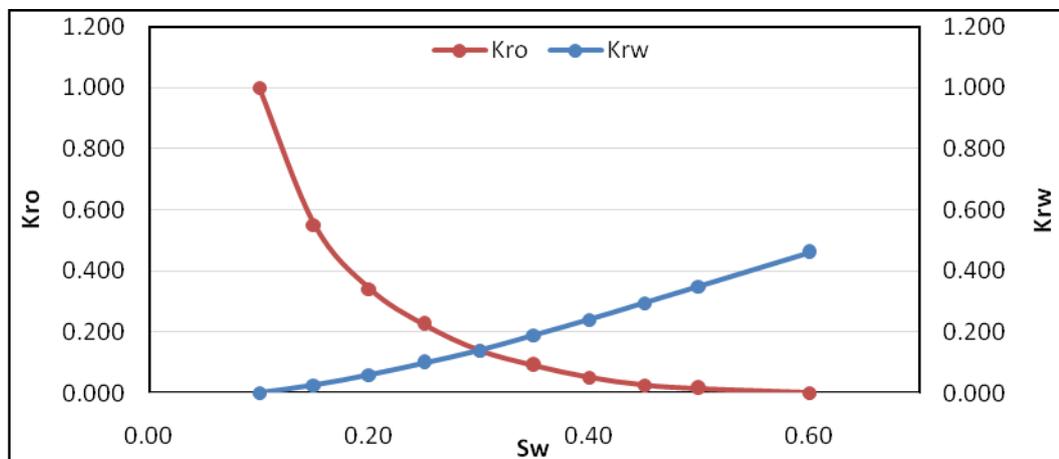


Fig. IV.5 Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau.

L'équation générale du débit fractionnel :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} + \frac{\frac{K_o A [\delta P_c + (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha]}{\mu_o q_t l \delta x}}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

Au niveau de la zone 4 on a:

Le pendage est très faible ($\sin \alpha = 0$) et en négligeant les forces capillaires, cette équation devient :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

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) $\mu_o = 0.23 \text{ c.}$

Tableau IV.4. Calcul du débit fractionnel.

Sw	Krw	Kro	Kro/Krw	μ_w/μ_o	(Kro/Krw) *	(Kro/Krw) *	Fw
					(μ_w/μ_o)	(μ_w/μ_o)+1	
0.10	0.000	1.000	0.00	1.96	0.00	1.00	0.000
0.15	0.025	0.550	22.00	1.96	43.04	44.04	0.023
0.20	0.060	0.340	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
0.30	0.140	0.140	1.00	1.96	1.96	2.96	0.338
0.35	0.190	0.090	0.47	1.96	0.93	1.93	0.519
0.40	0.240	0.050	0.21	1.96	0.41	1.41	0.710
0.45	0.295	0.025	0.08	1.96	0.17	1.17	0.858
0.50	0.350	0.015	0.04	1.96	0.08	1.08	0.960
0.60	0.460	0.000	0.00	1.96	0.00	1.00	1.000

A partir de la courbe (IV.6), on peut tirer les paramètres suivants:

Swf (saturation du front d'eau) = 44%

Swmbr (saturation moyenne à la percée) = 51%

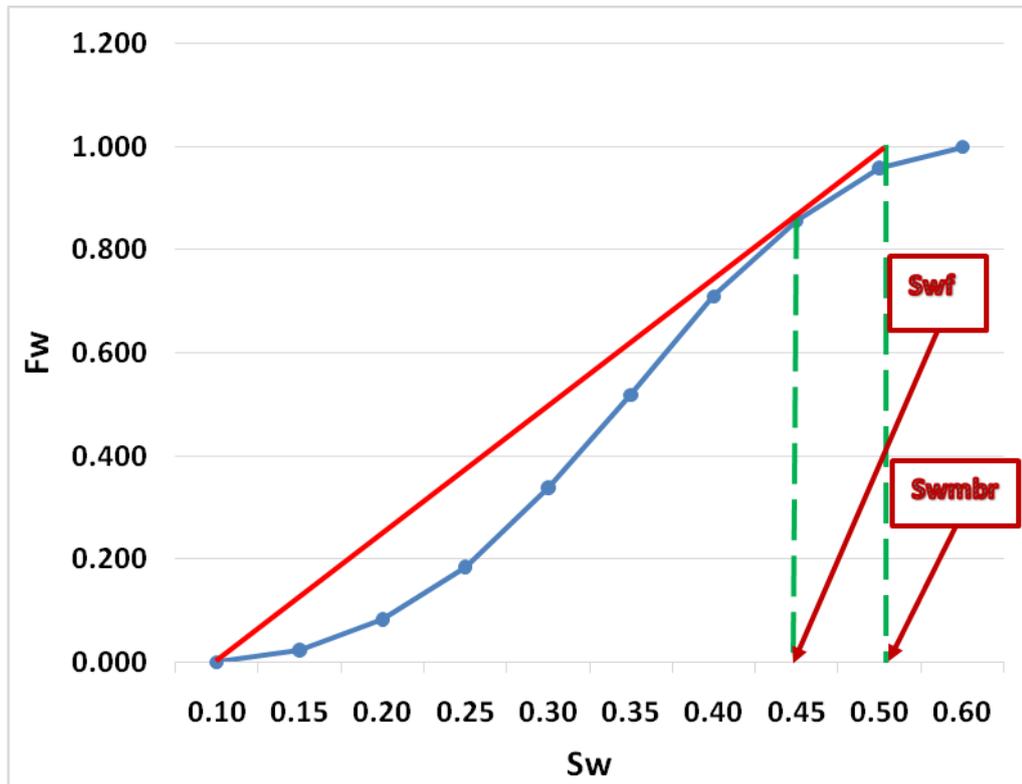


Fig. IV.6. Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau.

Efficacité de déplacement à la percé est:

$$E_d = \frac{0.44 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 37.78\%$$

Efficacité de déplacement après la percé est:

$$E_d = \frac{0.51 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 45.56\%$$

Efficacité de déplacement maximale est :

$$E_{d_{max}} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}}$$

$$S_{w_{max}} = 1 - S_{or} = 0.6S_{or} = 0.4$$

$$E_{d_{max}} = \frac{1 - 0.1 - 0.4}{1 - 0.1} = 55.56\%$$

IV.1.5.2. Efficacité superficielle

Pour calculer l'efficacité, on utilise la courbe de Caudle et Witte.

Avec: **Fw** = 1 au break through

Kro= 1 md

Krw= 0.46 md

Le rapport de mobilité est:
$$M = \frac{K_{rw}(S_{wmax})\mu_o}{K_{ro}(S_{wi})\mu_w}$$

$$M = 0.23$$

Après utilisation la courbe on trouve: **Es=1**

IV.1.5.3. Efficacité verticale

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

Donc on aura: **Ev = 52%**

IV.1.5.4. Efficacité globale

L'efficacité globale est le produit de trois efficacités

$$Eg = Ed * Es * Ev$$

$$Eg = 19\%$$

IV.1.6. 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 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 HCP Vi (hydrocarbon pore volume injected) a montré que la récupération totale de la zone est de 23% par rapport aux réserves en place. [6]

IV.2. Partie d'Analyse et discussion des résultats

IV.2.1. Introduction

Le manque de compréhension des différents problèmes de production d'eau et l'application de solutions inadaptées sont les principales raisons de l'échec des opérations de contrôle d'eau.

