



Université Kasdi Marbeh –Ouargla-



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

Département de production

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option :

Production professionnelle

Réaliser par : MOKRANI Karima

CHERGUI Hayat

THEME

*Etude de la performance de l'injection de gaz
dans la zone 8 du champ de HMD par
l'approche d'analyse des Patterns*

Soutenu publiquement le : 29/05/2017

Devant le jury composé de :

M^{elle}.TEKHA Mebarka

UKM, Ouargla

Président

M^{elle}.CHELGHEME Fatiha

UKM, Ouargla

Examineur

Mr.CHETTI Djamel Eddine

UKM, Ouargla

Promoteur

Année Universitaire : 2016/2017

REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, Nous Remercions Dieu notre créateur
de*

nous avoir donné la force pour achever ce travail.

*Nous adressons nos remerciements les plus distingués
à notre encadreur,*

*Monsieur CHETTI Djamel Eddine pour ses conseils,
ses remarques et sa disponibilité.*

Nous remercions

*Monsieur BOUGAA Lakhdar (Co-encadreur,
ingénieur Sonatrach).*

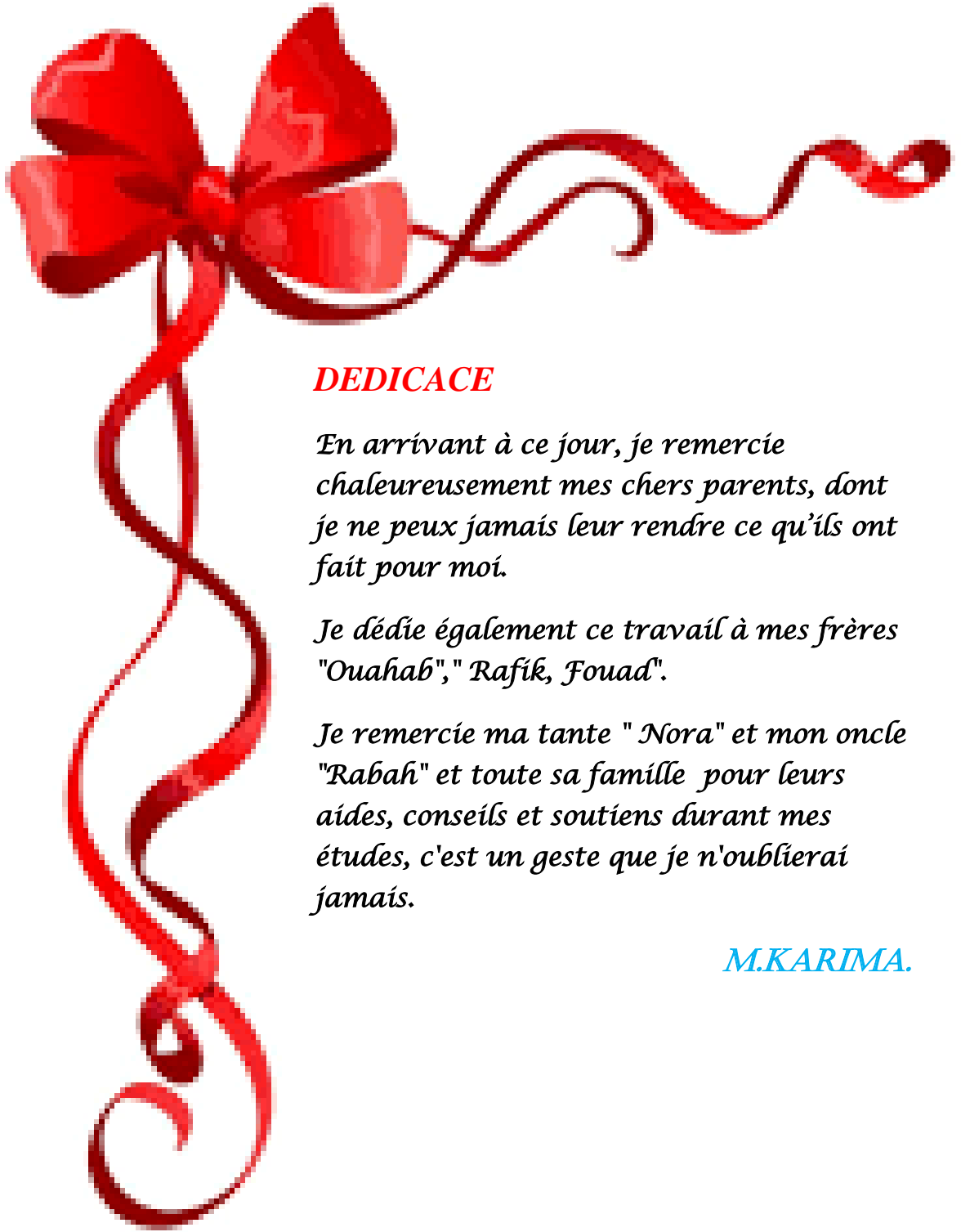
*Nous remercions le département des
Hydrocarbure,*

*Les enseignants, le personnel administratif, les
étudiants.*

Finalement nos

*remerciements s'adressent aux membres du jury
TEKHA Mebarka et CHELGHEME Fatiha qui
nous ont fait l'honneur de juger notre travail.*

*Nous remercions aussi tout
ceux qui ont participé à la réalisation de ce mémoire.*



DEDICACE

En arrivant à ce jour, je remercie chaleureusement mes chers parents, dont je ne peux jamais leur rendre ce qu'ils ont fait pour moi.

Je dédie également ce travail à mes frères "Ouahab", "Rafik, Fouad".

Je remercie ma tante "Nora" et mon oncle "Rabah" et toute sa famille pour leurs aides, conseils et soutiens durant mes études, c'est un geste que je n'oublierai jamais.

M.KARIMA.

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

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

A toutes mes sœurs.

A tous mes amis.

A Tous ceux que j'aime et que je respecte.

Hayat Chergui

Sommaire

Remerciement

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Annexe

INTRODUCTION GENERALE 1

Chapitre I: PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

INTRODUCTION 3

I.1 HISTORIQUE DU CHAMP: 3

I. 2 SITUATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD : 4

I.2.1 Situation géographique : 4

I.2.2 Cadre géologique : 5

I.3 STRUCTURE DU CHAMP : 5

I.4 DESCRIPTION DU RESERVOIR : 6

I.5 ZONATION ET NUMEROTATION DES PUIITS : 7

I.6 PRESENTATION DE LA ZONE 8 DU CHAMP DE HMD : 9

I.6.1 Localisation : 9

I.6.2 Structure : 9

I.6.3 Stratigraphie : 10

I.6.5 Perméabilité : 11

I.6.6 Epaisseur utile : 12

I.6.7 Saturation en eau : 13

I.6.8 Caractéristiques d'huile de gisement : 13

Chapitre II: MECANISMES DE DRAINAGE ET EQUATION DE BILAN MATIERE

INTRODUCTION 14

II.1 MECANISMES DE RECUPERATION PRIMAIRE : 14

II.1.1. Expansion de la roche et d'eau interstitielle : 15

II.1.2. Expansion du gaz dissous : 15

II.1.3. Expansion du chapeau de gaz : 15

II.1.4. Expansion de l'aquifère :	15
II.1.5. Drainage par gravité :	16
II.1.6 Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage :	16
II.1.7 Performance des mécanismes de drainage :	16
II.2. METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES EN PLACE :	17
II.2.1 La méthode volumétrique :	18
II.2.2 La méthode dynamique (Bilan Matière) :	19
II.2.2.1 Hypothèses de l'équation de bilan matière :	19
II.2.2.2 Principe :	20
II.2.2.3 Calcul de la pression moyenne :	23
II.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière :	24

Chapitre III : ETUDE GLOBALE DES PERFORMANCES DE LA ZONE 8

INTRODUCTION	28
III.1. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DE PRODUCTION DE LA ZONE :	28
III.1.1. Historique de production d'huile :	28
III.1.3. Historique de pression :	30
III.1.4. Analyse de l'évolution de la pression :	30
III.1.5. Historique d'injection du gaz :	31
III.2. ETAT ACTUEL DES PUIITS DE LA ZONE 8 :	34
III.3. ESTIMATION DU VOLUME EN PLACE PAR LA METHODE	34
III.4. ESTIMATION DES VOLUMES EN PLACES PAR BILAN DE MATIERE	35
III.4.1 Données PVT :	35
III.4.2 Données pétro physiques :	36
III.4.3. calage de l'historique de pression de la zone :	36
III.4.5. Evolution du VRR (Voidage Replacement Ratio) de la zone :	38
III.4.6. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	38

Chapitre IV : ETUDE DES PERFORMANCES DES PATTERNS D'INJECTION

CONCLUSION	39
INTRODUCTION	40
IV.1. SUBDIVISION DE LA ZONE 8 EN PATTERNS :	40
IV.1.1. Choix des patterns d'injection dans la zone 8 :	40
IV.1.2. Schéma d'injection attribuée :	41

IV.2.ANALYSE DES PATTERNS :	42
IV.2.1.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :	42
IV.2.1.2. Evolution des indices de drainage :	43
IV.2.1.3. Analyse du graphe du VRR :	43
IV.2.1.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	44
IV.2.2.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :	44
IV.2.2.2. Evolution des indices de drainage :	45
IV.2.2.3. Analyse du graphe du VRR :	45
IV.2.2.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	46
IV.2.3.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :	46
IV.2.3.2. Evolution des indices de drainage :	47
IV.2.3.3. Analyse du graphe du VRR :	47
IV.2.3.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	48
IV.2.4.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :	48
IV.2.4.2. Evolution des indices de drainage :	49
IV.2.4.3. Analyse du graphe du VRR :	49
IV.2.4.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	50
IV.2.5.1. Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :	50
IV.2.5.2. Evolution des indices de drainage :	51
IV.2.5.3. Analyse du graphe du VRR :	51
IV.2.4.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	52

Chapitre V : ANALYSE DES PERFORMANCES DES PUIITS ET

DIAGNOSTIC DU PROBLEME DE LA PERCEE DE GAZ

CONCLUSION.....	53
INTRODUCTION	54
V.1 HISTORIQUE DE PRODUCTION DES PUIITS EN PERCEE :	54
V.1.1 Puits OMO852 :	54
V.1.2 Puits OML21 :	55
V.2 HISTORIQUE DE PRODUCTION DES PUIITS EN FORT DEBIT :	56
V.2.1. Puits OMO86 :	56
V.2.2. Puits OMO751 :	57
V.3. ANALYSE PLT :	58

V.4.EVOLUTION D'INJECTION PAR L'ANALYSE DES GRAPHES LOG GOR DE QUELQUES PUITTS :	62
V.4.1.Graphe Log GOR vs Np pour le puits OML21 :	62
V.4.2.Graphe Log GOR vs Np pour le puits OMO852 :	62
V.4.3.Graphe Log GOR vs Np pour le puits OMP18 :	63
V.4.3.Graphe Log GOR vs Np pour le puits OMP16 :	64
V.5.ETUDE DE DECLIN :	64
V.5.1.Débit de la production en fonction du temps :	65
V.5.2.Résultats de DelineCurveAnalysis de la zone 8 :	66
V.5.3.Prévision de production de quelque puits de la zone 8:	67
CONCLUSION.....	70
CONCLUSION GENERALE.....	71
RECOMMANDATIONS	72

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1: <i>Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.</i>	4
Figure I. 2 : <i>Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.</i>	5
Figure I. 3 : <i>Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud.</i>	6
Figure I. 4 : <i>Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.</i>	7
Figure I. 5 : <i>Zonation du champ de Hassi Messaoud.</i>	8
Figure I. 6 : <i>Localisation de zone 12 sur le champ de Hassi Messaoud.</i>	9
Figure I. 7 : <i>Carte isobathe au toit du R2.</i>	10
Figure I. 8 : <i>Carte de l'Ecorché sous la Discordance hercynienne.</i>	10
Figure I. 9 : <i>Porosité moyenne par drain dans la zone 8.</i>	11
Figure I. 10 : <i>Perméabilité moyenne par drain dans la zone 8.</i>	12
Figure I. 11: <i>Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 8.</i>	13
Figure I. 12 : <i>Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 8.</i>	13

Chapitre II

Figure II. 1 : <i>Schéma de principe du bilan matière.</i>	20
Figure II. 2: <i>Soutirage F vs E_o.</i>	25
Figure II. 3: <i>Soutirage F vs $E_o + mE_g$.</i>	25
Figure II. 4: <i>$FE_o/$ vs We/E_o.</i>	26

Chapitre III

Figure III. 1: <i>La production d'huile mensuelle et le nombre de puits actifs vs le temps pour la zone 8.</i>	29
Figure III. 2 : <i>GOR et le nombre de puits actifs vs le temps pour la zone 8.</i>	29
Figure III. 3 : <i>Gridmap de la pression de la zone 8.</i>	30
Figure III. 4: <i>Evolution de la pression de gisement des puits de la zone 8.</i>	30
Figure III. 5 : <i>La production d'huile mensuelle et l'injection de gaz vs le temps pour la zone 8.</i>	31
Figure III. 6: <i>Carte à bulles de la production cumulée d'huile des puits de la zone 8.</i>	32
Figure III. 7: <i>Carte à bulles de l'injection cumulée de gaz dans la zone 8.</i>	32
Figure III. 8: <i>Carte à bulles de l'IP initiale dans la zone 8.</i>	33
Figure III. 9 : <i>Carte à bulles du dernier GOR de la zone 8.</i>	33
Figure III. 10 : <i>Carte à bulles du dernier W_{cut} de la zone 8.</i>	34

Figure III. 11 : Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.	37
Figure III. 12 : Evolution des indices de drainage dans le temps de la zone 8.	37
Figure III. 13: Courbe du VRR et de la pression moyenne de la zone 8 en fonction du temps.	38
Figure III. 14 : Le taux de récupération en fonction du HCPVi.	38

Chapitre IV

Figure IV. 1: La configuration des patterns attribués à la zone 8.	41
Figure IV. 2: calage de pression du pattern 1.	42
Figure IV. 3: Evolution des indices de drainage dans le temps de pattern 1.	43
Figure IV. 4: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 1 en fonction du temps.	43
Figure IV. 5 : Le taux de récupération de pattern 1 en fonction du HCPVi.	44
Figure IV. 6 : Evolution des indices de drainage dans le temps de patterns 2.	45
Figure IV. 7 : La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 2 en fonction du temps.	45
Figure IV. 8: Le taux de récupération de pattern 2 en fonction du HCPVi.	46
Figure IV. 9: calage de pression du pattern 3.	46
Figure IV. 10: Evolution des indices de drainage dans le temps de pattern 3.	47
Figure IV. 11: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 3 en fonction du temps.	47
Figure IV. 12: Le taux de récupération de pattern 3 en fonction du HCPVi.	48
Figure IV. 13: calage de pression du pattern 4.	48
Figure IV. 14: Evolution des indices de drainage dans le temps de Pattern 4.	49
Figure IV. 15: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 4 en fonction du temps.	49
Figure IV. 16: Le taux de récupération de pattern 4 en fonction du HCPVi.	50
Figure IV. 17: calage de pression du pattern 5.	50
Figure IV. 18: Evolution des indices de drainage dans le temps de pattern 5.	51
Figure IV. 19: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 5 en fonction du temps.	51
Figure IV. 20: Le taux de récupération de pattern 5 en fonction du HCPVi.	52

Chapitre V

Figure V. 1 : Les Graphes pression de gisement PG , débit d'huile Q_o ,GOR ;pression tête P_t ,pression pipe $P_p(OMO852)$	55
Figure V. 2: Les Graphes pression de gisement PG , débit d'huile Q_o ,GOR ;pression tête P_t ,pression pipe $P_p(OML21)$	56
Figure V. 3 : Les Graphes pression de gisement PG , débit d'huile Q_o ,GOR ;pression tête P_t ,pression pipe $P_p(OML86)$	57
Figure V. 4 : Les Graphes pression de gisement PG , débit d'huile Q_o ,GOR ;pression tête P_t ,pression pipe $P_p(OML86)$	58
Figure V. 5 : Résultat de PLT du puits OML11.	59
Figure V. 6: Résultat de PLT du puits OMO763.	60
Figure V. 7 : Résultat de PLT du puits OMO862.	61
Figure V. 8 : Log GOR vs N_p pour le puits OML21.	62
Figure V. 9 : Log GOR vs N_p pour le puits OMO852.	62
Figure V. 10 : Log GOR vs N_p pour le puits OMP18.	63
Figure V. 11 : Log GOR vs N_p pour le puits OMP16.	64
Figure V. 12 : Declinecurveanalysis de la zone 8.	66
Figure V. 13 : Declinecurveanalysis de puits OMO862.	67
Figure V. 14 : Declinecurveanalysis de puits OMPZ173.	67
Figure V. 15 : Declinecurveanalysis de puits OMP17.	68
Figure V. 16 : Declinecurveanalysis de puits OMP16.	68
Figure V. 17 : Declinecurveanalysis de puits OMP141.	69
Figure V. 18 : Declinecurveanalysis de puits OMOZ84B.	69

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I. 1 : Démarrage de l'injection dans le champ de Hassi Messoud.	8
Tableau I. 2 : Performance de différents régimes de drainage.	17

Chapitre III

Tableau III. 1: Evolution des paramètres PVT en fonction de la pression.	35
-------------------------------------------------------------------------------	----

Chapitre IV

Tableau IV. 1: Répartition des puits par pattern.	42
Tableau IV. 2 : calage de pression du pattern 2.	44
Tableau IV. 3 : Récapitulatif des taux de récupération et des HCPVi des patterns d'injection.	53

Chapitre V

Tableau V. 1: Sommaire de production.	60
--------------------------------------------	----

Nomenclature

Bg	Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm^3/STm^3 .
Bo	Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm^3/STm^3 .
Boi	Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm^3/STm^3 .
Bw	Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm^3/STm^3 .
Cf	Compressibilité isotherme de la formation, cm^2/kgf .
Cf	Compressibilité isotherme de la formation, cm^2/kgf .
Ea	Efficacité surfacique du balayage, fraction.
Ed	Efficacité de déplacement, fraction.
Et	Efficacité globale du balayage, fraction.
Ev	Efficacité verticale du balayage, fraction.
F	soutirage des fluides dans les conditions de réservoir, Rm^3 .
g	accélération de la pesanteur, m/s^2 .
Ginj	Injection de gaz cumulée en, STm^3 .
Ginj	Injection de gaz cumulée en, STm^3 .
GOR	Gas-oil Ratio, m^3/m^3 .
Gp	Production de gaz cumulée en, STm^3 .
H	Hauteur de la colonne hydrostatique, mètre.
HCPVi	<i>Hydrocarbon Pore Volume Injection</i> , fraction.
ht	Hauteur totale du réservoir, mètre.
hu	Hauteur utile du réservoir, mètre.
k	perméabilité de la formation, md.
kro	Perméabilité relative à l'huile, fraction.
krw	Perméabilité relative à l'eau, fraction.
m	Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.
M	Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction.
N	Volume d'huile initiale en place, STm^3 .
Np	Production d'huile cumulée, STm^3 .
Pinj	Pression d'injection au fond du puits, kgf/cm^2 .
Pwh	Pression d'injection en surface, kgf/cm^2 .
Qginj	Débit d'injection d'eau, m^3/h .
Qo	Débit de production d'huile, STm^3/h .
Qw	Débit de production de gaz, STm^3/h .
re	rayon du drainage, mètre.
RF	Taux de récupération (<i>Recovery Factor</i>), fraction.
Rp	GOR de production, m^3/m^3 .
Rs	GOR de dissolution, m^3/m^3 .
Rsi	GOR de dissolution dans les conditions initiales, m^3/m^3 .
rw	rayon du puits, mètre.
S	skin factor.
So	Saturation en huile, fraction.
Sor	Saturation résiduelle en huile, fraction.
Sw	Saturation en eau, fraction.
SwaBT	Saturation en eau après la percée (derrière le front), fraction.
Swi	Saturation interstitielle de l'eau, fraction.
VR	volume de roche imprégnée.

VRR	Taux de remplacement du vide (<i>Voidage Replacement Ratio</i>), fraction.
We	Entrées d'eau cumulées, STm3.
Winj	Injection d'eau cumulée en, STm3.
Wp	Production d'eau cumulée en, STm3.
μ_g	Viscosité de gaz, cp.
μ_o	Viscosité de l'huile, cp.
ρ_w	Masse volumique de l'eau, kg/m3.
Φ	Porosité, fraction.

INTRODUCTION

GENERACE

INTRODUCTION GENERALE

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

Le projet d'injection de gaz mis en œuvre dans la zone 8 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. Le présent travail est structuré en cinq chapitres suivi d'une conclusion générale et des recommandations.

La situation du champ de HMD et l'étude géologique de la zone d'étude (zone 8) sont représentés dans le premier chapitre.

Dans le deuxième chapitre on a défini les mécanismes de drainage et les différentes méthodes d'estimation des réserves en place.

Le troisième, le quatrième et le cinquième chapitre traitent l'estimation des réserves récupérables par la méthode bilan matière en se basant sur les données de production par l'utilisation du logiciel de simulation MBAL.