Les données de production renferment de précieuses informations qui peuvent être de grande utilité dans le diagnostic des problèmes liés à la production d'eau. Identifier la nature du problème et déterminer son origine est une étape primordiale dans le processus de contrôle de production d'eau. Le diagnostic des puits est utilisé dans de nombreux objectifs dont on peut citer

- Sélectionner les puits candidats à une opération de contrôle d'eau.
- Définir avec précision la nature du problème de façon à ce qu'un remède approprié puisse être recommandé.
- Localiser le point d'entrée de l'eau dans un puits pour que le traitement puisse être judicieusement placé.

Plusieurs techniques d'analyse utilisant des informations telles que le WOR, les données de production et les diagraphies ont été développées dans le but de distinguer entre les différentes sources d'une production indésirable d'eau.

IV.2.2. Courbe de récupération

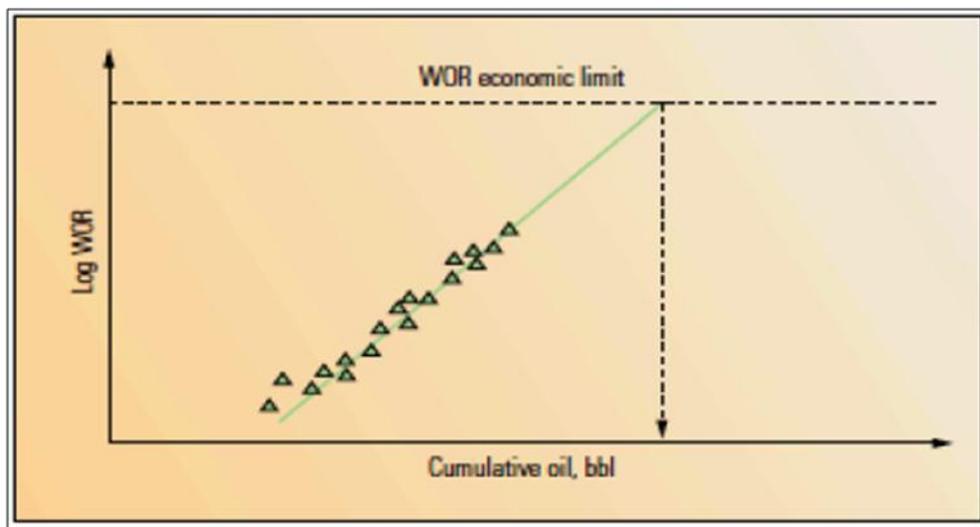


Fig. IV.7. Courbe de récupération (recovery plot). [6]

Un graphe en échelle semilog de WOR en fonction de la production cumulée d'huile (Figure IV.7). En général, la tendance de production peut être extrapolée jusqu'à la limite économique de WOR pour déterminer la quantité d'huile qui sera produite si rien n'est fait pour contrôler la production d'eau. Si cette quantité est égale aux réserves d'un puits, l'eau que ce puits produit est une eau tolérable et aucune opération de contrôle d'eau n'est nécessaire. Si, par contre, la

production extrapolée d'huile est inférieure aux réserves, l'eau produite est nuisible et un traitement doit être appliqué pour la maîtriser.

IV.2.3. Graphe de l'historique de production

Les débits d'huile et d'eau sont tracés en fonction du temps dans une échelle log-log. Les bons candidats à une opération de contrôle d'eau présentent généralement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

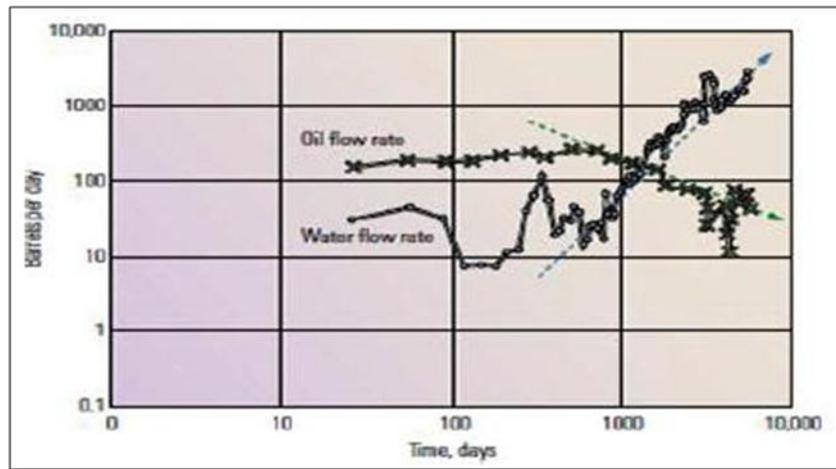


Fig.IV.8. Production History Plot.

IV.2.4. Analyse des courbes de déclin

C'est un graphe du débit d'huile en fonction de la production cumulée d'huile dans une échelle semilog. Dans le cas d'une déplétion normale, ce graphe aura la forme d'une droite. Un déclin accéléré peut avoir pour cause un problème autre que la production d'eau, une importante chute de pression dans l'aire de drainage ou bien un sérieux endommagement de la zone proche du puits.

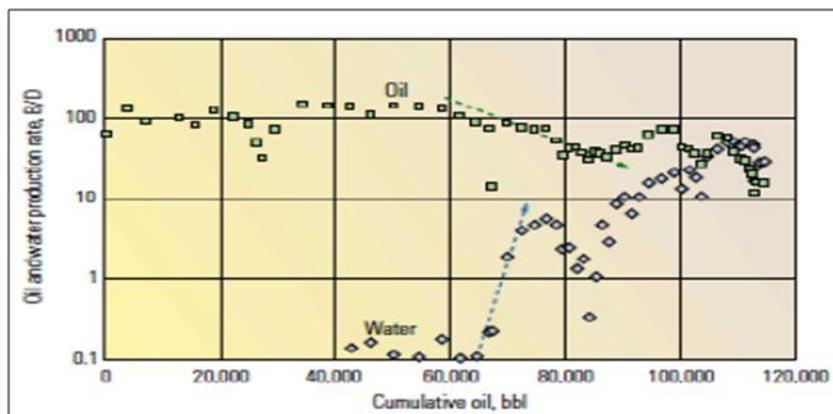


Fig. IV.9. Courbe de déclin

IV.2.5. Courbes de diagnostic

Une courbe de WOR en fonction du temps dans une échelle log-log peut être utilisée pour déterminer la nature du problème de production d'eau en comparant le comportement du puits avec des profils (voir figures) déjà établis de différents mécanismes pouvant causer une percée de l'eau coning, channelling, percée par une couche de bonne perméabilité, remontée du contact huile-eau...etc. La plupart de ces profils ont été établis à partir des résultats de simulations numériques et de données de champs. La dérivée de WOR par rapport au temps peut également être utilisée. L'interprétation de ces courbes, combinée avec d'autres données, peut limiter le problème de non-unicité des solutions et aider ainsi à diagnostiquer le problème.