Les objectifs du travail :

- Evaluer l'efficacité de l'injection de gaz mise en œuvre dans la zone 8.
- Appliquer les techniques de surveillance et de monitoring dans le but de diagnostiquer les problèmes qui peuvent être à l'origine de l'efficacité limitée de l'injection et ceci à

différentes échelles (la zone, les cellules d'injection et les puits, producteurs et injecteurs).

- Orienter les actions à entreprendre pour remédier à ces problèmes en fixant les priorités et en se focalisant sur celles qui peuvent rapporter le plus en termes de récupération.

CHAPITRE I

PRESENTATION DU

CHAMP DE HASSI

MESSAOUD

CHAPITRE I :

PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

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 prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, 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 qui avoisine les 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.

I.1 HISTORIQUE DU CHAMP:

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au Sud la SN.REPAL.

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

I. 2 SITUATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOU D :

I.2.1 Situation géographique :

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

- Au Nord par la latitude 32°15 N.
- Au Sud par la latitude 31°30 N.
- A l'Ouest par la longitude 5°40 N.
- A l'Est par la longitude 6°35 N.

Et en coordonnées Lambert :

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord.



Figure I. 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.2.2 Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique Nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province pétro-gazière.

Ses délimitations sont les suivantes :

- 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.

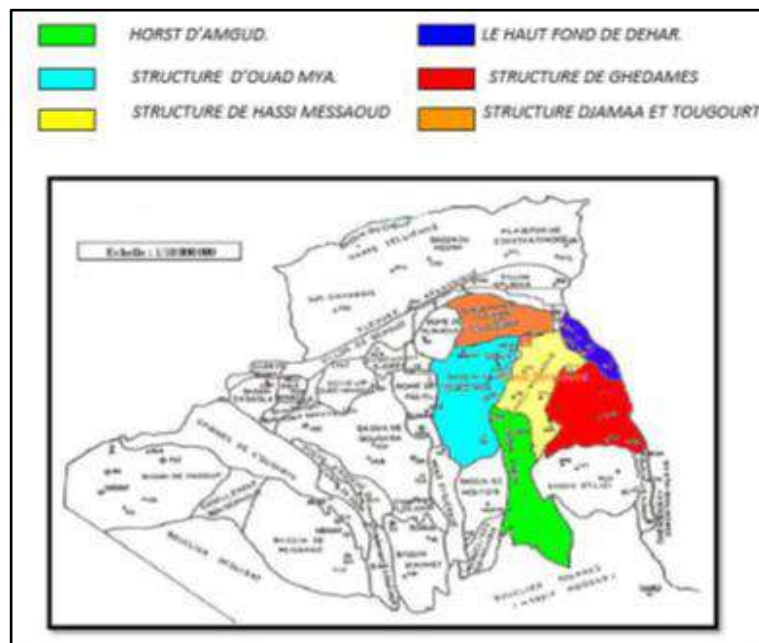


Figure I. 2 : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.

I.3 STRUCTURE DU CHAMP :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord-Est/ Sud-Ouest.

L'image structurale du champ de Hassi Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout

l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grés cambro-ordoviciens.

La topographie Hassi Messaoud soumise à l'érosion pendant une très longue période qui a fait disparaître les unités supérieures du réservoir dans les parties les plus hautes au centre du gisement et qui a largement entaillé les réservoirs par le creusement de vallées profondes et étroites à la faveur des failles majeures. Ces zones topographiquement basses sont remplies par des roches volcaniques. Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles très complexes dont les directions sont Nord-Est Sud-Ouest pour les failles régionales (échelle du champ) et Est-Ouest et Nord-Ouest Sud-Est pour les failles d'échelle moins importante.

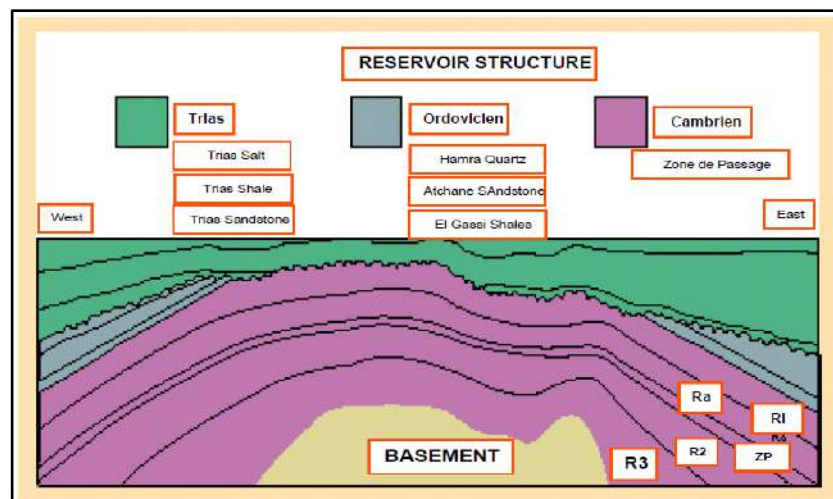


Figure I. 3 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud.

I.4 DESCRIPTION DU RESERVOIR :

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

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

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

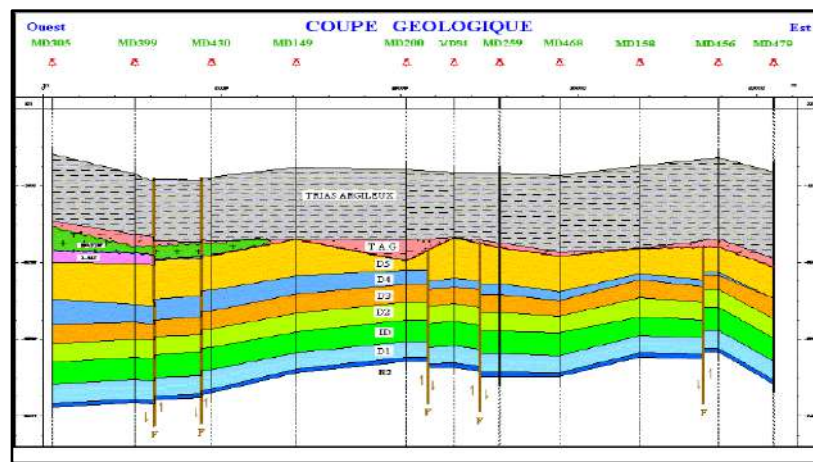


Figure I. 4 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.

I.5 ZONATION ET NUMEROTATION DES PUIITS :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines. Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. 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.
- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : OMO38, ONM14, OMPZ12.

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

M: superficie de la zone à huile: 1600 km².

O: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km²,

3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509.

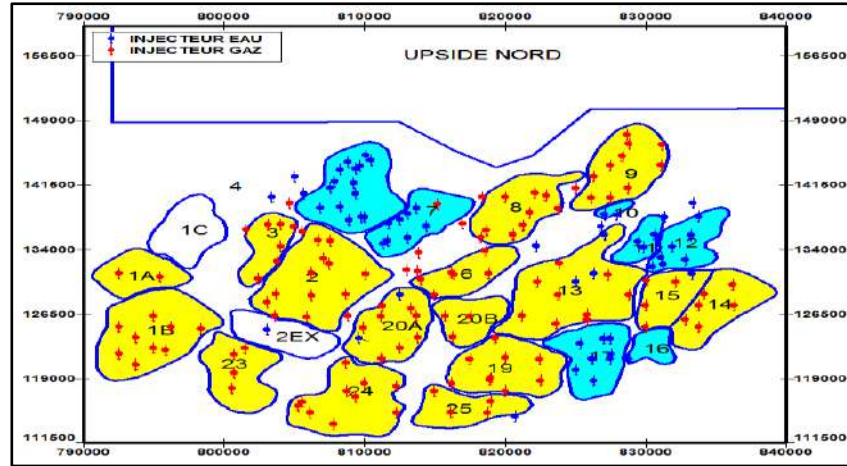


Figure I. 5 : Zonation du champ de Hassi Messaoud.

Tableau I.1 : Démarrage de l'injection dans le champ de Hassi Messaoud.

N°	Zone	Gaz	Zone	Eau
1	13S	1964	17	1968
2	9	1964	13N	1972
3	2N	1971	4	1978
4	19	1972	12	1989
5	2S	1973	16	1990
6	6	1976	11	1992
7	25	1976	7	1993
8	20A	1977	10	2006
9	20B	1977	HZS	2009
10	14	1979	HZN	2010
11	1B	1987	20A	2012
12	15	1987		
13	1A	1988		
14	23	1992		
15	24	1992		
16	8	1993		
17	3	1995		
18	HZN	2007		
19	7	2012		

I.6 PRESENTATION DE LA ZONE 8 DU CHAMP DE HMD :

I.6.1 Localisation :

La zone 8 est située au Nord-Est du champ de Hassi –Messaoud.

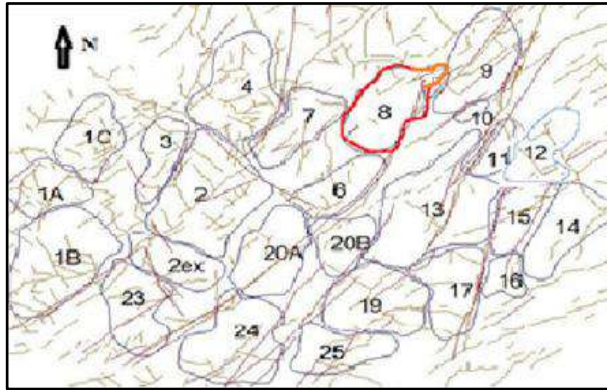


Figure I. 6 : Localisation de zone 12 sur le champ de Hassi Messaoud.

I.6.2 Structure :

La structure est agrégée de cartes d'épaisseur de drain. Les surfaces pour l'identification par le dessus de R2 sont érodés et ne reflètent pas complètement la structure vraie du secteur. Le dessus du R250 est la seule apparence d'horizon non érodé de la structure. Une structure anticlinale de nord-ouest-sud-est asymétrique comporte le centre de la zone 8 qui est liée par des défauts de tous les côtés. Excepté le défaut du nord-ouest, le sens du mouvement de défaut est généralement vers le haut vers le bloc central de défaut. La partie la plus structurellement élevée de la zone 8 est la région à côté du défaut oriental.

Cependant, ce secteur était structurellement haut pendant la période de discordance ayant pour résultat émotionnelle vers le bas-découpage qui peut être vu sur l'épaisseur brute. L'épaisseur brute de réservoir pour toute s'écoule. L'érosion hercynienne est prononcée le long du défaut oriental où la canalisation a été développée et le Ra est fortement incisé. La carte de l'isobathe D1 est importante parce que la perméabilité tend à augmenter dans le R2 fondamental dans les secteurs où le R2 est mince.

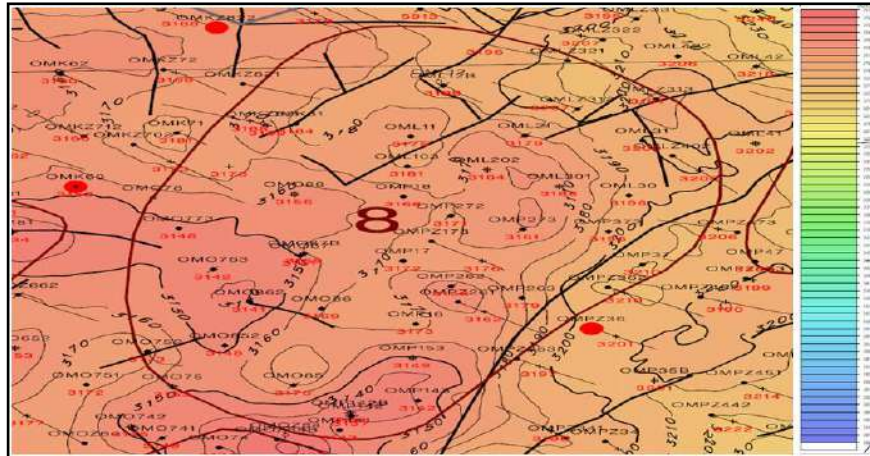


Figure I. 7 : Carte isobathe au toit du R2.

I.6.3 Stratigraphie :

La zone 8 est fortement érodée avec seulement une section stratigraphique partielle. L'identification existe dans les parties méridionales de modèle.

- **D1** est touché par la surface de discordance plus. La région et est complètement enlevé dans quelques secteurs.
- **ZPG** est la plupart du temps intact mais est également enlevé par érosion local.
- **R2** la plupart du temps est intact par érosion excepté dans le bloc de défaut de nord-ouest.



Figure I. 8 : Carte de l'Ecorché sous la Discordance hercynienne.

I.6.4 Porosité :

Porosité de réservoir est volume moyens ($\phi * H$). Un grand corps de porosité élevée se prolonge à travers le bloc central au niveau D1. La porosité de Zpg et R2 est divisés en trois tendances linéaires étroites avec azimuth approximatif de N25. Le volume de réservoir est intéresser au niveau D1 qui montre les effets combinés de tous les variabilité de porosité et érosion. Le plus grand réservoir est trouvé dans le R2 suivi du D1 puits.

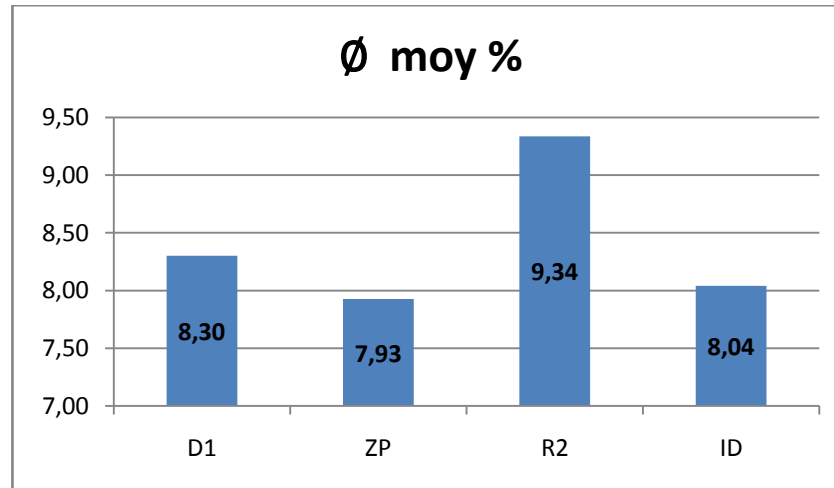


Figure I. 9 : Porosité moyenne par drain dans la zone 8.

I.6.5 Perméabilité :

Perméabilité À Matrice

La porosité et la perméabilité ont été modelées indépendamment ; cependant, les similitudes dans la distribution petrophysical est espace libre. Un grand noyau de perméabilité se prolonge à travers le défaut central de bloc dans D1 exceptent où il est coupé par érosion. Trois canaux étroits de la perméabilité élevée développent ZPG et R2 avec un azimuth approximativement de N25 o. La perméabilité est particulièrement

bonne développée dans R2 et dans les régions où le Ra est fortement érodé ou absent. La perméabilité dans R2 est généralement faible mais est mieux développé à l'oriental censurer et dans le secteur du modèle oriental où le Ra est mince ou érodé. K^*H est fortement développé dans le D1 à moins qu'ou le volume brut est incisé par érosion. Inversement, K^*H se développe dans le R2 et dans les régions de D1 K^*H sont réduits au minimum. Comme décrit ci-dessus, la perméabilité est reconnu pour être développé généralement mieux dans le R2 où

le Ra est en raison enlever des aspects hydrogéochimiques de diagenèse d'argile. Essentiellement, pendant la kaolinite hercynienne et authigène était diagenically converti en illite dans les parties profondément enterrées du R2 où il y a de l'eau salée. Cependant, le secteur près de la surface au temps hercynien ont été exposés à l'eau douce probablement c'est l'acide qui a empêché la kaolinite diagenèse préservant les caractéristiques de perméabilité de ce drain.

Perméabilité À Rupture

Une analyse de perméabilité à rupture a été faite basé sur le puits horizontal analyses de notation de langage figuré et analyses linéaires de perméabilité à matrice. Seulement trois puits horizontaux dans le secteur d'étude ont eu des notations de langage figuré avec analyses de rupture (OMOZ84b, OMOZ632, et OMOZ642). Rompre les modèles pour OMOZ84b, et OMOZ632 sont peu communs en tant que la direction primaire d'azimut est E-w. Il est possible que la rupture dans la fin du sud extrême du secteur modèle est orientée dans une direction d'E-w. Le modèle de rupture pour OMOZ642 est un plus classique (NS et Ne-commutateur) direction bidirectionnelle à laquelle l'orientation globale de rupture de la majorité de la zone est plus conformé.

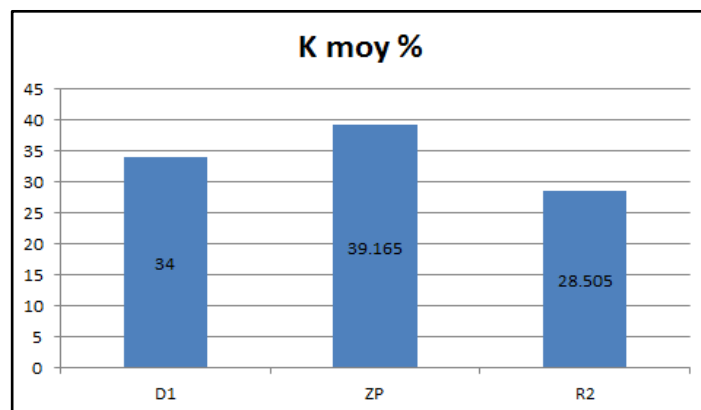


Figure I. 10 : *Perméabilité moyenne par drain dans la zone 8.*

I.6.6 Epaisseur utile :

La hauteur utile moyenne renfermant un potentiel exploitable de l'huile dans chaque drain est représentée dans la figure ci-dessous.

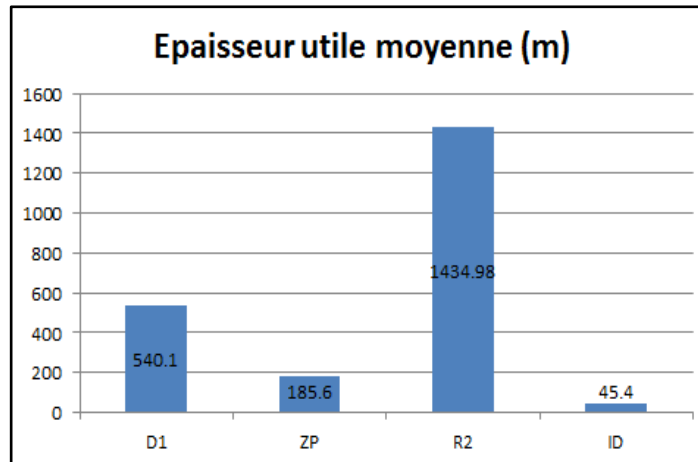


Figure I. 11: Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 8.

I.6.7 Saturation en eau :

La figure ci-dessous montre que la saturation initiale moyenne en eau est globalement faible.

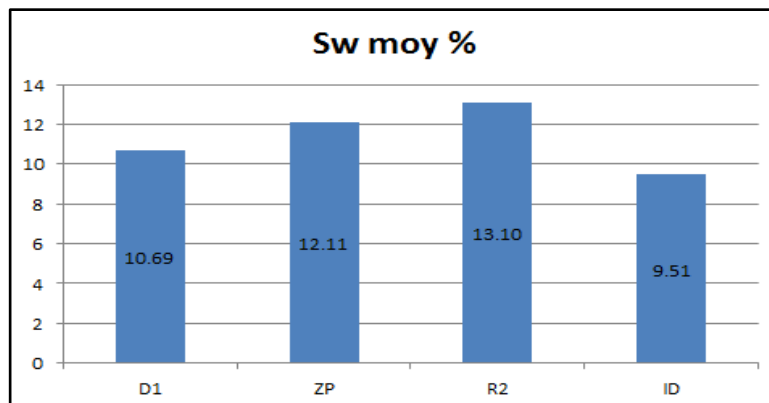


Figure I. 12 : Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 8.

I.6.8 Caractéristiques d'huile de gisement :

La pression de saturation moyenne (pression de bulle) dans la zone 8 est de 190 kg/cm². A cette pression, l'huile a les caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.867 \text{ m}^3/\text{stm}^3$.
- Rapport gaz/huile de dissolution : $R_s = 257.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Viscosité de l'huile : $\mu_o = 0.239$.
- Densité en condition de stockage : 0.8 g/cm^3 (45° API).

CHAPITRE II

MECANISMES DE DRAINAGE ET EQUATION DE BILAN MATIERE

CHAPITRE II: MECANISMES DE DRAINAGE ET EQUATION DE BILAN MATIERE

INTRODUCTION

Tout réservoir est composé d'une combinaison unique de forme géométrique, propriétés géologiques des roches, caractéristiques des fluides et mécanismes primaires de drainage. Quoique deux réservoirs ne puissent pas être identiques sur tous les aspects, ils peuvent être regroupés suivant le régime de drainage par lequel ils produisent.