Les figures ci-dessous montrent quelques exemples de courbes de diagnostic correspondant à différents problèmes de production d'eau.

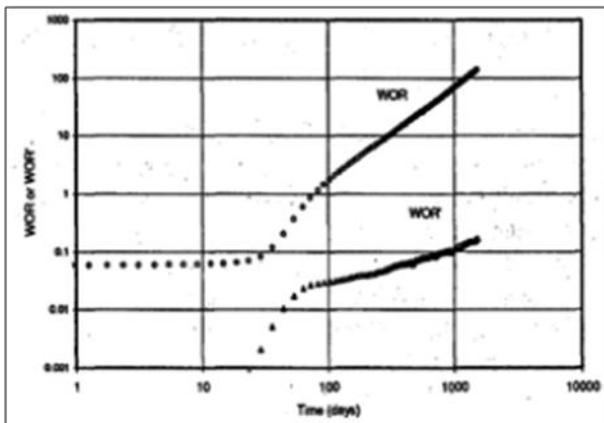


Fig .IV.10. Multilayer Channeling.

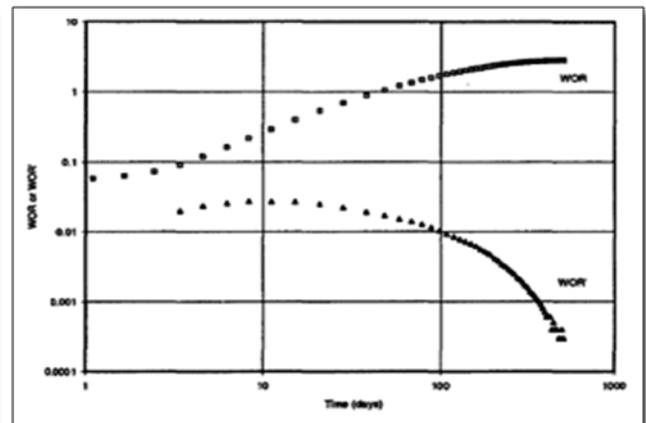


Fig .IV.11. Bottom water coning.

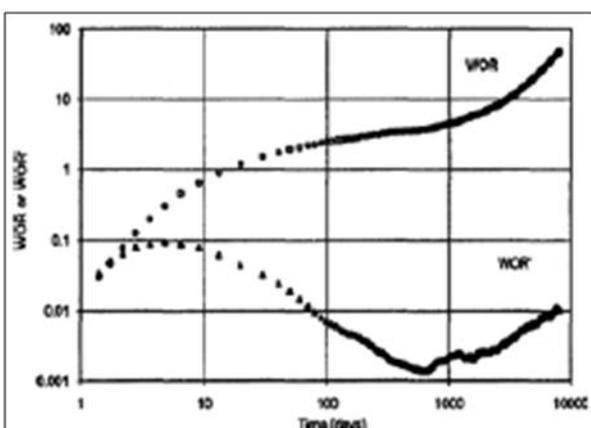


Fig.IV.12. Bottomwater channeling with late time channeling.

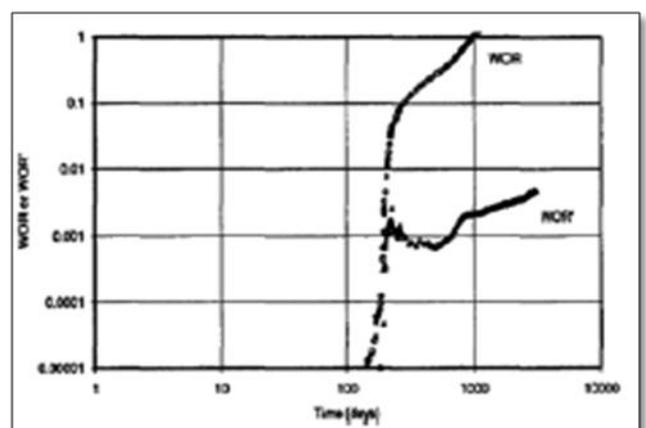


Fig.IV.13. Thief layer water recycling.

IV.2.6. Etude du CAS

La zone 4 contient 38 puits (OMJ60, OMJ701, OMJ702B, OMJ703, OMJ713, OMJ72, OMJ721, OMJ723, OMJ82, OMJ832, OMJZ633, OMJZ742, OMJZ813, OMN763, OMN77B, OMN781, OMN852, OMN853B, OMN871, OMN872, OMN873, OMN88, OMN563, OMN56B, OMN662, OMN67, OMN68, OMN75, OMN761, OMO151, OMO152, OMO162, OMO172, OMK102, OMK131, OMKZ103, OMKZ121, OMKZ202) qui sont affectés par la percée d'eau.