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

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

L'objectif principal de ce chapitre est de définir:

- Les mécanismes primaires de récupération et leurs effets sur la performance du réservoir.
- Les différentes méthodes d'estimation des réserves en place.

II.1 MECANISMES DE RECUPERATION PRIMAIRE :

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

- ✓ Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- ✓ Expansion monophasique d'huile et de gaz dissout.
- ✓ Expansion du chapeau de gaz (gas-cap drive).
- ✓ Expansion de l'aquifère (water-drive).
- ✓ Drainage par gravitation.

II.1.1. Expansion de la roche et d'eau interstitielle :

Lorsque l'huile existe initialement à une pression $P_i > P_b$, le réservoir est sous saturé. L'huile, l'eau interstitielle et la roche sont les seules matières existantes. Une fois la pression diminue, les fluides et la roche s'étendent par effet de leurs compressibilités. L'expansion des grains de la roche et l'effet de compaction permettent de réduire

l'espace poreux d'où la réduction de la porosité, par conséquent, les fluides sont passés hors des pores vers les abords des puits. Ce mécanisme est caractérisé par un GOR constant et possède le plus faible taux de récupération.

II.1.2. Expansion du gaz dissous :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle due au soutirage, sous l'effet de cette chute pression le gaz dissous dans l'huile se dégage.

Par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement de l'huile, d'où l'augmentation du GOR de production.

II.1.3. Expansion du chapeau de gaz :

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

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

II.1.4. Expansion de l'aquifère :

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

- D'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile (dix fois plus large ou plus), dans ce cas la chute de pression est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface.

II.1.5. Drainage par gravité :

Il est dû à la différence des densités des fluides coexistant dans le gisement sous l'effet des forces gravitationnelles. Ces dernières maintiennent les fluides en équilibre de phase, ce qui permet de définir les contacts WOC, GOC. La ségrégation gravitationnelle des fluides en place contribue considérablement à la récupération de l'huile du réservoir.

II.1.6 Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage :

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

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

II.1.7 Performance des mécanismes de drainage :

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

Tableau I. 2: Performance de différents régimes de drainage.

Mécanisme de Drainage	Origine de l'énergie	Performance du réservoir	Taux de Récupération
Expansion de la roche et du liquide	Compressibilité de la roche et de l'eau interstitielle		(5 ÷ 10) %
Solution gaz drive	Compressibilité du gaz dissous dans l'huile		(5 ÷ 30) %
Gaz cap drive	Aquifère actif		(20 ÷ 40) %
Water drive	Aquifère actif		(30 ÷ 60) %
Drainage par gravitation	Différence de densité des fluides en place		Varie avec le degré de déplétion

II.2. METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES EN PLACE :

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

II.2.1 La méthode volumétrique :**Principe :**

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

La sismique: elle fournit la géométrie externe du réservoir sous la forme de carte.isobathes, ce qui permet de calculer le volume de la roche imprégné.

Le forage: qui permettent d'atteindre le réservoir et évaluer les caractéristiques moyennes soit à partir des diagraphies qui sont enregistrées, soit à partir des mesures réalisées au laboratoire sur carottes. La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$V_{(cs)} = V_R \cdot \frac{h_U}{h_T} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \frac{1}{B_0} \quad (\text{II.1})$$

$V_{(cs)}$:Volume de fluide dans les conditions de surface.

V_R :Volume de roche imprégnée.

h_U et h_T :la hauteur utile et hauteur totale respectivement.

ϕ : Porosité.

S_{wi} :Saturation en eau initiale.

B_0 :Facteur volumétrique de fond.

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

II.2.2 La méthode dynamique (Bilan Matière) :

Elle s'intéresse seulement aux déplacements des fluides donc où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

La forme générale de l'équation de bilan matière a été présentée par Schilthuis en 1941. Dans cette équation, les retraits cumulatifs des fluides du réservoir sont assimilés à l'effet combiné de l'expansion des fluides, la compaction du volume des pores, et les influx d'eau.

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

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

II.2.2.1 Hypothèses de l'équation de bilan matière :

Les suppositions mises 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.

II.2.2.2 Principe :

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant, et s'accumulant dans le réservoir. Le concept de l'équation d'équilibre de matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Sous sa forme plus simple, l'équation peut-être écrite sur la base volumétrique comme:

Volume initial = volume restant + 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 :

$$m = \frac{\text{Volume initial du gaz cap}}{\text{Volume d'huile initialement en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (II.2)$$

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

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

$$\text{Ou par : } PV = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad (II.3)$$

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur le schéma (II.2), des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir.

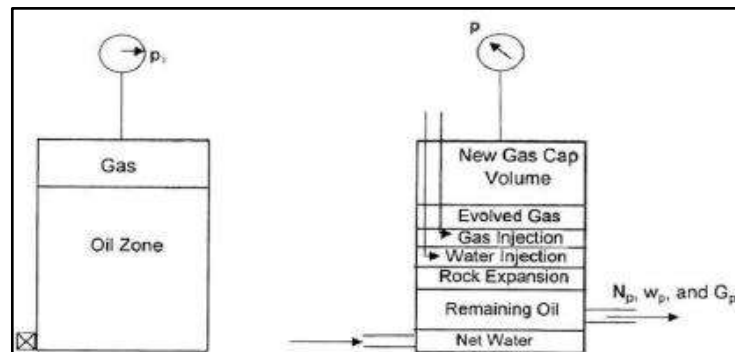


Figure II. 1 : Schéma de principe du bilan matière.

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

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = NB_{oi} \quad (\text{II.4})$$

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

$$\text{Volume du chapeau de gaz} = GB_{gi} = mNB_{oi} \quad (\text{II.5})$$

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

$$\text{Volume d'huile restant} = (N - N_p) \quad (\text{II.6})$$

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 :

$$\text{Volume du chapeau de gaz à P} = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (\text{II.7})$$

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 :

[Volume de gaz libéré] = [Volume de gaz initialement en solution] - [Volume de gaz produit] - [Volume de gaz reste en solution]

$$[\text{Volume de gaz libéré}] = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p) R_s] B_g \quad (\text{II.8})$$

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

$$\text{Volume des entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w \quad (\text{II.9})$$

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:

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = [(PV) S_{wi}] C_w \Delta P \quad (\text{II.11})$$

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

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = \frac{NB(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P \quad (\text{II.12})$$

g) Changement en volume dû à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle

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

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \text{ d'où } \Delta V = V \cdot C \cdot \Delta P \quad (\text{II.10})$$

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

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = NB(1+m) \frac{NB(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P \quad (\text{II.13})$$

Combinant les deux équations (2.11) et (2.12) on obtient :

$$\text{Changement total en volume poreux} = NB_{gi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (\text{II.14})$$

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

$$\text{Volume de l'injection} = G_{inj} B_{gi} + W_{inj} B_w \quad (\text{II.15})$$

La MBE peut être écrite sous une forme généralisée comme suit :

$$(a)+(b)=(c)+(d)+(e)+(f)+(g)+(h) \quad (\text{II.16})$$

Remplaçant (a),(b),..., (h) par leurs équations citées auparavant dans l'équation (2.16), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g(R_s - R_{si}) + mB_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1+m) \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right) B_o \Delta P \right] + N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] = W_p - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g \quad (\text{II.17})$$

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

II.2.2.3 Calcul de la pression moyenne :

Parmi les conditions nécessaires à l'application de l'équation de bilan matière est de définir une tendance de pression moyenne pour l'ensemble du réservoir. La moyenne des pressions de réservoir déterminées au niveau des puits peut être utilisée. Ces pressions sont pondérées par rapport aux volumes drainés par chaque puits.

$$\bar{P}_r = \frac{\sum_i (P V)_i}{\sum_i V_i} \tag{II.18}$$

Dans la pratique les volumes de drainage V_i sont difficiles à déterminer, par conséquent il est commun d'employer le débit d'huile pour différents puits (q).

La dérivée de l'équation de la compressibilité par rapport au temps donne :

$$\frac{\partial V}{\partial t} = \frac{1}{cV} (q) \tag{II.19}$$

Avec : $q = \frac{\partial V}{\partial t}$

L'expression (II.19) suggère que pour une compressibilité constante dans le temps :

$$V \propto q / (\partial P / \partial t)$$

Vu que les débits sont mesurés périodiquement durant toute la vie du champ, la pression de réservoir moyenne peut être exprimée comme suit :

$$\bar{P}_r = \frac{\sum_i [(p q)_i / (\partial p / \partial t)_i]}{\sum_i [q_i / (\partial p / \partial t)_i]} \tag{II.20}$$

Puisque la MBE est habituellement appliquée à des intervalles réguliers (ex : mensuel

c.à.d.

$\Delta t = \text{mois}$) durant toute la vie du champ, la pression moyenne du réservoir peut être exprimée en termes de changement net par accroissement dans le soutirage souterrain

$\Delta(F)$, comme suit:

$$\bar{P}_r = \frac{\sum_i [\bar{p}_i \Delta(F)_i / \Delta \bar{p}_i]}{\sum_i [\Delta(F)_i / \Delta \bar{p}_i]} \quad (\text{II.21})$$

Avec le soutirage $\Delta(F)$ sur une période Δt donné par la formule suivante :

$$\Delta(F) = \int_t^{t+\Delta t} [Q_o B_o + Q_w B_w + (R_p - R_s) Q_o B_g] \quad (\text{II.22})$$

II.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.

Soient :

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + (W_p - W_{inj}) B_w - G_{inj} B_g \quad (\text{II.23})$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) \quad (\text{II.24})$$

$$E_{f,w} = B_{oi} (1 + m) \left[\frac{C_w S_{inj} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad (\text{II.25})$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (\text{II.26})$$

$$W_e = C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_p) \quad (\text{II.27})$$

L'équation de bilan matière peut s'écrire :

$$F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e \quad (II.28)$$

Pour les réservoirs saturés, on peut négliger l'expansion de la roche et d'eau ($E_{f,w} = 0$), L'équation (II.28) devient :

$$F = N[E_o + mE_g] + W_e \quad (II.29)$$

La forme ci-dessus de l'équation est une forme réduite de l'équation de bilan matière, où les trois mécanismes de la production : de l'expansion d'huile, de l'expansion de gaz, et de water drive son incluse. L'absence d'un ou deux des mécanismes ci-dessus exige la suppression des limites appropriées de l'équation.

1^{ier} cas

- Ni aquifère actif.
- Ni chapeau de gaz.

L'équation (II.29) devient

$$F = NE_o \quad (II.30)$$

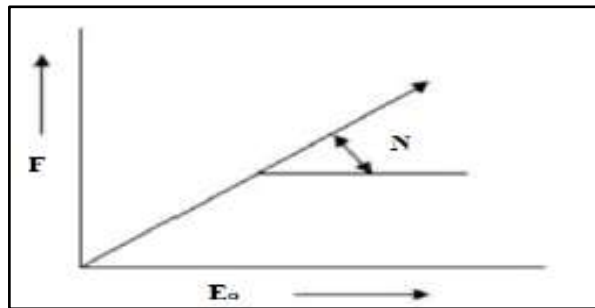


Figure II. 2: Soutirage F

La courbe F vs E_o est une ligne droite passant par l'origine et N sa pente.

2^{ieme} cas

Avec chapeau de gaz

L'équation (II.29) devient :

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (II.31)$$

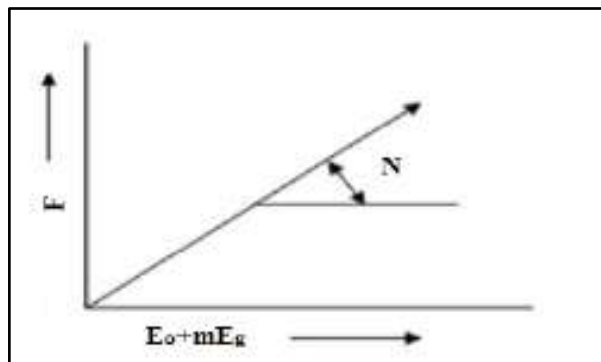


Figure II. 3: Soutirage F vs E_o + mE_g.

La courbe de F vs (E_o + [mE] _g) est une droite

passante par l'origine et N représente sa pente.

3^{ème} cas

- Pas d'aquifère.
- N et m inconnues.

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

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (II.32)$$

On donne des valeurs pour m puis on trace :

F vs (E_o + mE_g)

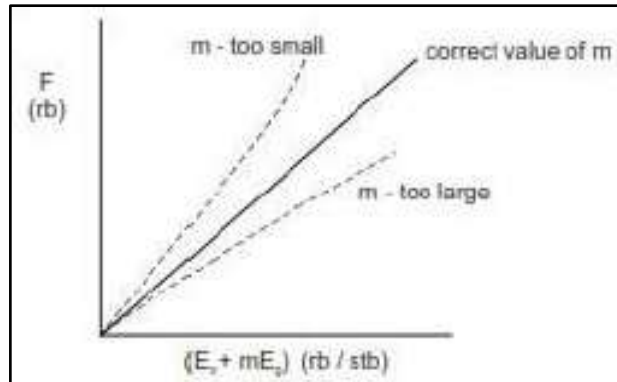


Figure II.4: Soutirage *F vs (E_o + mE_g) & N et m inconnues.*

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

4^{ème} cas

- Avec aquifère
- Pas de chapeau de gaz

L'équation (II.29) dévient

$$F E_o = N + W_e E_o \quad (II.33)$$

Dans le cas où le réservoir est surmonté par un chapeau de gaz, l'équation (II.29) devient

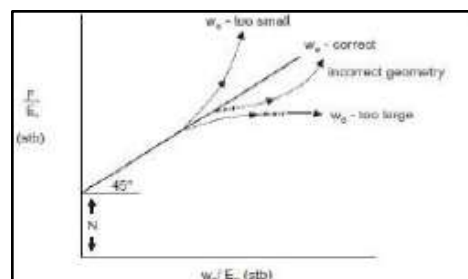


Figure II. 4: *F E_o / vs W_e / E_o.*

$$FEo+mEg=N+WeEo+mEg \quad (\text{II.34})$$

Supposant que les réserves N et le rapport m sont connues l'interprétation est similaire à celle montrée dans la figure (II.5).

CHAPITRE III

ETUDE GLOBALE DES PERFORMANCES DE LA ZONE 8

CHAPITRE III : ETUDE GLOBALE DES PERFORMANCES DE LA

ZONE 8

INTRODUCTION

L'historique de développement et de production de la zone 8 peut être divisé en quatre périodes principales :

Le développement de la zone 8 a commencé par le forage du puits OMO75 en juillet 1958. Trois autres puits (OMP17, OML31 et OMP37) sont forés par la suite.

La pression de gisement, dont la valeur initiale est de 500 kgf/cm², a chuté en moyenne de 119 kgf/cm².

III.1. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DE PRODUCTION DE LA ZONE :

III.1.1. Historique de production d'huile :

La production d'huile dans la zone 8 a commencé en 1959 avec un taux de production de 2.1 millions de m³/année, avec le déclin de pression entre 1977 et 1987 la production a diminué à 0.7 million m³/année.

Le taux de production était stable avec une légère augmentation, probablement en réponse à l'injection continue de gaz commencé en 1980 par des injecteurs supplémentaires en 1992, 1994, 2000, et 2001, de gaz et addition récente de 11 puits horizontaux.

Actuellement il y a 25 puits producteurs d'huile dans la zone.

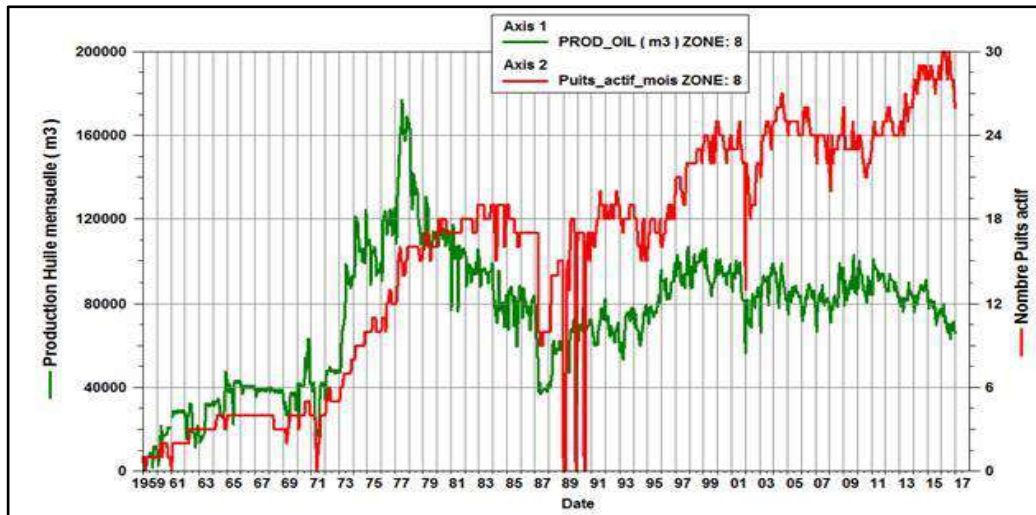


Figure III. 1: La production d'huile mensuelle et le nombre de puits actifs vs le temps pour la zone 8.

III.1.2. Historique de production du gaz avec le nombre de puits actifs :

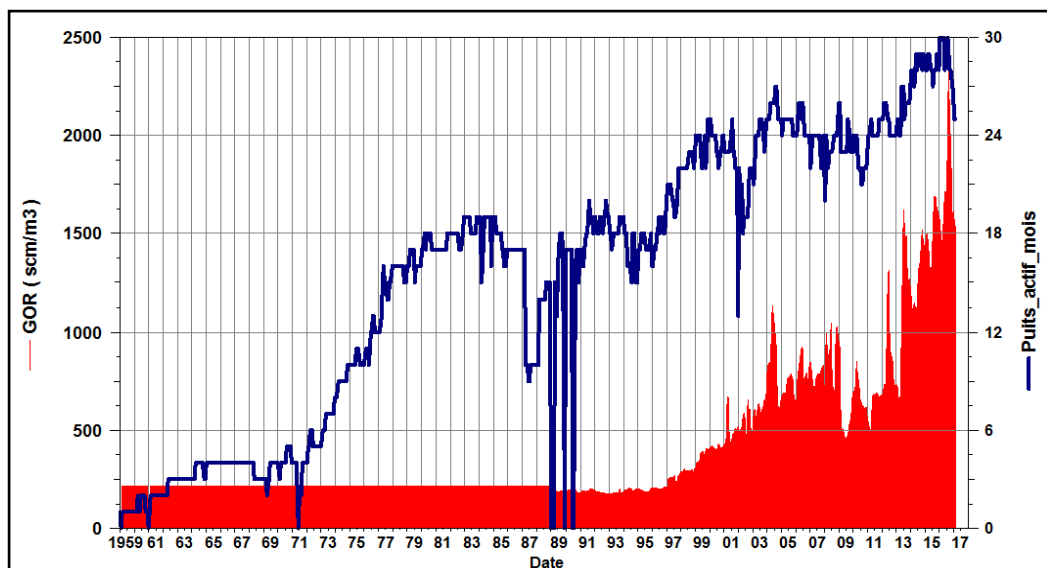


Figure III. 2 : GOR et le nombre de puits actifs vs le temps pour la zone 8.

Avant la pression de bulle le GOR initial de la zone était de 240 scm/m³ (pas de libération de gaz). Après 1992 (forage du premier puits injecteur) le GOR a augmenté.

Le nombre des puits producteurs augmente à chaque fois , mais le GOR reste élevée ce qui nécessite l'arrêt de forage dans cette zone et faire chercher d'autres solutions pour augmenter la production.

La courbe de la pression moyenne confirme l'existence de l'évolution de pression de réservoir des puits appartenant à la zone 8. Ceci nous permet de dire que la pression moyenne ainsi calculée peut être utilisée dans l'équation de bilan matière sans que l'erreur inhérente à cette hypothèse ne soit excessive.

III.1.5. Historique d'injection de gaz :

L'injection de gaz a commencé en 1992 par injecteurs supplémentaires en 1992, 1994, 2000, et 2001.

Après l'injection de gaz le taux de production a grimpé jusqu'à sa valeur courante de 1.6 million m³ /année. Les puits suivants sont des injecteurs de gaz dans la zone 8, OML202, OML301 (converti en puits injecteur en 2001), OMO73, OMO75, OMO88, OMP153 (converti en puits injecteur en 2000). La zone d'étude a produit presque 50 Millions de m³ d'huile et produit actuellement 1.7 million de m³ d'huile par année.

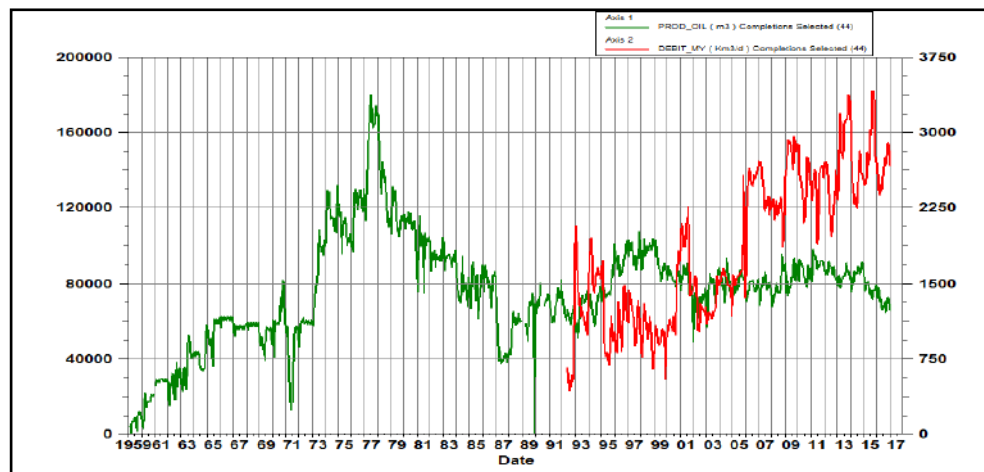


Figure III. 5 : La production d'huile mensuelle et l'injection de gaz vs le temps pour la zone 8.

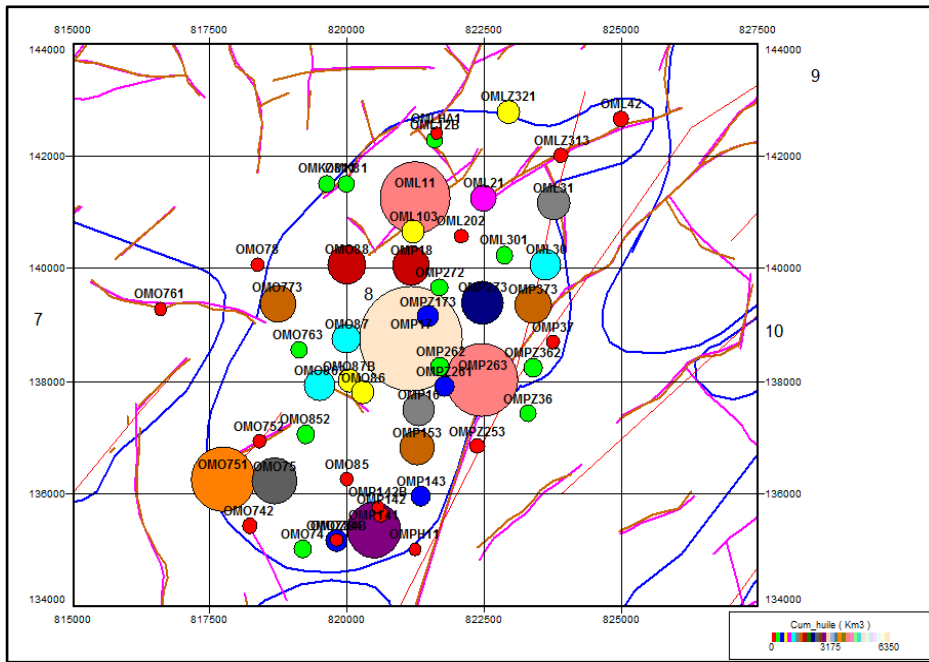


Figure III. 6: Carte à bulles de la production cumulée d'huile des puits de la zone 8.

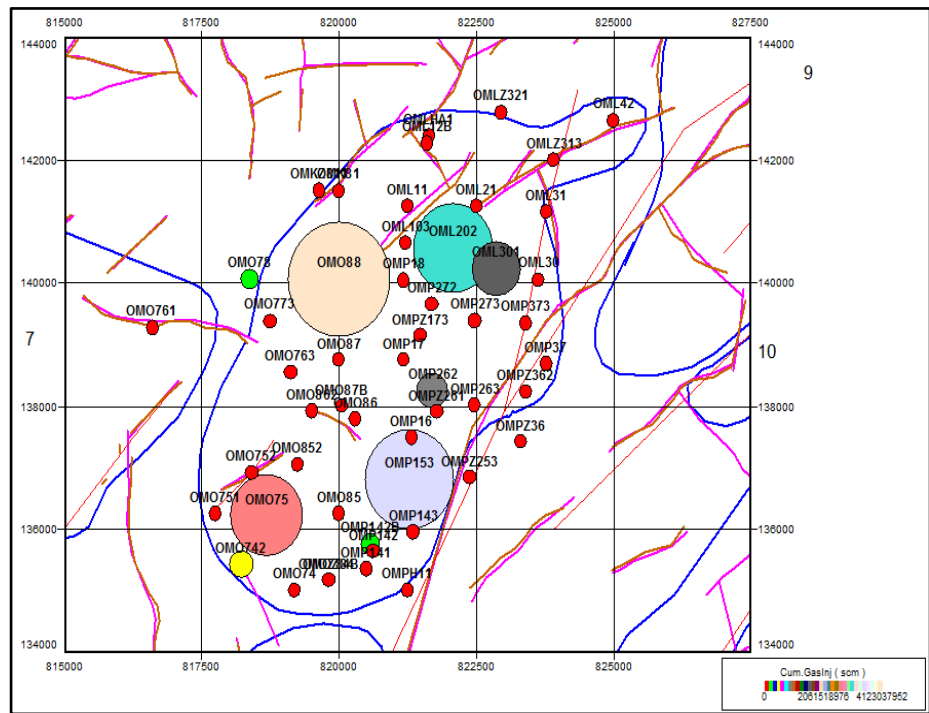


Figure III. 7: Carte à bulles de l'injection cumulée de gaz dans la zone 8.

\emptyset : 8.4%

S_{wi} : 11.35%

B_o : 1.867

$$AN : V_{(cs)} = 0.0398 \cdot \frac{201.99}{252.48} \cdot 0.084 \cdot (1 - 0.1135) \cdot \frac{1}{1.867} \quad (III.2)$$

$$V_{(cs)} = 202\,000\,000 \text{ stm}^3$$

III.4.ESTIMATION DES VOLUMES EN PLACES PAR BILAN DE MATIERE

III.4.1 Données PVT :

Les paramètres B_o , B_g , R_s , μ_o , μ_g 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 (120° C).

Tableau III. 1: Evolution des paramètres PVT en fonction de la pression.

Température	Pression	Pression de bulle	Rs Corrigé	Bo Corrigé	Viscosité	Bg
	Kg/Cm2		v/v	v/v	Cp	m3/m3
118	562.400	175.2	257.20	1.830	0.264	
118	492.100	175.2	257.20	1.855	0.247	
118	459.800	175.2	257.20	1.867	0.239	
118	422.000	175.2	257.20	1.886	0.23	
118	351.160	175.2	257.20	1.923	0.213	
118	281.200	175.2	257.20	1.968	0.196	
118	210.900	175.2	257.20	2.026	0.178	
118	196.900	175.2	257.20	2.040	0.173	
118	189.800	175.2	257.20	2.047	0.169	
118	182.700	175.2	257.20	2.053		
118	175.200	175.2	257.20	2.061	0.19	
118	147.600	175.2	202.49	1.850	0.22	0.008
118	119.500	175.2	161.57	1.709	0.257	0.01
118	91.400	175.2	125.48	1.596	0.304	0.013
118	63.300	175.2	92.5	1.481	0.437	0.019
118	35.200	175.2	59.2	1.364	0.743	0.036

A partir de ce tableau, le logiciel 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 Glaso pour R_s et B_o et la corrélation de Beal et al pour la viscosité de l'huile.

III.4.2 Données pétro physiques :

- Porosité moyenne du réservoir : $\Phi_{moy} = 8,4\%$.
- Saturation en eau interstitielle : $S_{wi} = 11,35\%$.

III.4.3.calage de l'historique de pression de la zone :

La pression recalculée par la méthode citée auparavant et qui tient compte des volumes produits et injectés doit être calée avec le trend de pression élaboré par les mesures réelles au niveau des puits de chaque pattern sur tout l'historique de production (pendant la période de déplétion naturelle ainsi que pendant la période de l'injection de gaz).

L'exécution du travail se réalise selon les étapes suivantes :

- Sélection des puits du pattern.
- Collection des données de production, d'injection et des pressions mesurées des puits de chaque pattern.
- Affectation des GAF (Geometric Allocation Factor) aux volumes produits et injectés de chaque puits selon sa position dans le pattern (central, périphérique) et les contraintes géologiques (failles, barrières et linéaments) auxquelles il peut se soumettre. Ceci conduit à allouer aux puits des volumes de production et d'injection différents des volumes initiaux, surtout pour les puits situés aux sommets des patterns ou aux frontières, afin de déterminer les volumes réellement injectés ou soutirés de chaque pattern considéré fermé. La somme des GAF affectés pour le même puits égale.
- Calcul de la pression Matbal par la méthode de dichotomie en utilisant une macro Excel programmée en VBA (Visual Basic).
- Variation des GAF jusqu'à l'obtention d'un match acceptable de la pression Matbal avec les pressions observées dans la période d'injection.

- Pour caler la pression dans la partie déplétion naturelle, on fait varier les réserves (N) allouées pour chaque pattern en prenant comme valeurs initiales les réserves volumétriques.

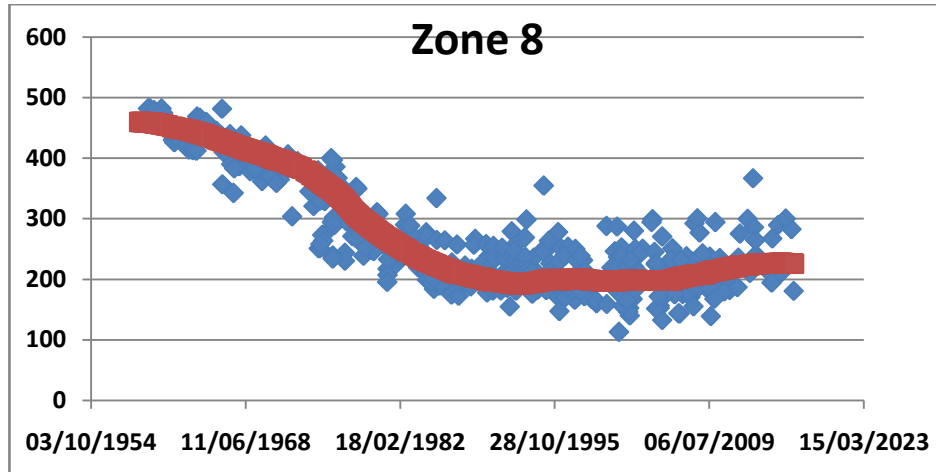


Figure III. 11 : Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.

Les réserves en place estimé par la méthode BILAN MATIERE dans la zone 8 est

180 000 000 stm3.

III.4.4.Mecanismes de drainage :

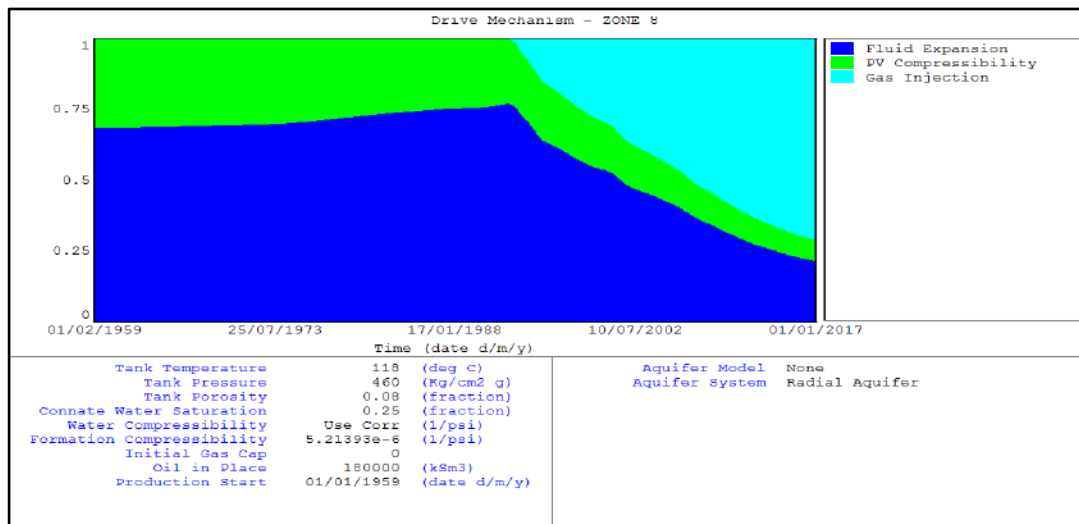


Figure III. 12 : Evolution des indices de drainage dans le temps de la zone 8.

L'injection de gaz a débuté en 1992 et à partir de cette année, elle est devenue progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de la production.

III.4.5. Evolution du VRR (Voidage Replacement Ratio) de la zone :

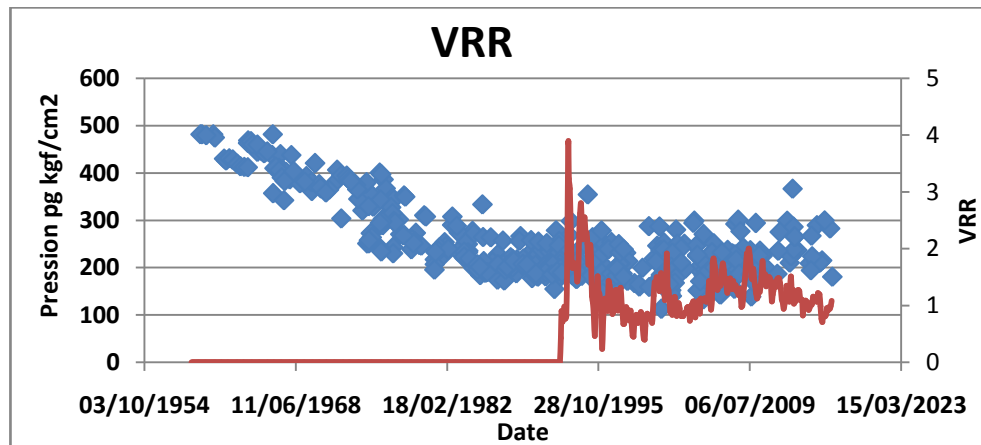


Figure III. 13: Courbe du VRR et de la pression moyenne de la zone 8 en fonction du temps.

Dans la zone 8, l'injection a commencé en 1992 avec des quantités importantes ce qui explique un VRR largement supérieur à 1. Actuellement la zone est marquée par des valeurs du VRR supérieures à 1 à cause de la fermeture des puits producteurs d'huile (OMP153, OMO752).

III.4.6. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

La figure ci-dessous montre que la récupération totale d'huile est de 27,8% par rapport aux réserves en place, 13,86% de cette production est soutirée sous la déplétion naturelle du réservoir, alors que 13,94% de récupération est estimé dès l'initiation de l'injection jusqu'à 66% comme un volume poreux injecté.

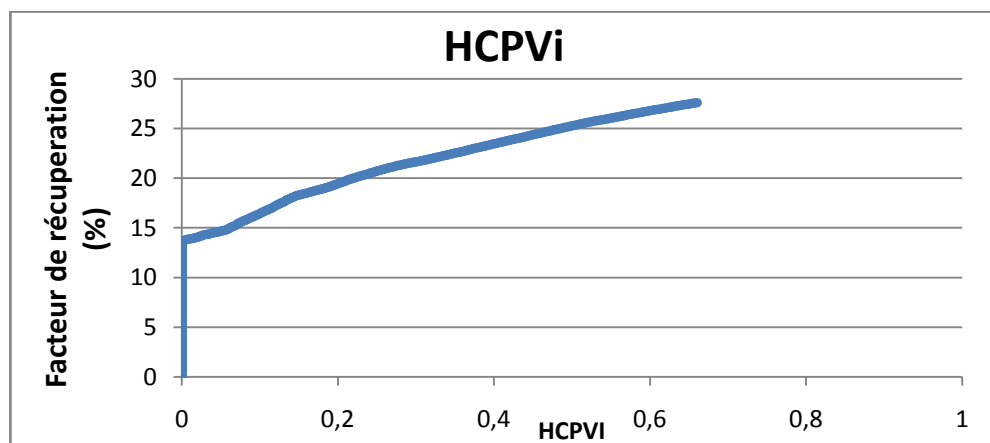


Figure III. 14 : Le taux de récupération en fonction du HCPVi.

CONCLUSION

- ✓ Les réserves d'huile initialement en place de la zone 8 sont estimées à 180 millions stm³.
- ✓ Avant le début de l'injection, le taux de récupération de l'huile était 13,86 %. Actuellement, il atteint 27,8 % après injection d'un volume de gaz équivalent à 66% du volume poreux.
- ✓ Les mécanismes naturels de drainage dans cette zone sont l'expansion de l'huile et du gaz dessous (à plus de 75%) ainsi que celle de la roche et de gaz dessous (moins de 25%).
- ✓ La zone a également bénéficié d'importants flux d'huile des zones voisines. Ces flux étaient particulièrement importants pendant la période 1972-1992.
- ✓ Après l'initiation de l'injection, celle-ci se substitue progressivement aux autres mécanismes pour devenir le mécanisme qui assure la part la plus importante de la production dans la zone.
- ✓ Une bonne balance injection-soutirage a été assurée au niveau de la zone.

CHAPITRE IV

ETUDE DES PERFORMANCES DES PATTERNS D'INJECTION

CHAPITRE IV : ETUDE DES PERFORMANCES DES PATTERNS D'INJECTION**INTRODUCTION**

Les patterns d'injection sont basés sur l'arrangement des puits injecteurs et producteurs dans un réservoir sous injection, présentant une tendance de pression commune et honorant un calage acceptable de la pression par la méthode de bilan matière, qui les considère comme étant des systèmes fermés à pression moyenne constante.

IV.1.SUBDIVISION DE LA ZONE 8 EN PATTERNS :**IV.1.1. Choix des patterns d'injection dans la zone 8 :**

Le choix de l'emplacement et l'étendue d'un pattern doit satisfaire certaines recommandations qui permettent de le considérer comme fermé. On peut citer :

- Les puits du pattern doivent présenter une tendance de pression aussi proche que possible.
- Le pattern doit avoir un calage acceptable de la pression par la méthode de bilan matière.

La méthodologie de l'analyse est résumée dans les étapes suivantes :

- Ploter les pressions de chaque pattern (les trends de pression).
- Allouer un volume d'hydrocarbure à partir du modèle géologique (réserves volumétriques) comme étant des réserves initiales de chaque pattern.
- Calculer la pression moyenne de chaque pattern et le caler avec le trend de pression sur le même graphe.
- Tirer les réserves de chaque pattern qui rétablissent le profil de pression calé.
- Estimer la récupération primaire et secondaire.
- Ploter et analyser les courbes de VRR associé avec la pression et le débit de production pour chaque pattern.
- Analyser les courbes de coefficient de récupération en fonction du volume poreux injecté.

Tableau IV. 1: Répartition des puits par pattern.

Pattern	Puits injecteurs	Puits producteurs
Pattern 1	OML202, OML301	OML21, OML31, OML31, OML11, OML103, OMP18, OMP272, OMP273, OMP373
Pattern 2	OMO88, OMO78	OMO773, OMO763, OMO87, OML11, OML103, OMP18, OMP272, OMPZ173, OMP17, OMO87B, OMO862
Pattern 3	OMP37, OMP262	OMPZ362, OMPZ36, OMPZ261, OMP263, OMP273, OMP373, OMP272, OMPZ173, OMP17, OMO87B, OMP16, OMO86, OMPZ253, OMP153
Pattern 4	OMP153, OMP142B	OMP143, OMO87B, OMO862, OMP16, OMO86, OMPZ253, OMO852, OMO85, OMP142
Pattern 5	OMO75, OMO74, OMP142B	OMO752, OMO751, OMO742, OMO74, OMOZ84B, OMO141, OMO852, OMO85, OMP142

IV.2.ANALYSE DES PATTERNS :

Selon le caractère de choix la zone 8 est subdivisée en 5 patterns :

IV.2.1.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :

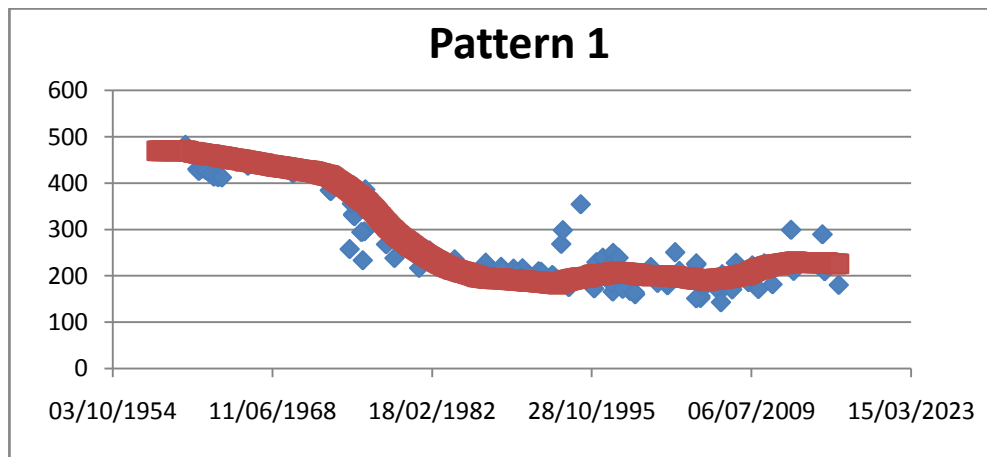


Figure IV. 2: calage de pression du pattern 1.