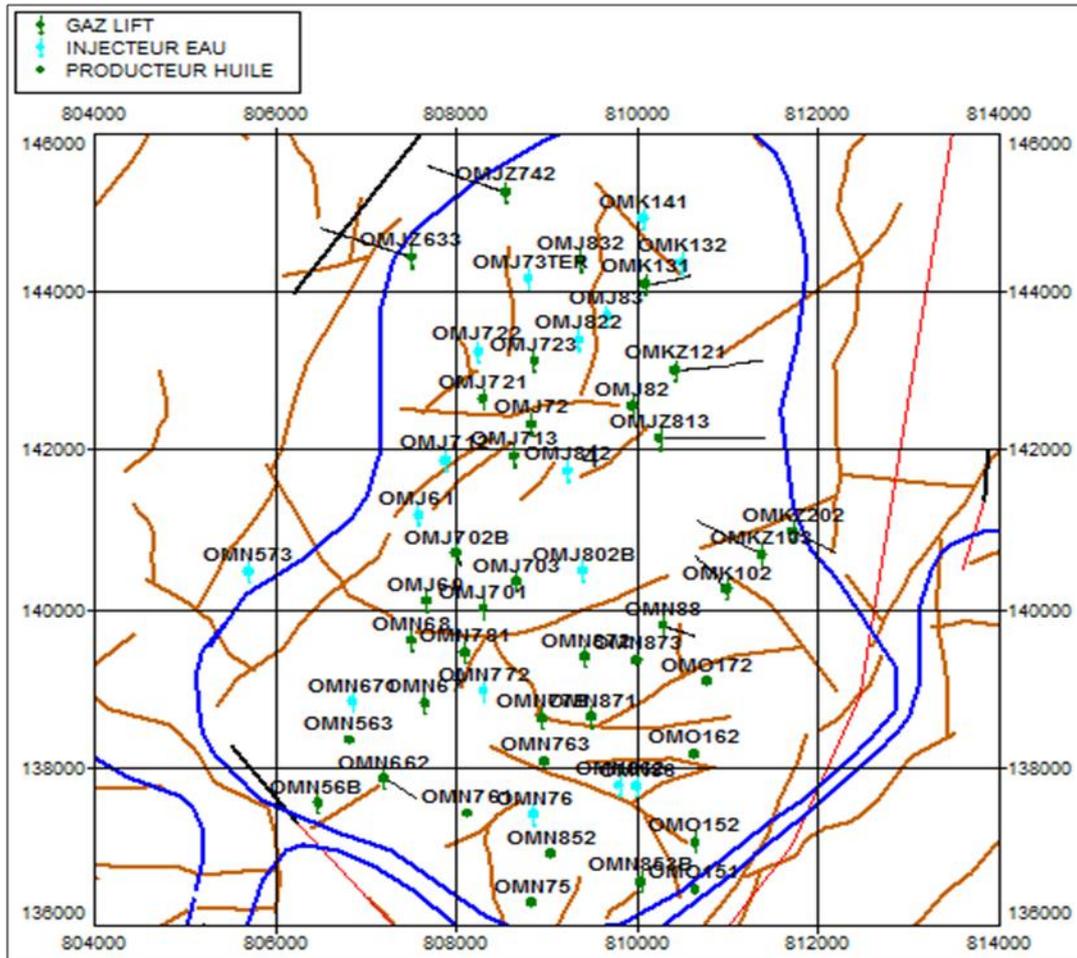


Fig. IV.14. Les puits qui sont affectés par la percée d'eau.

IV.2.6.1. Puits OMN67

Ce puits est situé dans la partie Sud-Est de la zone 4, il a été mis en production en Mars 1969 avec un débit de production de 367 $\text{stm}^3/\text{jours}$. En Aout 1992 il a subi à une percée d'eau de 1.43 m^3/jours . La distance entre OMN67 et OMN671 est de 800m, entre OMN67 et OMN772 est de 664m (figure IV.15).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produis
01/03/1969	01/08/1992	Ouvert mis en gas-lift	3,1327 millions m^3

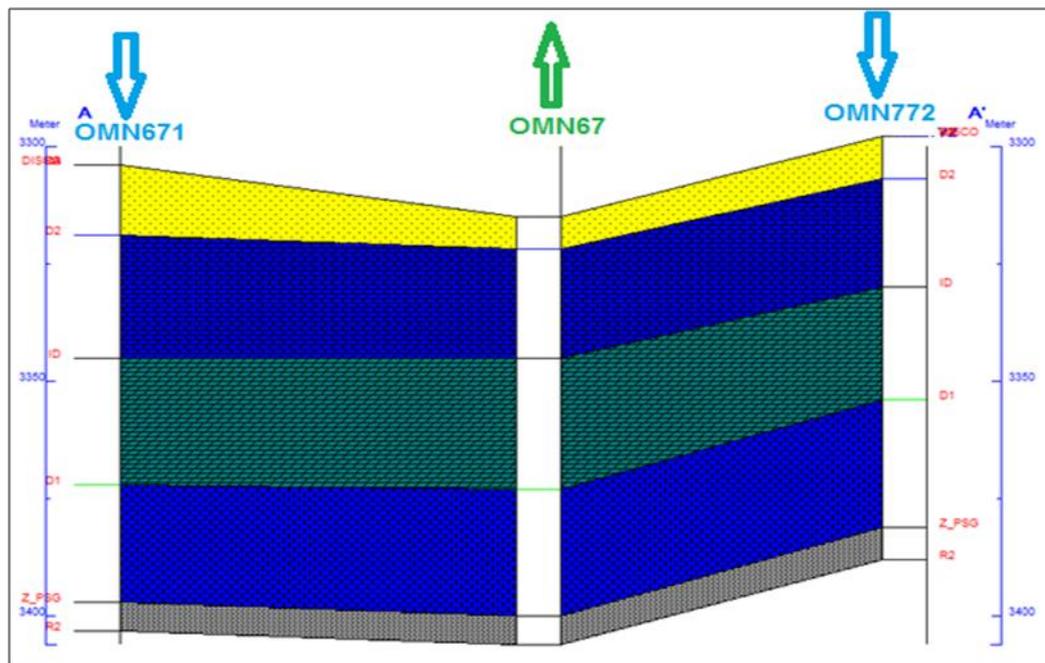


Fig. IV.15. Coupe géologique OMN67, OMN671 et OMN772.

Les caractéristiques des drains traversés par les puits OMN67 et OMN772, OMN671 sont résumés dans le tableau IV.5

Tableau IV.5. Les caractéristiques pétrophysique des drains.

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMN67	D3	15,94	5,86	7
	D2	14.35	9,98	23
	ID	13,31	8,49	28
	D1	16.78	11.84	27
	Z_PSG			
	R2			
OMN772	D3			
	D2	1,46	6,59	23
	ID	1,55	5,95	24
	D1	5.69	14.59	27
	Z_PSG	1,02	10,51	7
	R2	0,51	9,1	4
OMN671	D4	0,3	3,78	5
	D3	0,24	3,98	22
	D2	0,08	5,29	22
	ID	0,87	6,2	28
	D1	6.23	13.23	25
	Z_PSG	1,4	9,87	6
	R2	0,42	8,17	44

A partir le tableau IV.5 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques

IV.2.6.1.1. Graphe de l'historique de production OMN67

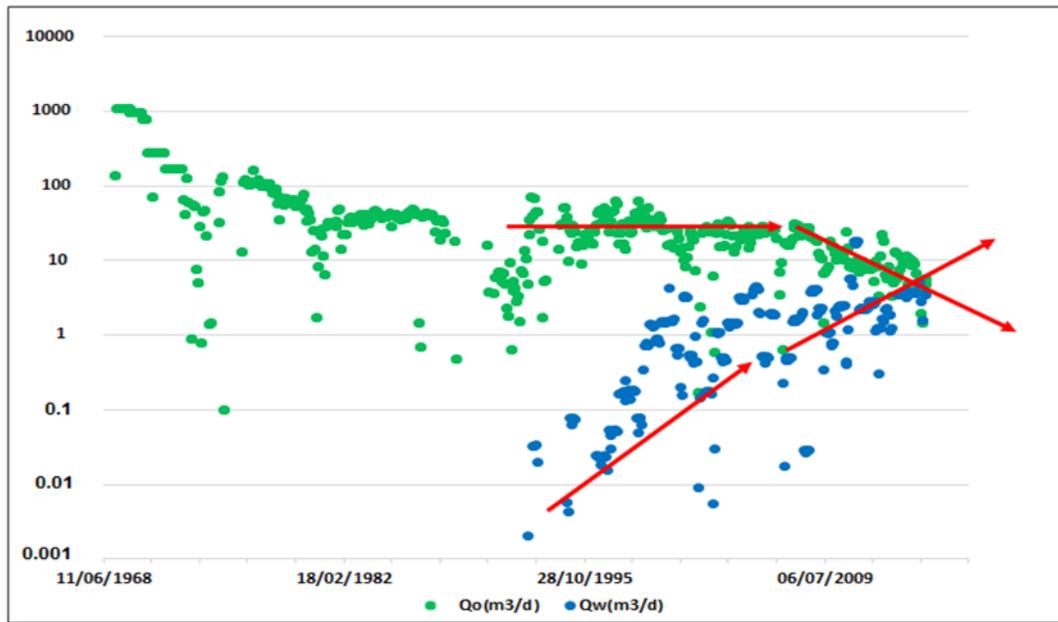


Fig. IV.16. Graphe de l'historique de production OMN67.