Le profil de pression rétabli est bien calé dans la période de la déplétion naturelle ainsi que dans la période d'injection. L'injection est considérée comme la seule source d'énergie qui intervient pour le maintien de pression de ce pattern.

IV.2.1.2. Evolution des indices de drainage :

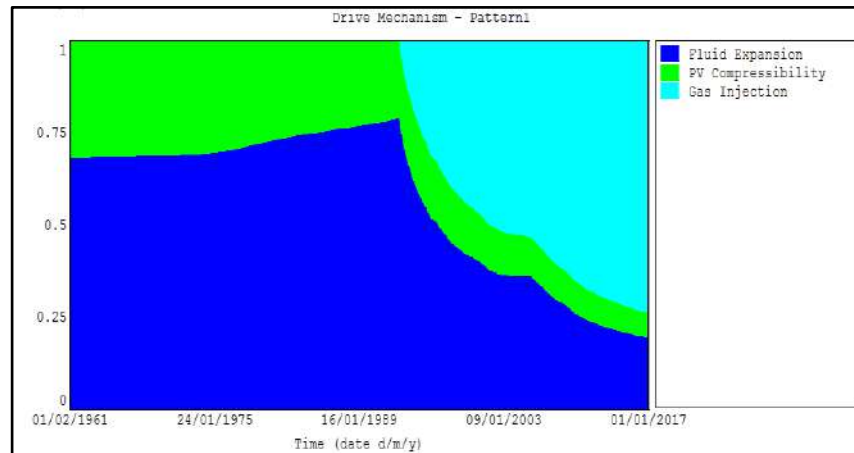


Figure IV. 3: Evolution des indices de drainage dans le temps de pattern 1.

L'injection de gaz a débuté en 1993 et à partir de cette année, elle est devenue progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production.

IV.2.1.3. Analyse du graphe du VRR :

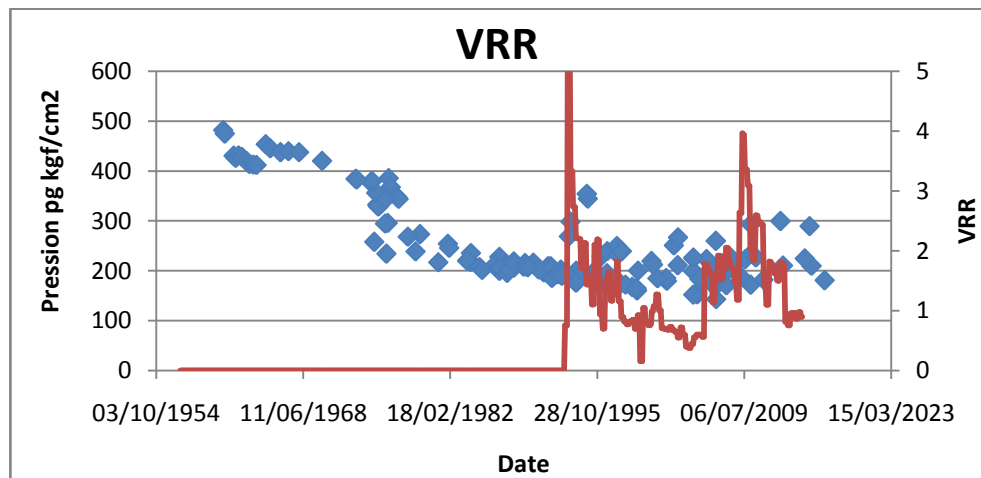


Figure IV. 4: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 1 en fonction du temps.

De 1998 jusqu'à 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 l'augmentation de la pression de réservoir au voisinage de certains puits dans ce pattern.

Actuellement on a un équilibre d'injection-soutirage ($VRR \cong 1$).

IV.2.1.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

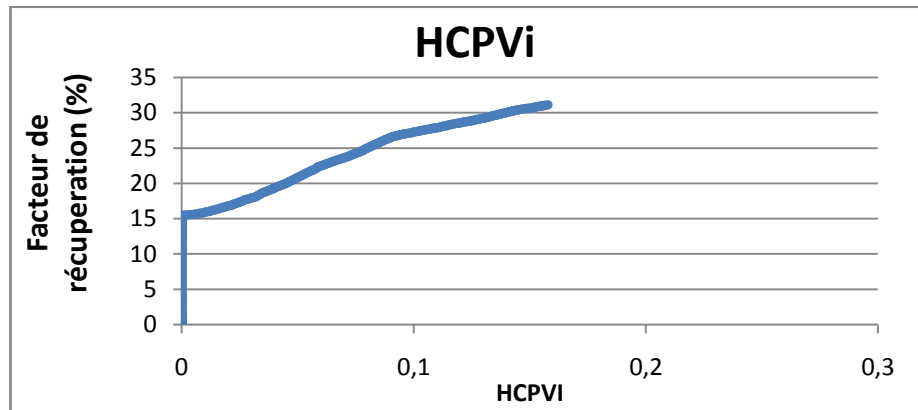


Figure IV. 5 : Le taux de récupération de pattern 1 en fonction du HCPVi.

Le taux de récupération dans le pattern 1 était de 15,9% 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 gas cap. Grâce à l'injection, la récupération atteint une valeur de 31.95 % après l'injection d'un volume de gaz correspondant à un HCPVi de 15,78%.

IV.2.2.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :

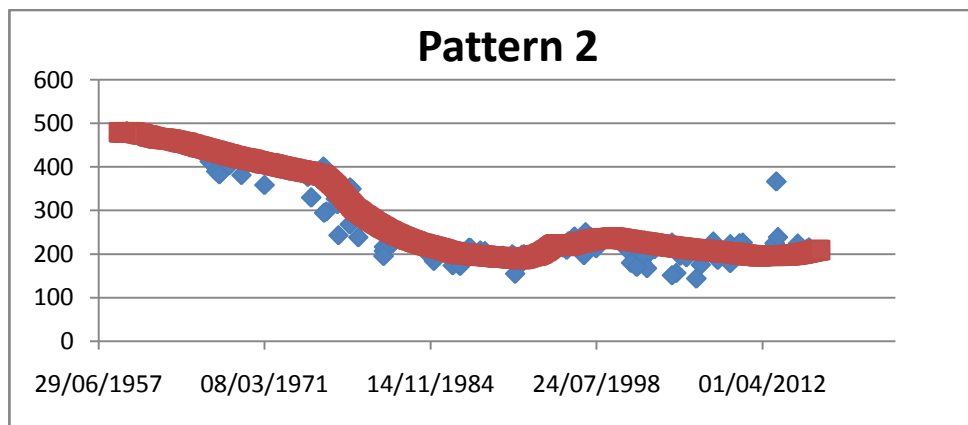


Tableau IV. 2 : calage de pression du pattern 2.

IV.2.2.2. Evolution des indices de drainage :

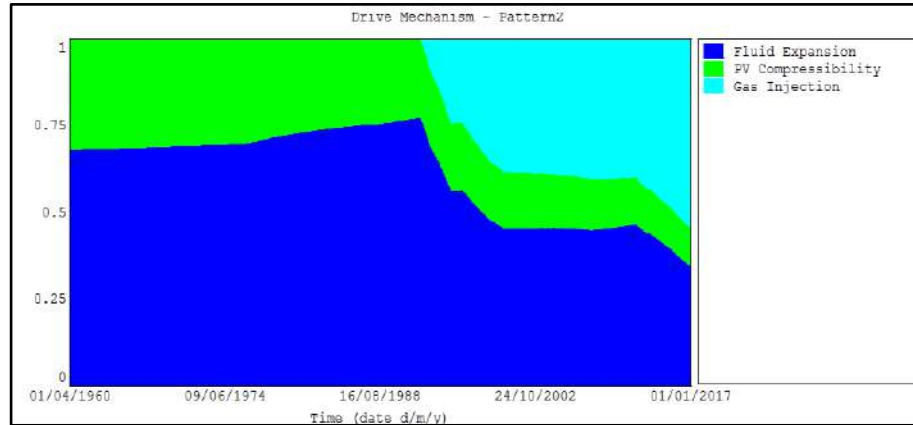


Figure IV. 6 : Evolution des indices de drainage dans le temps de patterns 2.

L'injection de gaz a débuté en 1992 et à partir de cette année, elle est devenue progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production.

IV.2.2.3. Analyse du graphe du VRR :

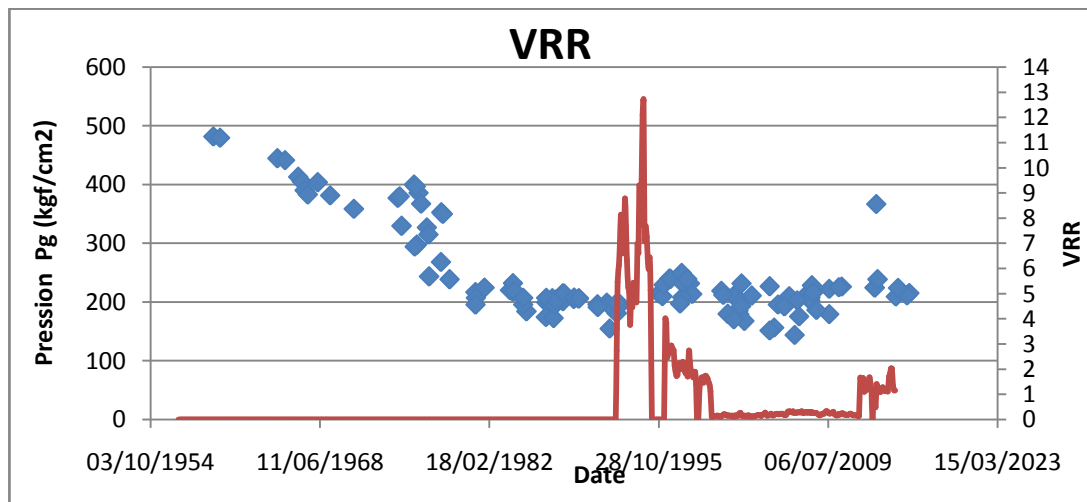


Figure IV. 7 : La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 2 en fonction du temps.

Dans le pattern 2, l'injection a commencé à 1992 avec des quantités importantes ce qui explique un VRR largement supérieur à 1.

A partir de 2000 jusqu'à 2011, le VRR diminue car la quantité soutirée est supérieure à la quantité injectée à cause des forages de nouveaux puits (OMO 87B ; OMPZ 173).

IV.2.2.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

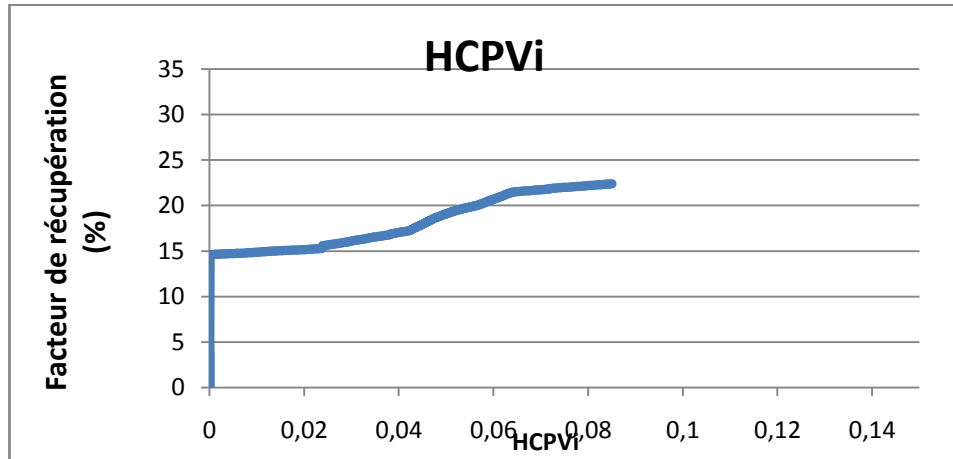


Figure IV. 8: Le taux de récupération de pattern 2 en fonction du HCPVi.

La courbe du facteur de récupération en fonction de HCPVi montre que la récupération par la déplétion naturelle est estimée à 15,33 %. Elle atteint actuellement une valeur de 22,81 % à un 8.5 % de HCPVi. Des quantités importantes d'huile restent à récupérer.

IV.2.3.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :

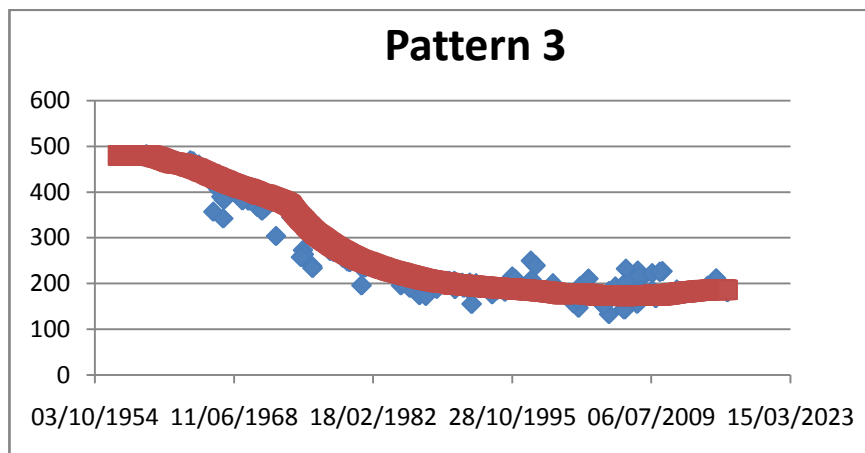


Figure IV. 9: calage de pression du pattern 3.

IV.2.3.2. Evolution des indices de drainage :

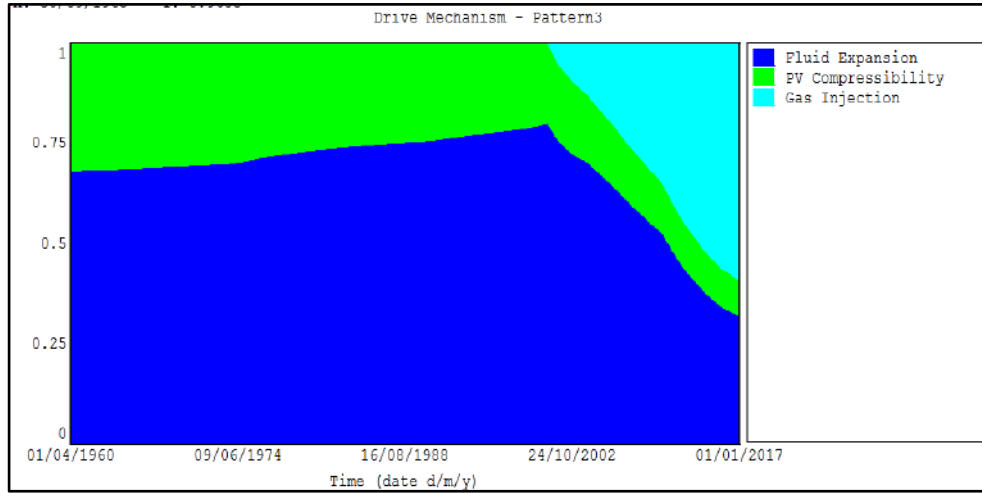


Figure IV. 10: Evolution des indices de drainage dans le temps de pattern 3.

L'injection de gaz a débuté en 2001 et à partir de cette année, elle est devenue progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production.

IV.2.3.3. Analyse du graphe du VRR :

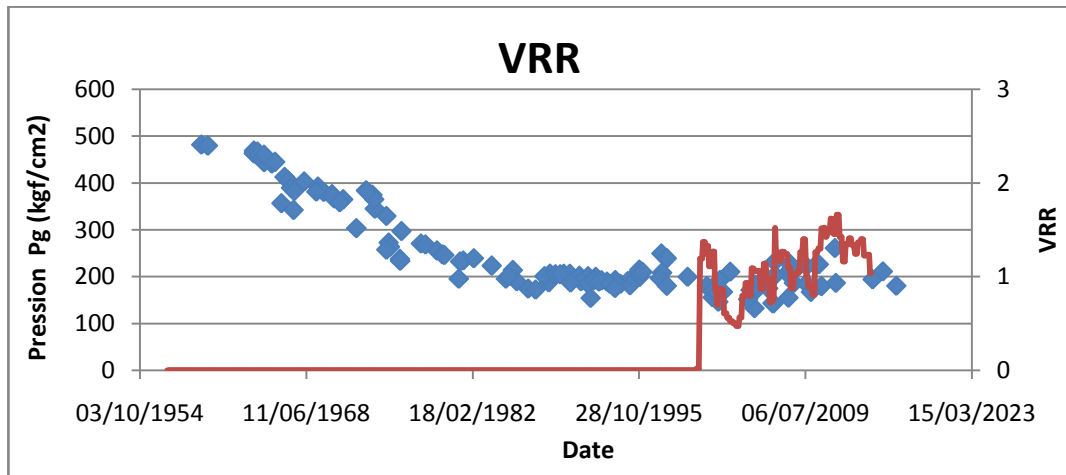


Figure IV. 11: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 3 en fonction du temps.

Dans le pattern 3, le VRR proche de 1 sous l'effet des puits injecteurs dans les patterns voisins.

De janvier 2001 jusqu'à 2004, le VRR tombe au-dessous de l'unité à cause du forage de deux puits (OPMZ261 ; OMPZ173). Actuellement le pattern est marqué par des valeurs du VRR supérieures à 1 à cause de la fermeture de OMPZ253 (un puits producteurs d'huile).

IV.2.3.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

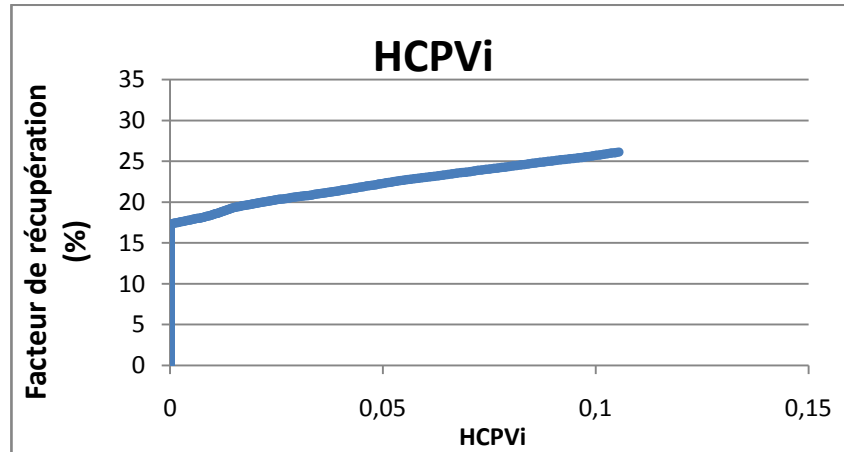


Figure IV. 12: Le taux de récupération de pattern 3 en fonction du HCPVi.

La courbe du facteur de récupération en fonction HCPVi montre que la récupération par la déplétion naturelle est estimée à 17,25 %. Elle atteint actuellement une valeur de 27,45 % à un 10,54 % de HCPVi. Des quantités importantes d'huile restent à récupérer.

IV.2.4.1 Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :

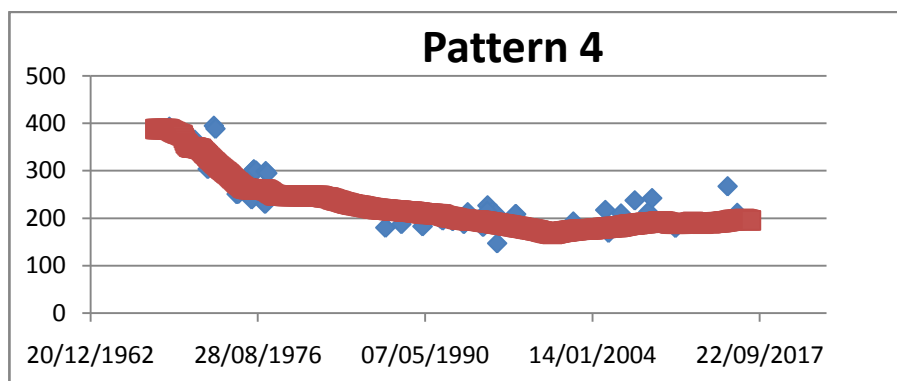


Figure IV. 13: calage de pression du pattern 4.

IV.2.4.2. Evolution des indices de drainage :

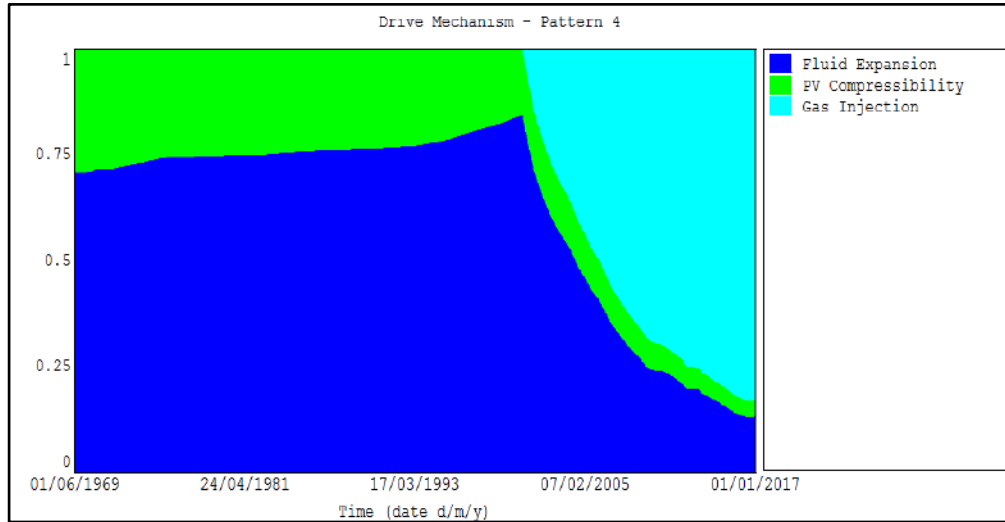


Figure IV. 14: Evolution des indices de drainage dans le temps de Pattern 4.

L'injection de gaz a débuté en 2000 et à partir de cette année, elle est devenue progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production.

IV.2.4.3. Analyse du graphe du VRR :

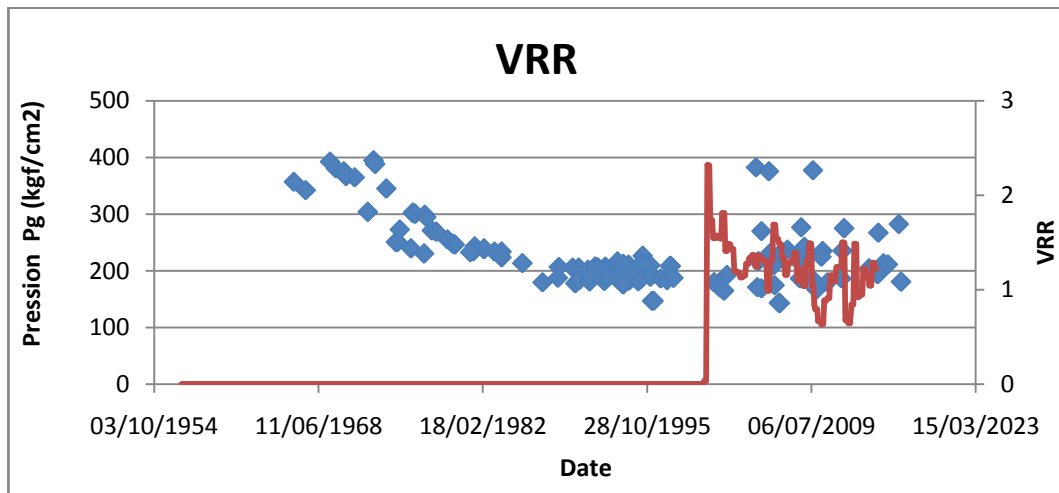


Figure IV. 15: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 4 en fonction du temps.

L'état actuel du pattern 4 est marqué par des valeurs du VRR supérieures à 1 à cause de la fermeture des puits producteurs d'huile (OMP 143 OMO87 OMO86) pour différentes raisons.

IV.2.4.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

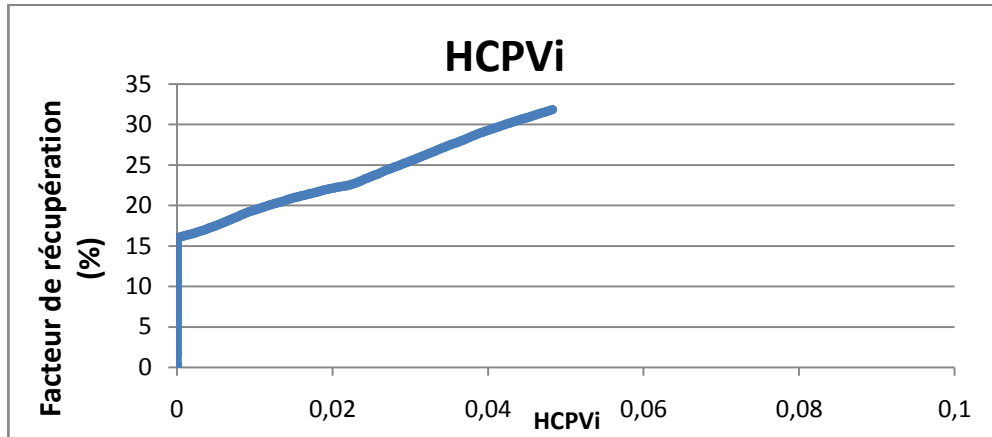


Figure IV. 16: Le taux de récupération de pattern 4 en fonction du HCPVi.

La courbe du facteur de récupération en fonction HCPVi montre que la récupération par la déplétion naturelle est estimée à 13,37 %. Elle atteint actuellement une valeur de 34,22 % à un HCPVi de seulement 4,8 %. Des quantités importantes d'huile restent à récupérer.

IV.2.5.1. Calage de la pression et estimation des volumes d'huile en place :

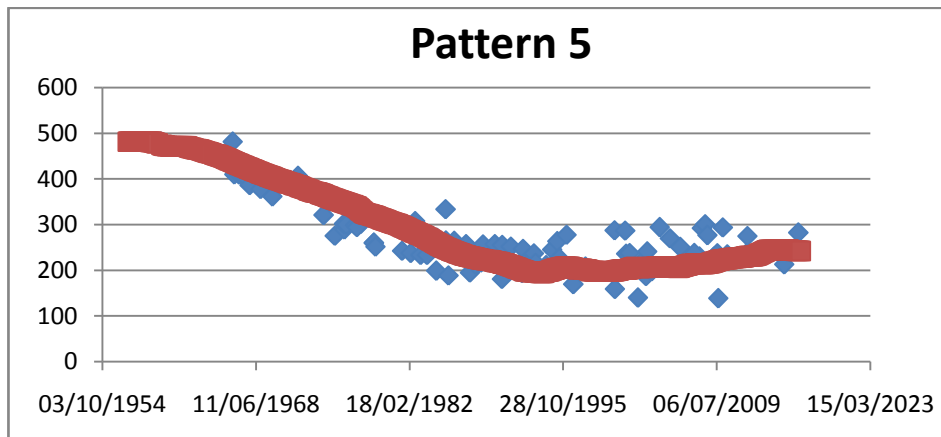


Figure IV. 17: calage de pression du pattern 5.

IV.2.5.2. Evolution des indices de drainage :

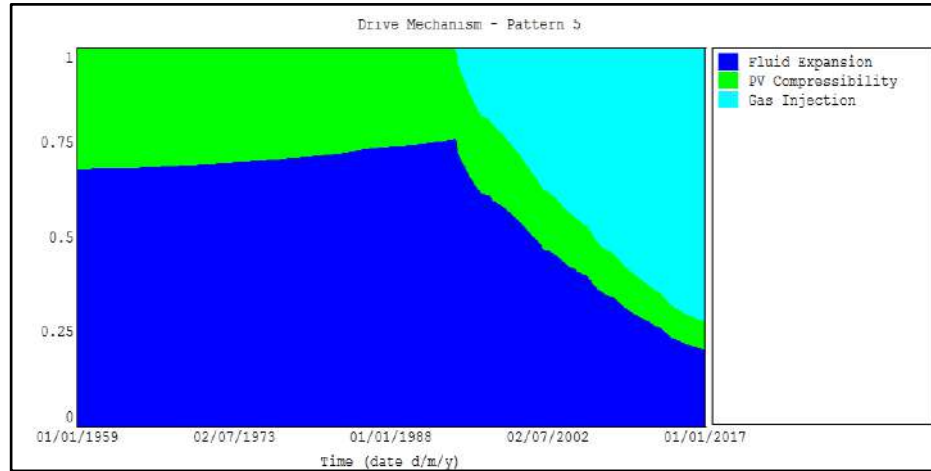


Figure IV. 18: Evolution des indices de drainage dans le temps de pattern 5.

L'injection de gaz a débuté en 1994 et à partir de cette année, elle est devenue progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production.

IV.2.5.3. Analyse du graphe du VRR :

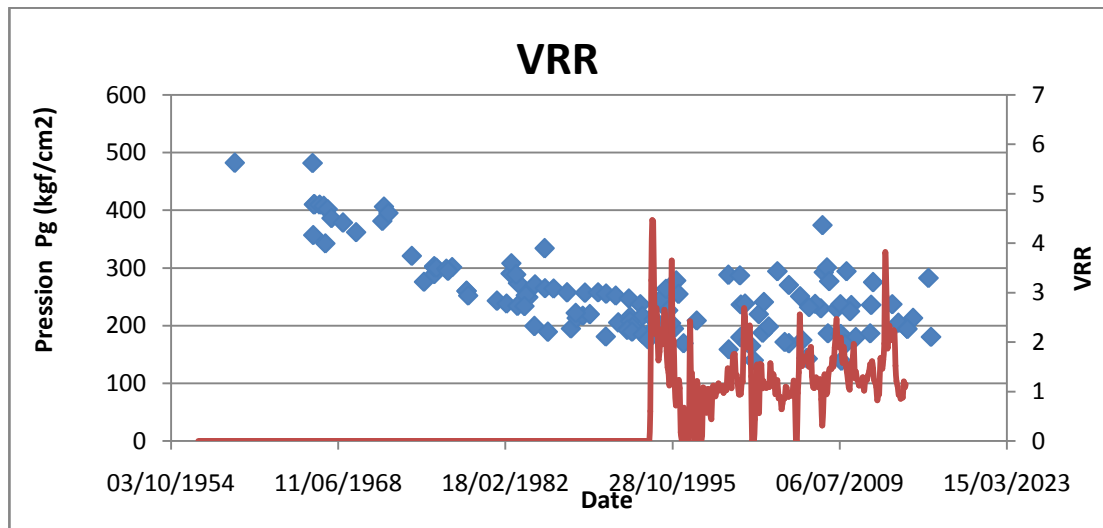


Figure IV. 19: La courbe du VRR et de la pression moyenne de pattern 5 en fonction du temps.

De 1996 jusqu'à 2000, le VRR tombe au-dessous de l'unité à cause de la fermeture de puits injecteur OMO 742.

Depuis 2012 les valeurs du VRR varient autour de l'unité. L'état actuel du pattern 5 est marqué par des valeurs du VRR supérieures à 1 à cause de l'augmentation d'injection sur le pattern.

IV.2.4.4. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

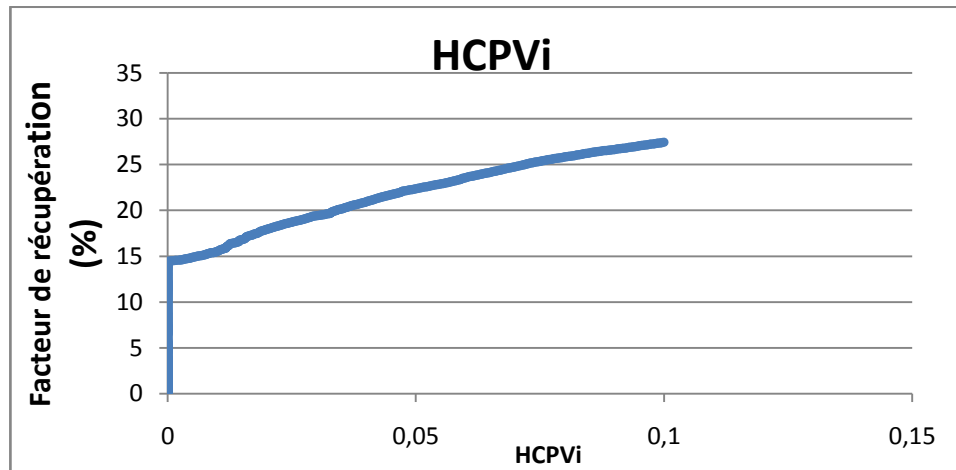


Figure IV. 20: Le taux de récupération de pattern 5 en fonction du HCPVi.

La courbe du facteur de récupération en fonction HCPVi montre que la récupération par la déplétion naturelle est estimée 13,25 %. Elle atteint actuellement une valeur de 28,46 % à un 9,99 % de HCPVi. Des quantités importantes d'huile restent à récupérer.

CONCLUSION

L'étude effectuée à ce niveau nous a permis de conclure que :

- La performance des patterns en termes de production dépend étroitement du Voidage Replacement Ratio. Le maintien du VRR à un niveau légèrement supérieur à 1 est nécessaire pour assurer la balance injection-soutirage vu l'absence d'un aquifère actif.
- Le taux de récupération et le niveau d'injection diffèrent d'un pattern à l'autre, leurs valeurs respectives sont regroupées dans le tableau suivant :

Tableau IV. 3 : Récapitulatif des taux de récupération et des HCPVi des patterns d'injection.

	Récupération primaire %	Récupération actuelle %	HCPVi %	Etat actuelle d'injection
Pattern 1	15,9	31,95	15,78	VRR < 1
Pattern 2	15,33	22,81	8,5	VRR > 1
Pattern 3	17,25	27,45	10,54	VRR > 1
Pattern 4	13,37	34,22	4,8	VRR >> 1
Pattern 5	13,25	28,46	9,99	VRR = 1

CHAPITRE V

**ANALYSE DES PERFORMANCES
DES PUIITS ET
DIAGNOSTIC DU PROBLEME DE
LA PERCEE DE GAZ**

CHAPITRE V : ANALYSE DES PERFORMANCES DES PUIITS ET DIAGNOSTIC DU PROBLEME DE LA PERCEE DE GAZ

INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous utilisons les techniques de diagnostic des problèmes de percé de gaz rencontrés dans les puits de la zone 8 afin de déterminer les mécanismes et aussi de juger l'effet d'injection de gaz sur les puits producteurs avant et après la percée de gaz. Les puits sur lesquels se portera notre travail sont des puits producteurs d'huile en percée et des puits avec fort débit.

V.1 HISTORIQUE DE PRODUCTION DES PUIITS EN PERCEE :

L'inconvénient d'injection de gaz est la pénétration de ce dernier dans les fractures qui provoque une percée de gaz dans les puits voisins. Ainsi le GOR augmente.

V.1.1 Puits OMO852 :

Ce puits a été foré en mars 1992 dans La partie sud-ouest de la zone 8 mais il n'a été mis en production qu'en juin 1992. Dans les premières années de son exploitation, ce puits était caractérisé par un débit faible 0.8 m³/h d'huile. En décembre 1994, il subit une opération de fracturation.



Figure V. 1 : Les Graphes pression de gisement PG , débit d'huile Q_o ,GOR ;pression tête P_t ,pression pipe P_p (OMO852).

D'après ces graphes le puits commence à produire avec un débit moyen et une pression de gisement de 200 kg/cm².

Après l'opération fracturation en 1994, le débit a augmenté du 3 m³/h jusqu'à 6 m³/h décembre 1995.

V.1.2 Puits OML21 :

Ce puits a été foré en mars 1977 dans la partie nord-est de la zone 8 mais il n'a été mis en production qu'en avril 1977. Dans les premières années de son exploitation, ce puits était caractérisé par un grand débit 9,5 m³/H d'huile.

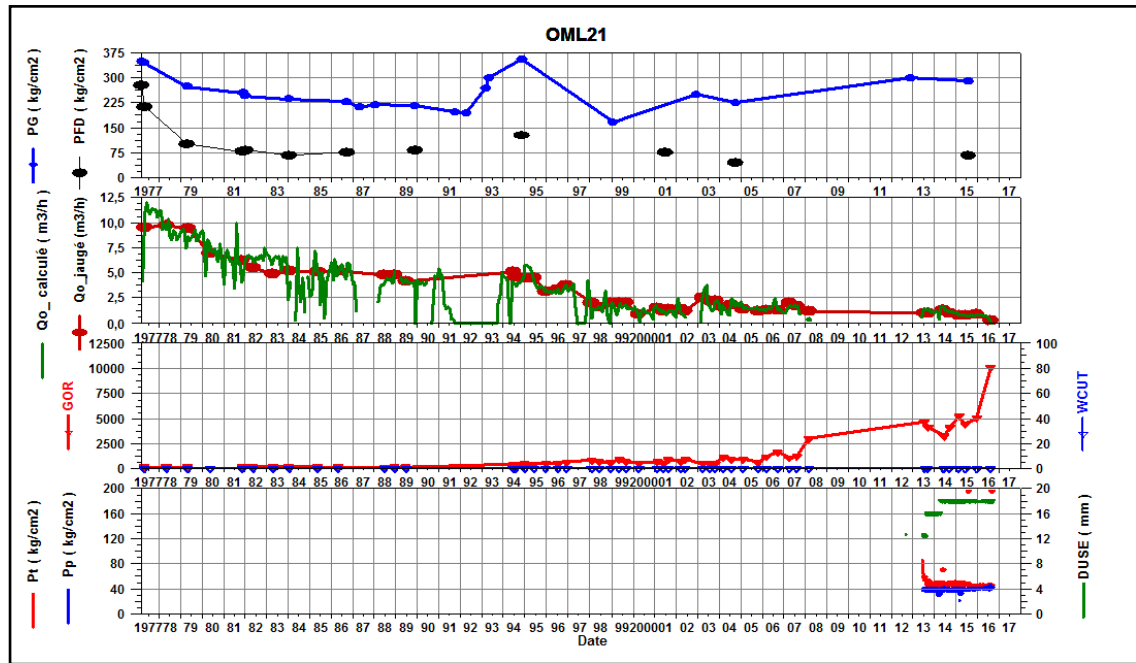


Figure V. 2: Les Graphes pression de gisement PG , débit d’huile Qo ,GOR ;pression tête Pt, pression pipe Pp(OML21).

D’après ces graphes le puits commence à produire avec un débit important et une pression de gisement de 360 kg/cm².

La percée de gaz a causé une chute considérable de la production du puits OML21.L’arrêt du puits injecteur OMO742 a entraîné une diminution de gaz mais le débit d’huile a continué de baisser.

V.2 HISTORIQUE DE PRODUCTION DES PUIITS EN FORT DEBIT :

V.2.1. Puits OMO86 :

Ce puits est situé dans le centre de la zone 8,il a été foré en mai 1969. Dans les premières années de son exploitation, ce puits était caractérisé par un débit moyen 4.7 m³/H d’huile. En juillet 2007, il a subi une opération short radius.

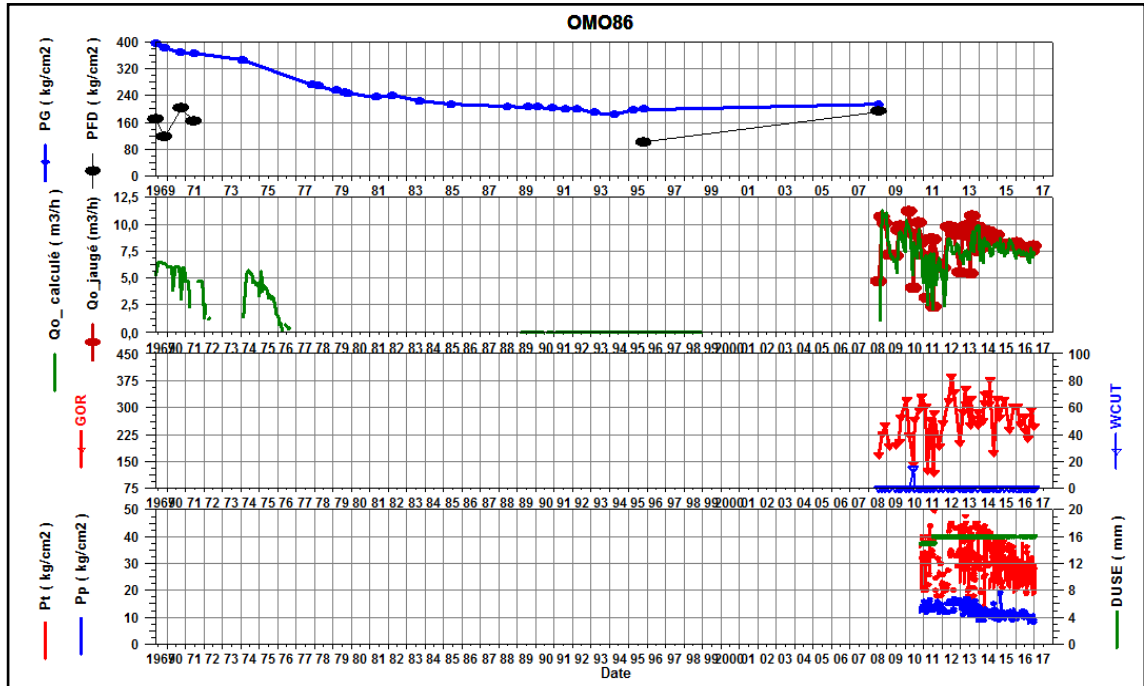


Figure V. 3 : Les Graphes pression de gisement PG , débit d’huile Qo ,GOR ;pression tête Pt ,pression pipe Pp(OML86).