La figure IV.16 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMN67 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début de la production l'allure général de la production à une légère pente, mais soudainement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

IV.2.6.1.2. Courbe de diagnostic OMN67

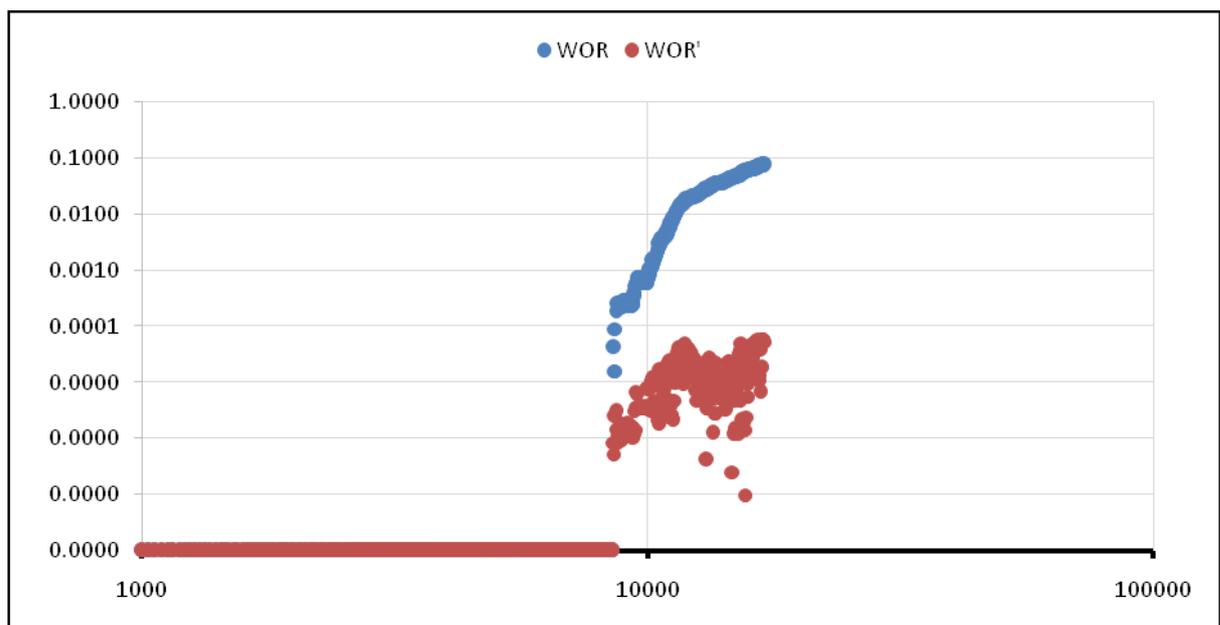


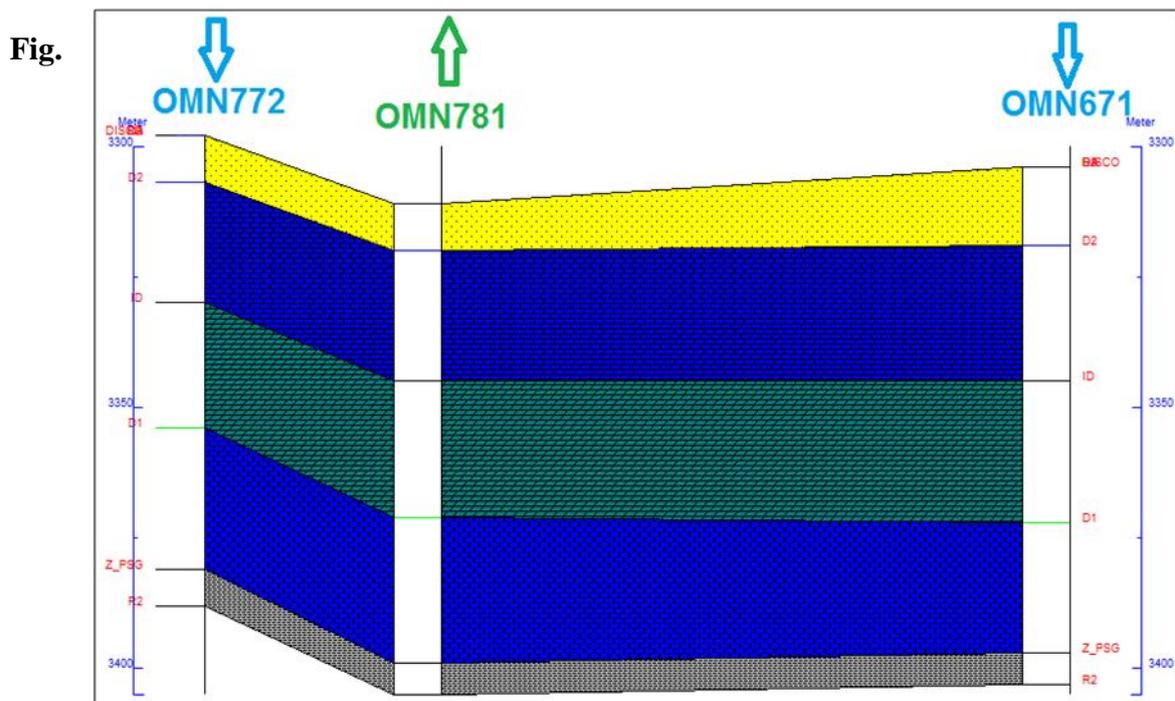
Fig. IV.17 Courbe de diagnostic OMN67.

Les graphes de WOR et de WOR' en fonction du temps sont utilisés afin de déterminer le mécanisme de la production d'eau dans le puits OMN67. La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

IV.2.6.2. Puits OMN781

Ce puits est situé dans la partie Sud-Est de la zone 4, il a été mis en production en Mars 1972 avec un débit de production de 780 stm³/jours. Décembre 1991 il a subi à une percée d'eau de 3.33 m³/jours. La distance entre OMN781 et OMN671 est de 1400m, entre OMN781 et OMN772 est de 530m (figure IV.18).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produits
01/03/1972	01/12/1991	Ouvert mis en gas-lift	1,72millions m ³



IV.18. Coupe géologique OMN781, OMN671 et OMN772.

Les caractéristiques des drains traversés par les puits OMN781 et OMN772, OMN671 sont résumés dans le tableau IV.6

Tableau IV.6. Les caractéristiques pétrophysique des drains.

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMN781	D3			
	D2	1,49	4,74	25
	ID	3,89	8,18	26
	D1	15,71	10,3	28
	Z_PSG	5,61	9,52	6
	R2			
OMN772	D3			
	D2	1,46	6,59	23
	ID	1,55	5,95	24
	D1	5.69	14.59	27
	Z_PSG	1,02	10,51	7
	R2	0,51	9,1	4
OMN671	D4	0,3	3,78	5
	D3	0,24	3,98	22
	D2	0,08	5,29	22
	ID	0,87	6,2	28
	D1	6.23	13.23	25
	Z_PSG	1,4	9,87	6
	R2	0,42	8,17	44

A partir le tableau IV.6 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques.