D’après ces graphes le puits commence à produire avec une pression de gisement de 400 kg/cm².

Après l’opération short radius la production a augmenté (gain de production).

V.2.2. Puits OMO751 :

Ce puits a été foré en aout 1982 dans la partie sud-ouest de la zone 8 mais il n’a été mis en production qu’en décembre 1989. Dans les premières années de son exploitation, ce puits était caractérisé par un fort débit d’huile. En décembre 1995, il subit une opération de fracturation hydraulique.

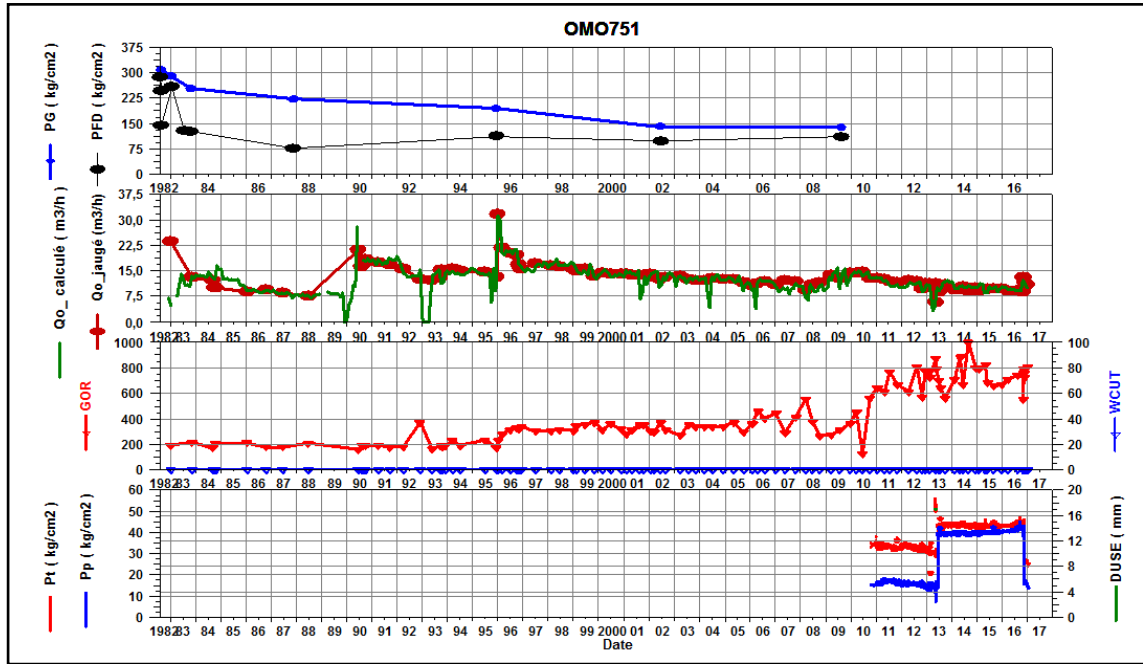


Figure V. 4 : Les Graphes pression de gisement PG , débit d’huile Qo ,GOR ;pression tête Pt, pression pipe Pp(OML86).

D’après ces graphes le puits commence à produire avec une pression de gisement 320 kg/cm².et fort débit de 22,5m³/h.

V.3. ANALYSE PLT :

Dans les gisements de Hassi Massoud, l’application classique du PLT (Production LoggingTool) consiste à mesurer le potentiel sélectif de production des couches. Elle permet de connaître la contribution de chaque zone dans la production totale du puits.

OML11 :

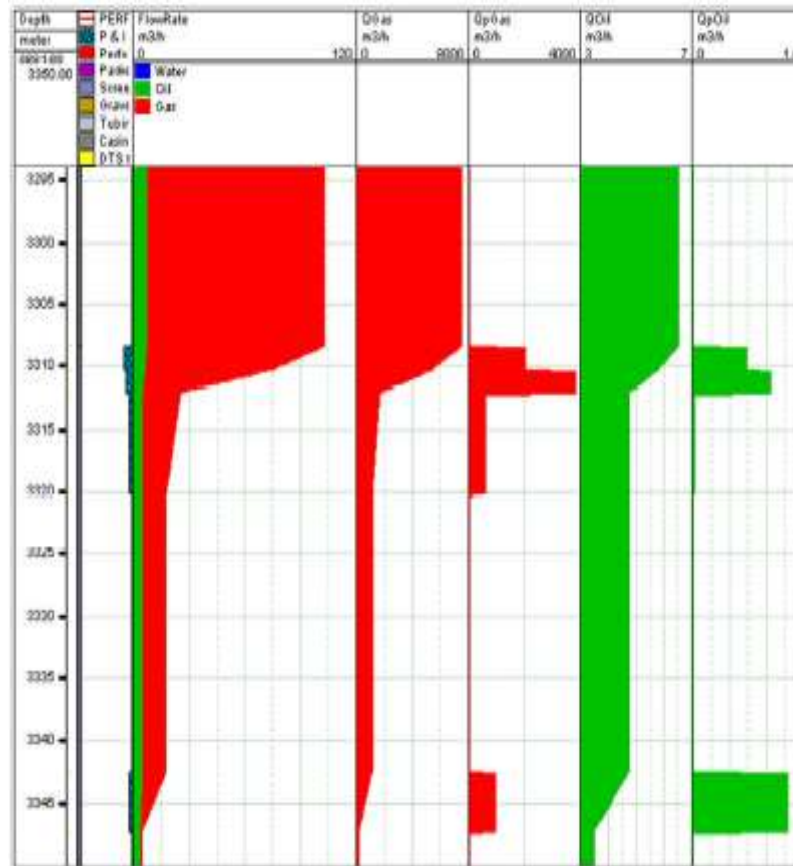


Figure V. 5 : Résultat de PLT du puits OML11.

Les régimes d'écoulement ont été déterminés, directement à partir des débits et des holdups, selon le Dukler - Modèle analytique de Taitel.

Tableau V. 1: Sommaire de production.

Profondeur		Profil	Qp-Huile-STP	Qp-Gaz-STP
Mètre			m3/h	m3/h
Surface	3293.97	Écoulement	0	0
3293.97	3308.45	Écoulement	0	0
3308.45	3310.28	Produit	0.731	2039
3310.28	3312.11	Produit	1.06	3893
3312.11	3320.19	Produit	0.0115	582
3320.19	3342.44	Écoulement	0	0
3342.44	3347.31	Produit	1.29	962
3347.31	3350.06	Écoulement	0	0
3350.06	Bottom	WellBottom	Absent	Absent

OMO763:

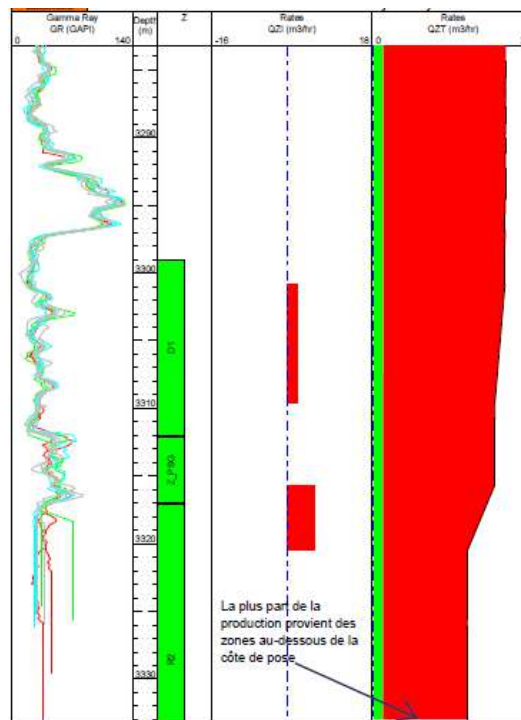


Figure V. 6: Résultat de PLT du puits OMO763.

L'interprétation qualitative de ce PLT montre que la plus part de la production provient des zones au-dessous de la côte de pose 3325m.

Ce passage négatif à 3325m est peut être dû à des caves dans le trou après le démarrage du DST.

OMO862:

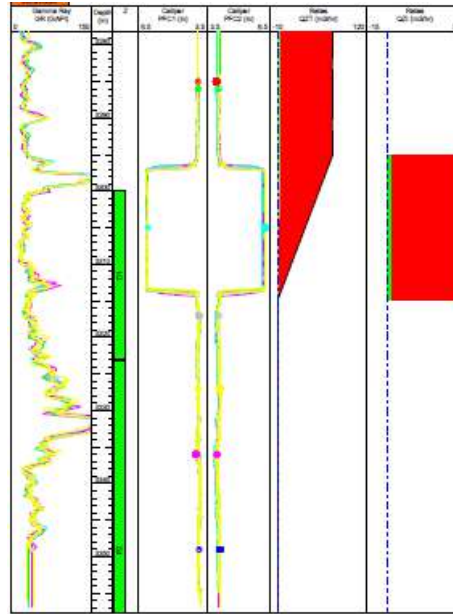


Figure V. 7 : Résultat de PLT du puits OMO862.

- La totalité de la production du puits provient de l'espace entre le liner mixte et le borehole, et débite au niveau du top liner.
- On peut constater que la production provient :
 - soit de la partie supérieure du borehole en face de la partie lisse du Liner mixte.
 - soit de la partie inférieure du borehole où les trous de la crépine sont bouchés.
- Les courbes de la température montrent une production du Gas derrière le liner mixte dans la partie inférieure du D1.
- Les courbes de densité et water holdup montrent la présence d'eau stagnante à partir de la cote 3336m.
- Dans les mesures stationnaires (Stations), Le spinner montre qu'il n'y a pas de mouvement des fluide à l'intérieur du liner mixte (SPIN=0rps).

Le tubing de production est ancré à la cote 3297m au lieu de 3313 m, ce qui résulte un espace de 16m entre le packer de production et le top liner mixte confirmé par la courbe du Caliper.

V.4.EVOLUTION D'INJECTION PAR L'ANALYSE DES GRAPHES LOG GOR DE QUELQUES PUIITS :

V.4.1.Graphe Log GOR vs Np pour le puits OML21 :

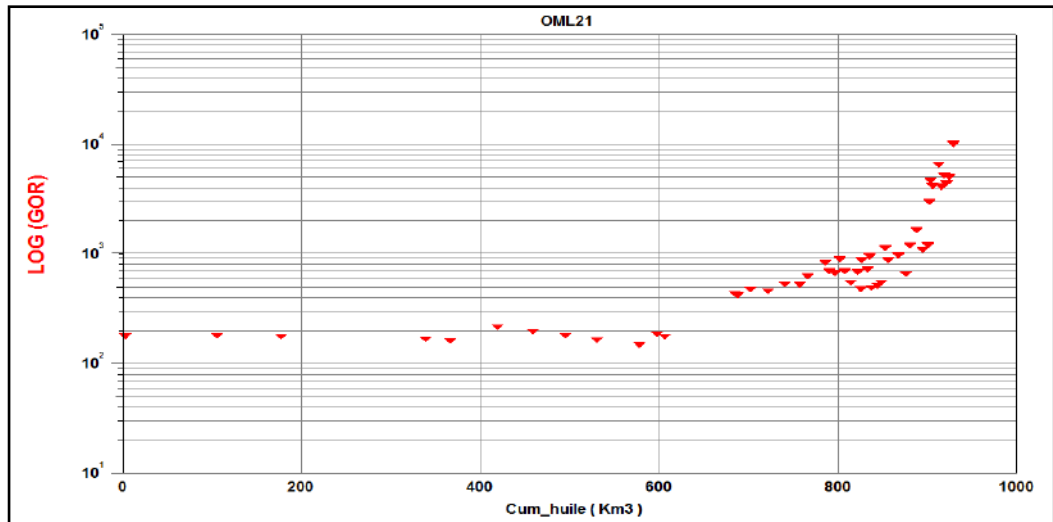


Figure V. 8 : Log GOR vs Np pour le puits OML21.

Le Log GOR reste stable (200 Km³) de 1977 jusqu'à 1994 .Le cumul d'huile est 600 Km³ car la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle (pas de libération de gaz).

Après 1994 une augmentation de GOR et déduite à cause de gaz injecter (percée de gaz).

V.4.2.Graphe Log GOR vs Np pour le puits OMO852 :

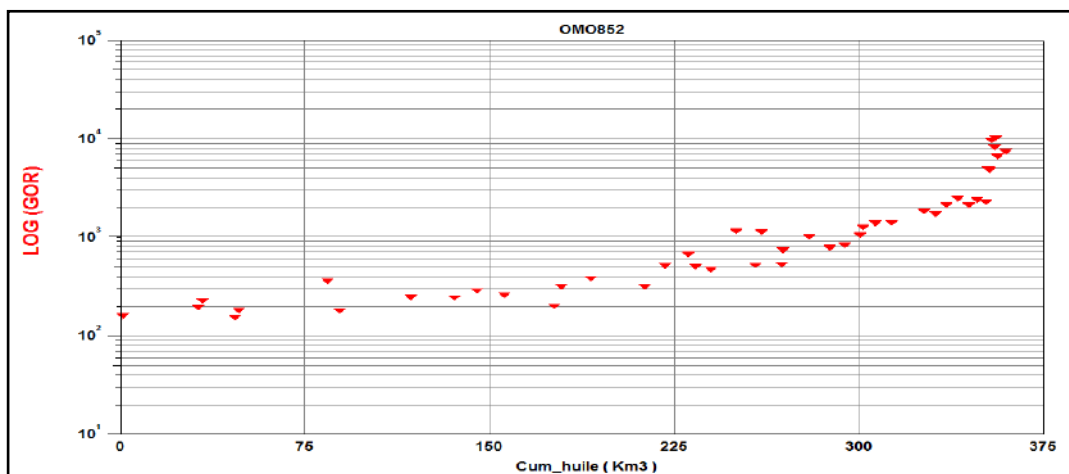


Figure V. 9 : Log GOR vs Np pour le puits OMO852.

Le Log GOR reste stable (200 Km³) de 1992 jusqu'à 2002. Le cumul d'huile est 225 Km³ car la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle (pas de libération de gaz).

Après 2002 une augmentation de GOR et déduite à cause de gaz injecter (percée de gaz).

V.4.3. Graphe Log GOR vs Np pour le puits OMP18 :

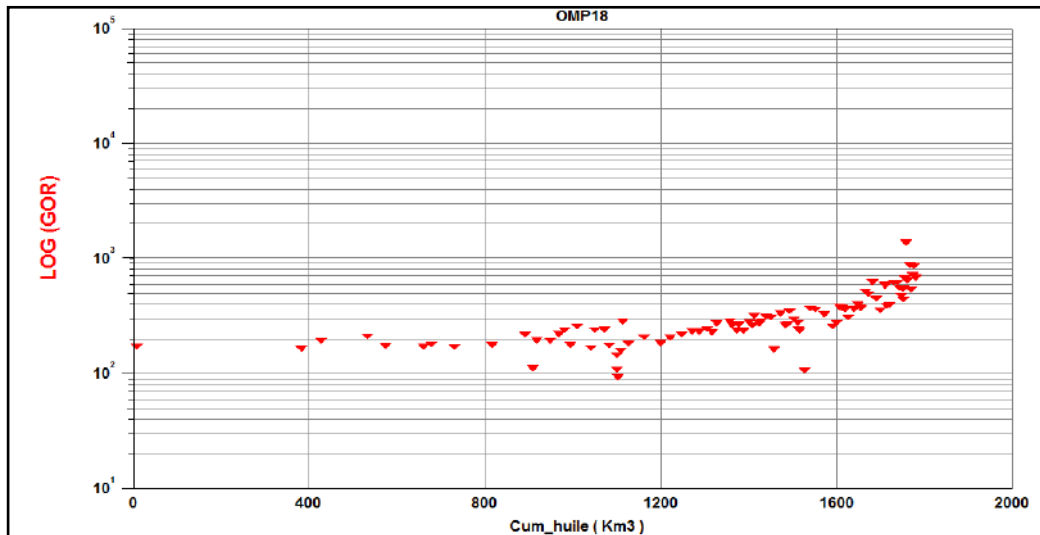


Figure V. 10 : Log GOR vs Np pour le puits OMP18.

Le Log GOR reste stable (200 Km³) de 1974 jusqu'à 1993. Le cumul d'huile est 1200 Km³ car la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle (pas de libération de gaz).

Après l'injection la pression est maintenue, et le Log GOR aussi maintenu (pas de percée de gaz).

V.4.3. Graphe Log GOR vs Np pour le puits OMP16 :

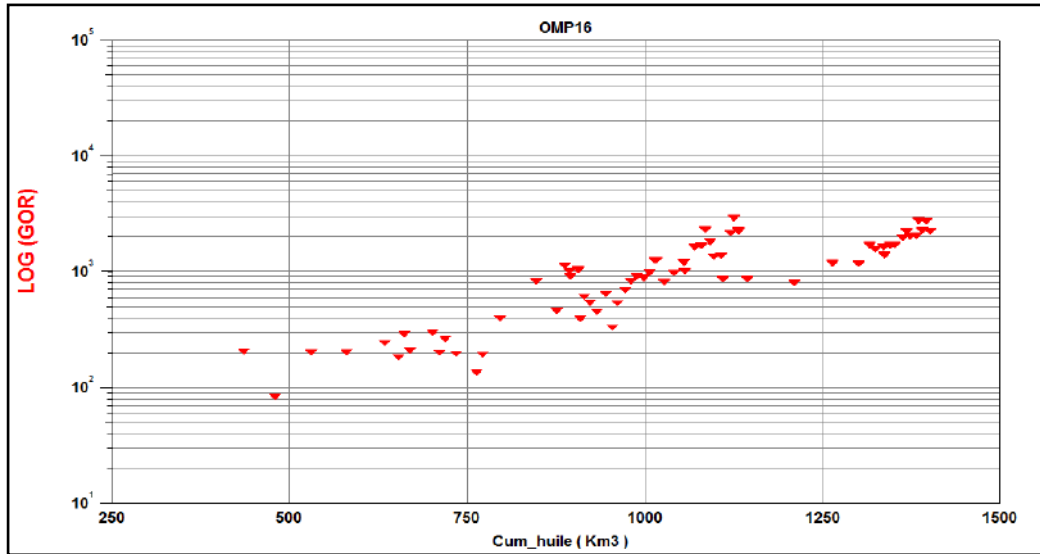


Figure V. 11 : Log GOR vs Np pour le puits OMP16.

Le Log GOR reste stable (200 Km³) de 1970 jusqu'à 2001. Le cumul d'huile est 750 Km³ car la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle (pas de libération de gaz).

Après l'injection la pression est maintenue, et le Log GOR aussi maintenu (pas de percée de gaz).

L'injection dans cette zone a subi un maintien de pression, mais avec le temps l'injection est devenue inutile à cause de percée de gaz dans plusieurs puits de la zone.

V.5. ETUDE DE DECLIN :

L'analyse du déclin de production est faite par des méthodes d'extrapolation des paramètres d'un puits, notamment le débit en fin de production du champ. En se basant sur le gain de production actuelle apporté à une zone sélectionnée, cette analyse est très utile pour identifier les problèmes de production d'un puits ou réservoir et de prédire leur performance. Trois lois connues sous le nom des équations d'Arps sont utilisées essentiellement pour de petits gisements, ou pour des gisements très complexes

difficiles à modéliser en supposant une pression constante le long de l'historique.

- Déclin exponentiel.

- Déclin harmonique.
- Déclin hyperbolique.

V.5.1. Débit de la production en fonction du temps :

Caractérisé par l'équation suivante :

$$qt = \frac{q_i}{(1+b.D_i.t)^{1/b}} \quad (\text{V.1})$$

q_i : Débit initial d'huile.

qt : Débit instantané à t.

D_i : Le taux de déclin initial.

b : L'exposant d'Arps.