IV.2.6.2.1. Graphe de l'historique de production OMN781

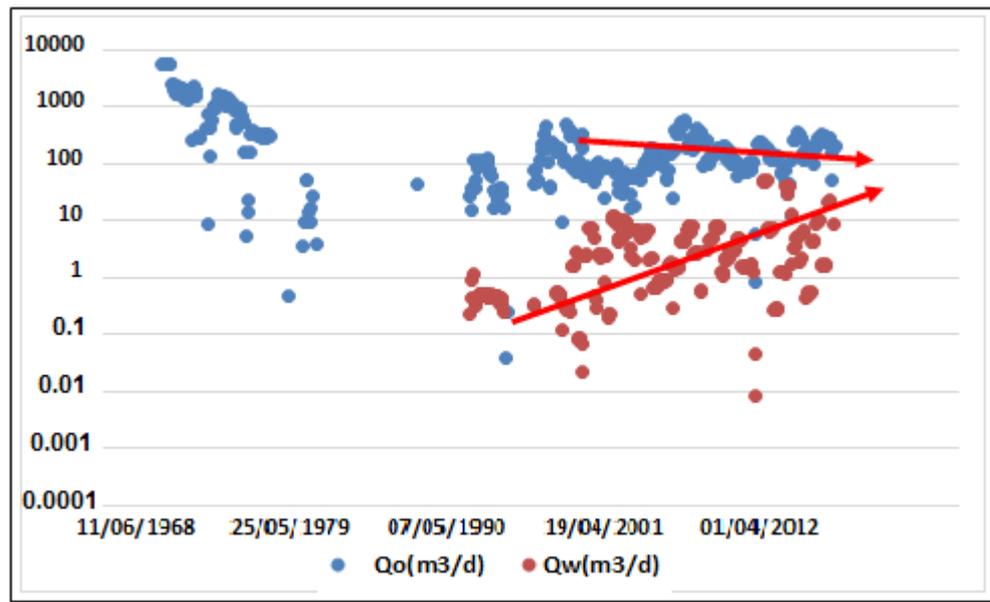


Fig. IV.19. Graphe de l'historique de production OMN781.

La figure IV.19 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMN781 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début de la production l'allure général de la production à une légère pente, mais soudainement une augmentation du débit d'eau.

IV.2.6.2.2. Courbe de diagnostic OMN781

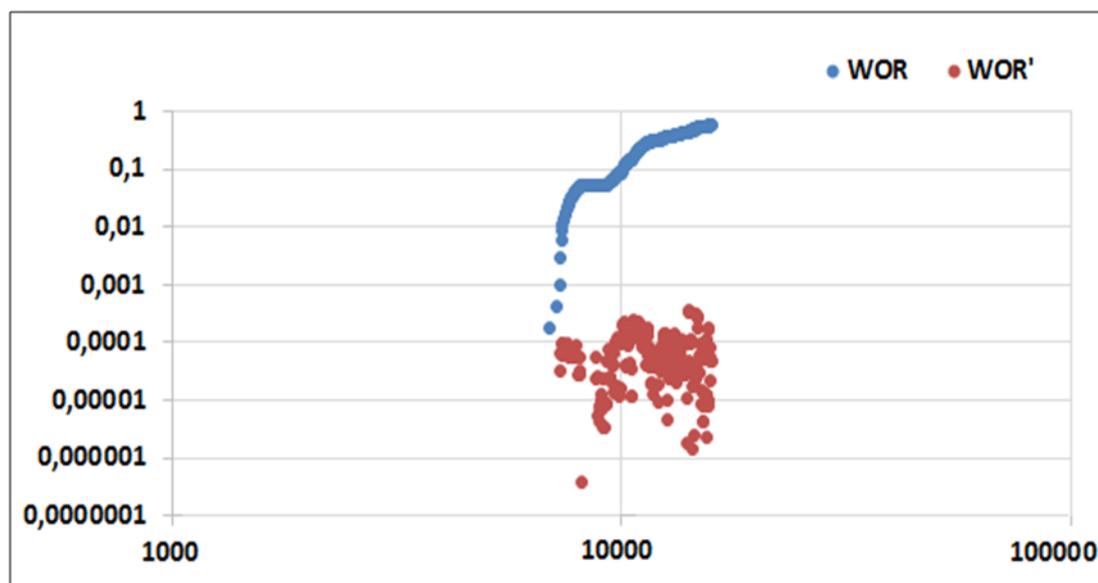


Fig. IV.20. Courbe de diagnostic OMN781.

Tableau IV.7. Les caractéristiques pétrophysiques des drains.

Puits	drains	K (md)	Porosité(%)	Hu
OMJ723	D2	5,53	8,35	16
	ID	7,87	7,32	30
	D1	17,04	9,83	25
	Z_PSG	7,08	9,25	5
	R2	11,32	8,37	2
OMJ822	D2	4,2	7,48	21
	ID	3,43	8,11	29
	D1	9,9	9,44	28
	Z_PSG	1	0	6
	R2	0,26	7,65	16
OMJ73TER	D2	1,89	8,23	22
	ID	0,87	6,2	28
	D1	2,08	11,29	25
	Z_PSG	1,4	9,87	6
	R2	0,42	10,17	44

A partir le tableau IV.7 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques.

IV.2.6.3.1. Graphe de l'historique de production OMJ723

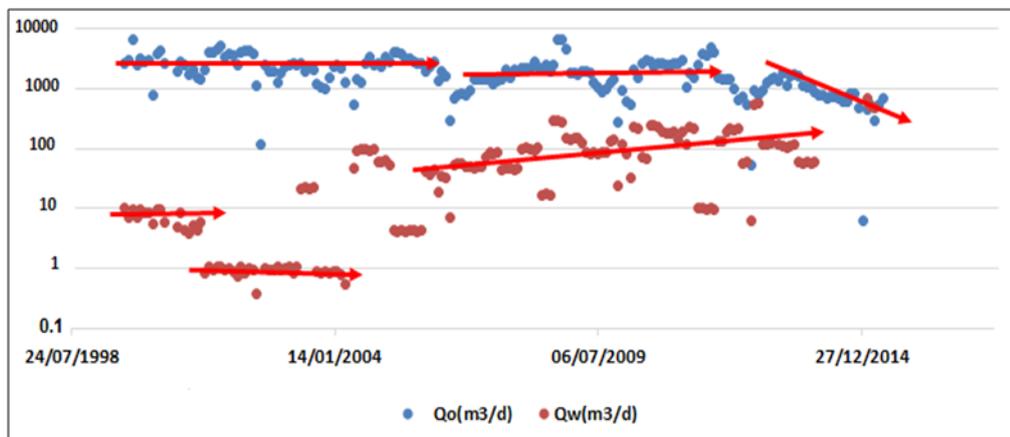


Fig. IV.22. Graphe de l'historique de production OMJ723.

La figure IV.22 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMJ723 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début d'huile, mais soudainement une augmentation du débit d'eau.

IV.2.6.3.2. Courbe de diagnostic OMJ723

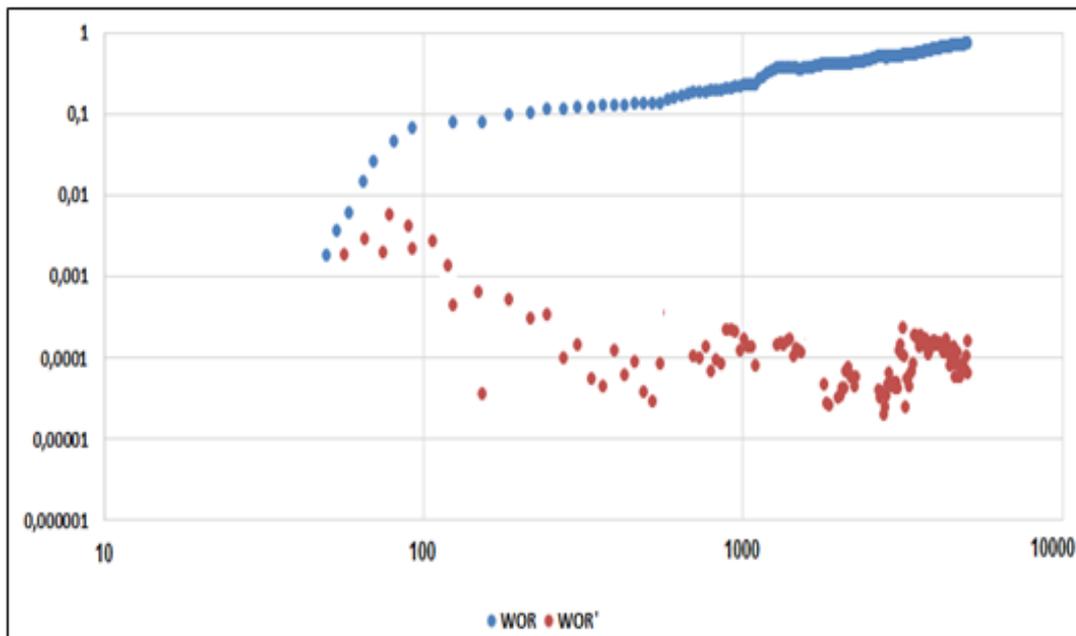


Fig. IV.23. Courbe de diagnostic OMJ723.

La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

IV.2.6.4. Puits OMJ832

Ce puits est situé dans la partie Nord de la zone 4, il a été mis en production en Octobre 1976 avec un débit de production de 370 m^3/jours . Avril 2006 il a subi à une percée d'eau de 3.33 m^3/jours . La distance entre OMJ832 et OMJ73TER est de 620m, entre OMJ832 et OMJ822 est de 1000m (figure IV.24).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produis
01/10/1976	01/04/2006	Ouvert mis en gas-lift	5.29 millions m^3

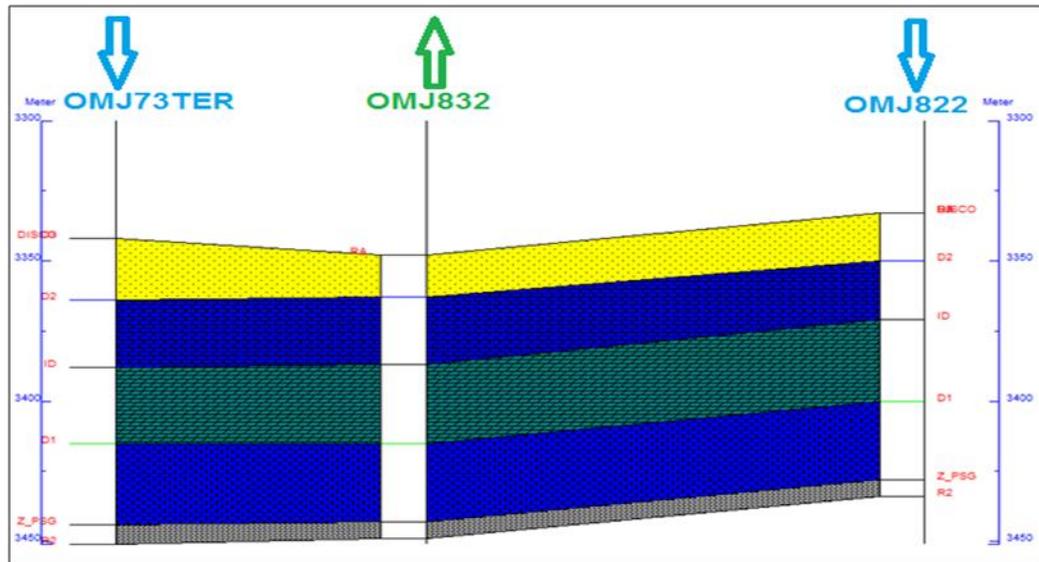


Fig. IV.24 Coupe géologique OMJ832, OMJ822 et OMJ73TER.

Tableau IV.8. Les caractéristiques pétrophysiques des drains.

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ832	D2	9,58	12,63	24
	ID	5,88	7,53	28
	D1	10,7	13,11	28
	Z_PSG	3,84	12,18	6
	R2	2,62	11,36	6
OMJ822	D2	4,2	7,48	21
	ID	3,43	8,11	29
	D1	9,9	9,44	28
	Z_PSG	1	0	6
	R2	0,26	7,65	16
OMJ73TER	D2	1,89	8,23	22
	ID	0,87	6,2	28
	D1	2,08	11,29	25
	Z_PSG	1,4	9,87	6
	R2	0,42	10,17	44

A partir le tableau IV.8 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques.

IV.2.6.4.1. Graphe de l'historique de production OMJ832

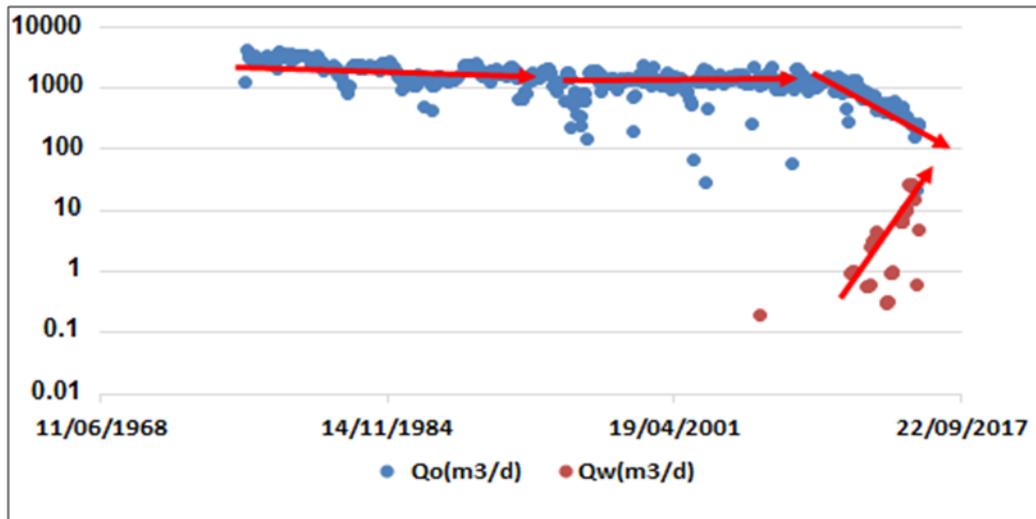


Fig. IV.25. Graphe de l'historique de production OMJ832.

La figure IV.25 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMJ832 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début d'huile est stable, mais soudainement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

IV.2.6.4.2. Courbe de diagnostic OMJ832

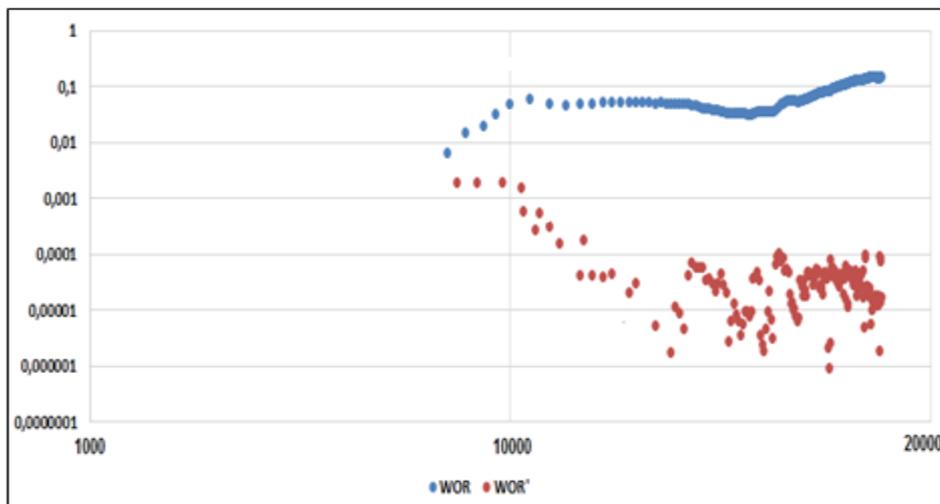


Fig. IV.26. Courbe de diagnostic OMJ832.

La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches supérieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

IV.2.7. Conclusion

La percée d'eau a causé une chute considérable de la production de la zone.

D'après cette étude nous confirmons que la percée d'eau dans les puits OMN67 et OMN781, OMJ723, OMJ832 venir de la couche D1.

Conclusion

Conclusion

L'étude réalisée sur la zone 4 du champ de Hassi Messaoud, accumulant des réserves d'huile d'environ 460 MM stm³ selon la méthode volumétrique et 409.154 MM stm³ par bilan matière, nous a permis de conclure que:

- ❖ Cette valeur est proche des estimations données par Franlab (449.49 MM stm³) et par Sonatrach (410 millions stm³).
- ❖ Les mécanismes de drainage naturels qui ont assuré la production dans cette zone sont l'expansion de l'huile et l'expansion de la roche, l'eau interstitielle.
- ❖ L'utilisation des techniques de diagnostic des problèmes de productions d'eau nous a aidées à déterminer la nature et l'origine de ces problèmes.
- ❖ L'injection d'eau qui a débuté en 1978 a donné des résultats satisfaisants jusqu'aux années 1993 où le pourcentage d'eau est devenu important, provoquant une diminution de la production d'huile. A partir de cette date, la production de l'huile a augmenté suite à la deuxième injection entamée en 1988. Toutefois, de percées d'eau sont à chaque fois signalées et des quantités importantes ont été produites.
- ❖ La performance de l'injection dépend étroitement du VRR (voidage replacement ratio). Maintenir ce ratio à un niveau proche de un est nécessaire pour assurer une production stable.
- ❖ Le taux de récupération dans la zone 4 était de 9% par mécanisme naturel.
- ❖ Grâce à l'injection, la récupération a atteint une valeur de 23% après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCPVi de 13 %.
- ❖ La percée dans la plupart des puits avait lieu à travers le D1

Recommandations

A la lumière de ce qui précède, on recommande de:

- Respecter le débit d'injection, pour éviter le percé de l'eau, et pour ne pas perdre un grand volume d'eau, sans rentabilité.
- Opter pour des solutions telles que LCP (liner cimenté perforé) et techniques « shut off » afin de réduire les problèmes de la percée ou faire appel à des complétions dites intelligentes (smart well completion) si elles sont rentables.
- Utiliser des traceurs chimiques peut aider à trouver les puits producteurs qui sont en communication avec les puits injecteurs.
- Placer des Plugs (bouchons de ciment ou mécanique) qui isolent les intervalles inondés par l'aquifère.

Références bibliographiques

Références bibliographiques



- [1] Tarek Ahmed, Réservoir Engineer Handbook, 3 Ed, chapitre « Oil recovery mechanism and the material balance equation ».
- [2] (FELIOUNE Mouad & KOUIDRI Ibrahim) ; Étude de la performance de l'injection d'eau dans la Zone 12 Champs du Hassi Messaoud; Mémoire université Ouargla ; 2014.
- [3] Documents internet.
- [4] Well Evaluation Conference Algérie 2007
- [5] Sonatrach, The use of well test to evaluate water injection in Hassi Messaoud field, 2002.
- [6] Documentation de champ de Hassi Messaoud data banc.
- [7] M. Latil, Techniques d'exploitation pétrolière, 1975.
- [8] Cours de production, 1975, tome VI, Ch. « récupération assistée ».
- [9] Anne-Laure de Marignan, comment augmenter le taux de récupération de pétrole dans le gisement, Ed IFP, Mai 2005.
- [10] (MENNAD Fatima Zohra) ; Etude de corrosion de l'acier API 5CT Grad N 80 dans des puits d'injection d'eau par l'inhibiteur N-(2-aminoéthyl) ; Mémoire université Ouargla ; 2015.
- [11] René Cossé, Méthodes d'exploitation des gisements pétroliers, Ed Technip, 1988, Ch. 8.
- [12] (Touti Aboudjihad et Bouhnik Abdenour) ; Evaluation et étude de Performance de l'injection d'eau au niveau de la zone 04 champ Hassi Messaoud ; Mémoire université Ouargla ; 2012.

Résumé:

La présente étude traite de la récupération assistée au niveau du champ de Hassi Messaoud. Elle a montré que dans la zone 4 dudit champ, l'injection d'eau a amélioré la production de 9 % à 23 % de 1978 à 2014. L'efficacité de l'injection, qui s'est déroulée en deux étapes a été de 19% par rapport au volume des eaux injectées.

ملخص:

تتعلق هذه الدراسة بالاستخلاص المعزز للنفط في حقل حاسي مسعود. حيث يظهر أنه في المنطقة 4 من هذا الحقل إنتاج النفط إزداد من 9 % إلى 23% بين عامي 1978 و 2014 . حيث كفاءة حقن المياه هي 19% بالنسبة لكميات المياه التي تم ضخها في البئر.

Abstract:

This study concerns the oil enhanced recovery in Hassi Messaoud field. Its shows that in zone 4 of this field, the oil production was increased from 9% to 23%, between 1978 and 2014. The efficiency of the water injection is 19%, relatively to water quantities pumped in hole.