Pour le coefficient D (taux de déclin) est défini comme suit :

$$D = -\frac{dd(\text{Log}(q))}{dt} = -\frac{1}{q} \cdot \frac{dq}{dt} \quad (\text{V.2})$$

Trois cas peuvent être rencontrés, suivant la valeur de b :

a) $b = 0$ (Exponentiel)

$$q(t) = q_i \cdot e^{-D_i.t} \quad (\text{V.3})$$

b) $(0 < b < 1)$ (Hyperbolique)

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+b.D_i.t)^{1/b}} \quad (\text{V.4})$$

c) $b = 1$ (Harmonique)

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+D_i.t)} \quad (\text{V.5})$$

V.5.2. Résultats de Deline Curve Analysis de la zone 8 :

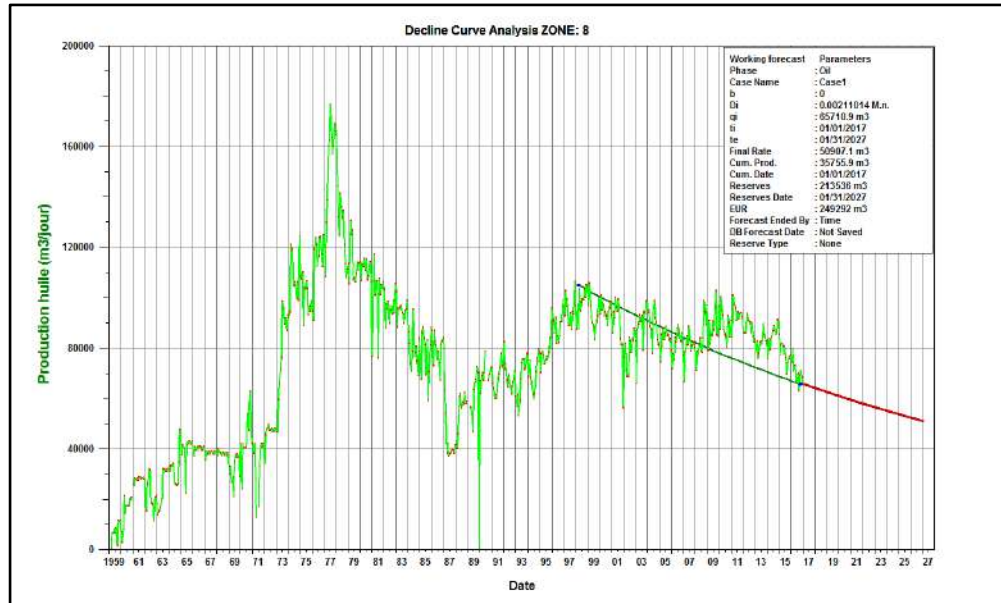


Figure V. 12 : Decline curve analysis de la zone 8.

- La ligne verte foncée limitée par les deux point bleus représente la régression (Modèle Arps) de l'historique du débit huile journalier.
- Le nuage de point rouge représente les données de production d'huile.
- La ligne verte clair relie le nuage de point.
- La ligne rouge représente le forecast.

Paramètres de la légende :

- Final rate : débit d'abandon, dans cette étude on a pris (0.5 m3/h).
- Réserves : Sont les volumes d'huile qui vont être récupérées dans le futur (Forecast).
- EUR : ultimate recovery : sont les réserves récupérable (égal à cum d'huile + réserves).

L'analyse du déclin a montré la validité de la performance de la zone 8 après optimisation par l'exploitation du gain cumulé de production ainsi que la longévité et le point de fonctionnement de la zone après le traitement et cela par une amélioration du déclin de production, pour la zone 8 le débit de production à diminuer avec la temps ,et d'après ce forecast la production va chuté jusqu'à 32000m3/jour en 2027 ce qui nécessite des techniques pour exploiter le maximum des réserve.

V.5.3. Prévision de production de quelques puits de la zone 8:

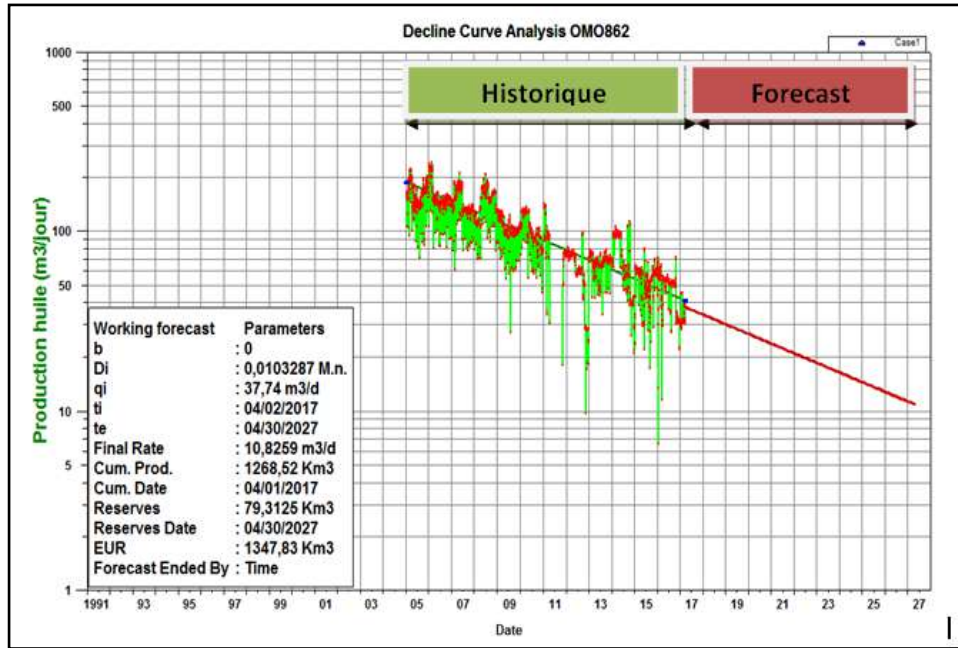


Figure V. 13 : Decline curve analysis de puits OMO862.

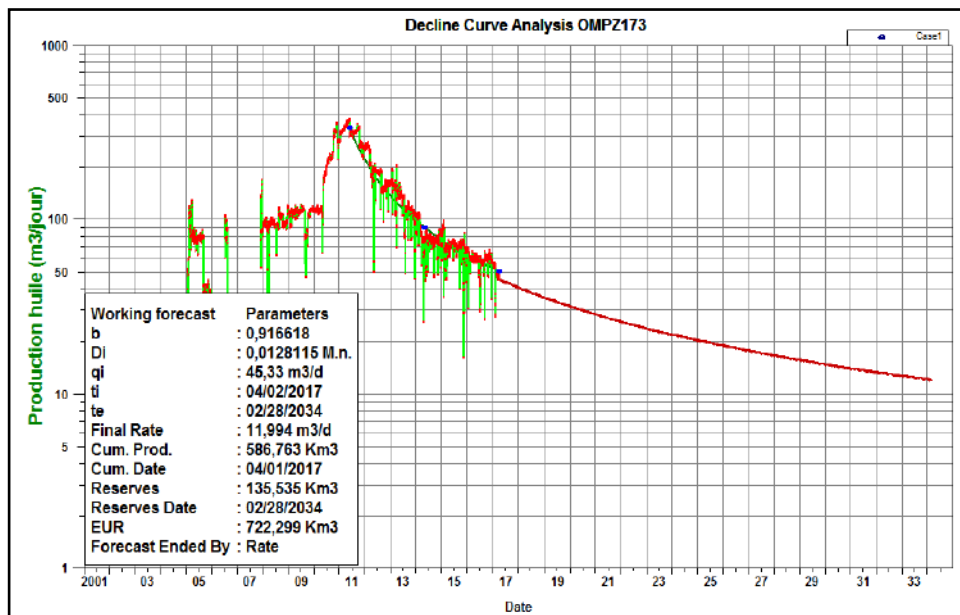


Figure V. 14 : Decline curve analysis de puits OMPZ173.

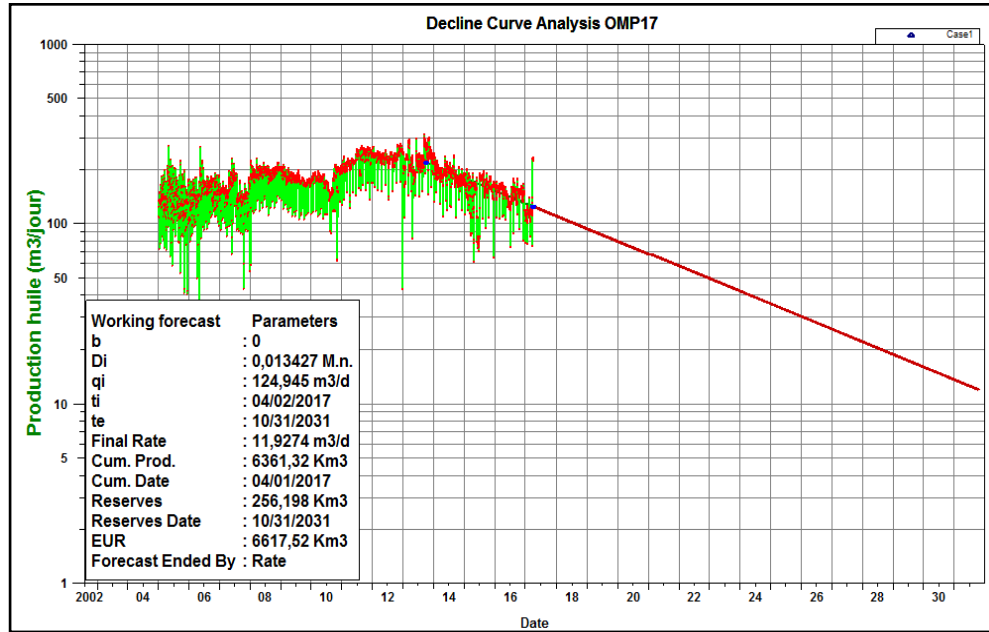


Figure V. 15 : Decline curve analysis de puits OMP17.

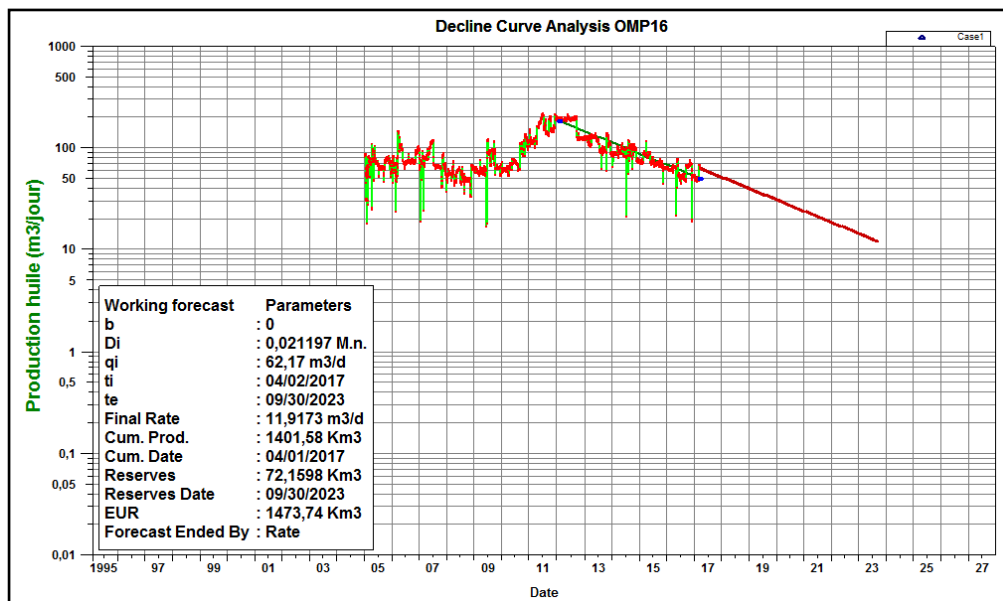


Figure V. 16 : Decline curve analysis de puits OMP16.

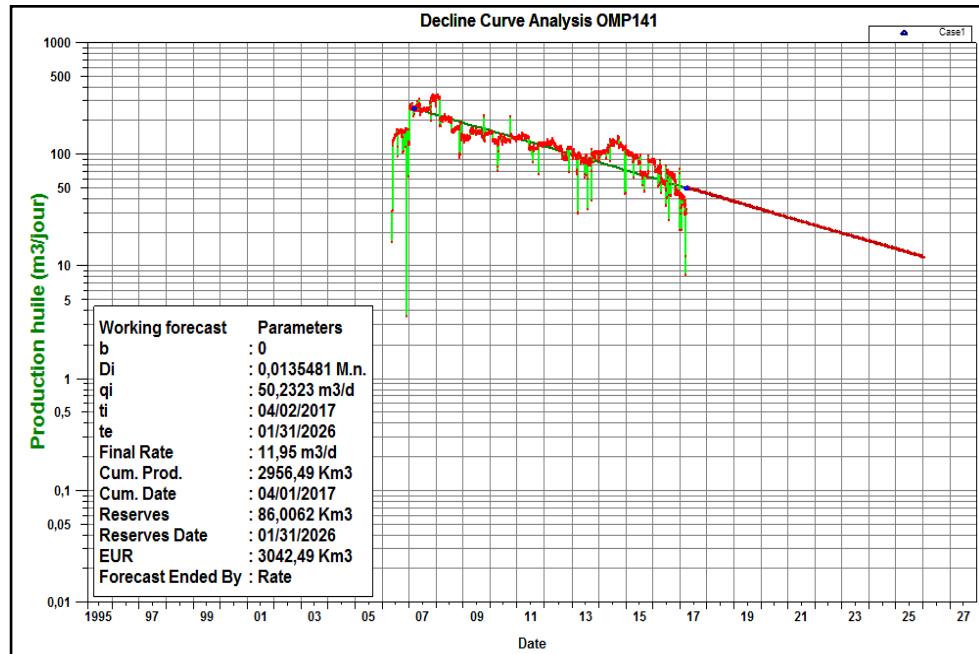


Figure V. 17 : Decline curve analysis de puits OMP141.

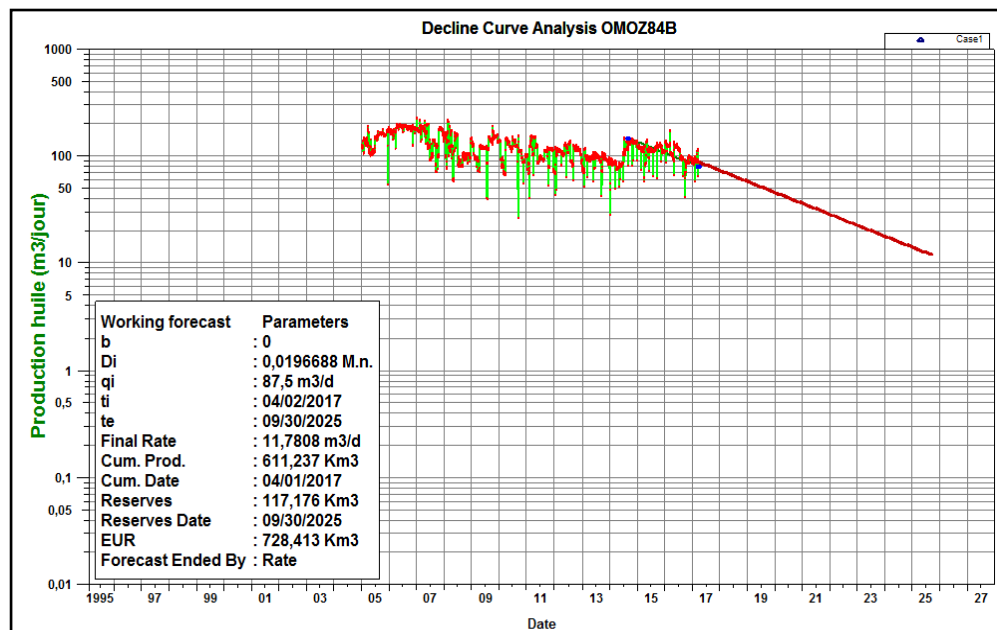


Figure V. 18 : Decline curve analysis de puits OMOZ84B.

CONCLUSION

L'injection de gaz dans la zone 8 a eu des résultats mitigés en termes d'amélioration de la production et de la récupération. Certes, elle a aidé à maintenir la pression de gisement, dans ces premières années, la production de certains puits qui y en un percées de gaz ont provoqué un déclin rapide et des fermetures prématurées. Ces percées ont eu lieu par une inondation successive des drains en commençant par les plus perméables.

CONCLUSION

GENERALE

CONCLUSION GENERALE

A la lumière de cette étude, on conclut :

- Une vraie estimation des réserves en place par un bilan matière s'avère au même temps nécessaire et délicate, du fait de la difficulté de maîtriser les influx interzones d'une part, et de cerner les quantités injectées d'autre part.
- L'application de la méthode de bilan matière nous a permis de réévaluer les réserves initiales en place de la zone 8 (180000 kstm³).
- La zone 8 a connu un maintien de pression de gisement supérieur à 200 kgf/cm² depuis 1992 à ce jour.
- Les mécanismes naturels de drainage dans cette zone sont l'expansion de l'huile et du gaz dessous (à plus de 75%) ainsi que celle de la roche et de gaz dissous (moins de 25%).
- En l'absence d'un gaz cap ou d'un aquifère actif, les mécanismes de drainage naturels qui ont assuré la production dans cette zone sont l'expansion de l'huile et de son gaz dissous et injection de gaz.
- La restitution du profil de pression de la zone 8, a mis en évidence la présence des influx, ce qui a conduit à passer à une échelle plus réduite, celle des patterns.
- La configuration des patterns d'injection proposée pour la zone 8 prend en considération l'existence des failles et des barrières, ce qui a permis de plus en plus le contrôle de l'injection.
- La performance de l'injection au niveau des patterns dépend étroitement du voidage replacement ratio. Maintenir ce ratio à un niveau proche de 1.
- Le faible ratio entre puits injecteurs et producteurs rend la fermeture de tout puits injecteur particulièrement dommageable à la balance injection-soutirage.
- Le taux de récupération atteint actuellement 27.6%.
- La percée de gaz a causé une chute considérable de la production du puits OML12B OML21.
- Après l'opération short radius la production a augmentée dans le puits OMO86.
- Après l'opération fracturation la production a augmentée dans le puits OMO751.
- A partir de PLT on a obtenu les drains qui sont en percée du gaz.
- Les puits (OML21, OMO852) sont en percée de gaz d'injection.

- Les puits (OMP16, OMP18) ont une participation de production importante dans la zone 8 (ne sont pas en percée).

RECOMMANDATIONS

A la lumière de cette étude et dans le but de parvenir à une meilleure efficacité de l'injection de gaz appliquée à la zone 8 du champ de Hassi Messoud, nous recommandons de :

- Augmenter la fréquence des jaugeages pour les puits en percée pour un meilleur suivi de l'évolution de la production de gaz.
- Examiner la possibilité de rouvrir les puits fermés à cause d'une percée de gaz.
- Etudier la possibilité de remplacer le gaz-lift par un autre mode d'activation, les pompes immergées par exemple.
- Arrêt de forage dans la zone 8 à cause de la chute de pression de gisement.
- Diminuer l'injection de gaz dans les puits, OML21, OMP751.
- Mettre en place MBPT pour diminuer le WOC des puits (OMO74, OMPZ362).
- Suivre l'évolution de GOR dans le puits OMO862 pour éviter la réduction de charge sur MFD.
- Réduire l'injection dans les puits OMP142B, OMP153, OMP262.
- Faire appel aux tests d'interférence pour mettre en évidence la distribution des failles.
- Puisque la zone 8 en majorité se sature de plus en plus en gaz, on recommande de compléter les nouveaux puits par des complétions semi intelligentes pour faire face aux percées de gaz.



Bibliographie

- ✦ Reservoir Engineering Handbook deuxième édition
par: Tarek Ahmed
Edition: Gulf Professional Publishing, 2001
ISBN: 0-88415-770-9.(Hypotheses de l'équation de bilan matière)
- ✦ Cours de production
tome 6 : récupération assisté
par : M .Latil
Edition: technip
ISBN : 2-7108.0267.8.(Mécanismes de récupération primaire)
- ✦ Théory of Gas Injection Processes par:
Franklin M.Orr, Jr. .(chapitre I)
- ✦ SPE 84359 Voidage Replacement Ratio
Calculations in Retrograde Condensate to
Volatile Oil Réservoir Undergoing EOR Processes (l'analyse de VRR)
- ✦ Analysis of declin curves Bx J.J ARPS
MEMPER A.I.M.E
(Houston meeting, may 1944). (Etude de déclin)

ANNEXE

Tableau : Les puits de la zone 8

Les puits	date de forage	statut	état	Qo(m3/h)	GOR	opération	data de l'opération	gain ou perte(m3/h)
OML11	24/05/1976	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	5.45	1406	fracturation- PLT	18/05/1993- 24/05/1956	7.01
OML12B	18/01/1980	GAZ LIFT	Ouvert	0.77	8054	Short Radius	11/10/2005	0.99
OML21	06/03/1977	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.32	10056			
OML30	06/03/1975	GAZ LIFT	Ouvert	2.77	724	fracturation	04/03/1995	0.59
OML31	02/01/1961	GAZ LIFT	Ouvert	0.4	10161	fracturation	30/08/2007	-2.47
OML42	28/12/1991	GAZ LIFT	Ouvert	2.45	2059	Short Radius	05/01/2009	-0.55
OML103	07/11/2000	GAZ LIFT	Ouvert	3.84	741			
OML202	27/03/1991	INJECTEUR GAZ		7.18	178			
OML301	23/08/1992	INJECTEUR GAZ		3.75	143			
OMLZ313	20/01/2007	GAZ LIFT	Ouvert	2.44	1147			
OMLZ321	15/07/2004	GAZ LIFT	Ouvert	4	696			
OMO74	17/01/1972	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.18	523	Short Radius	07/01/2007	
OMO75	30/07/1958	INJECTEUR GAZ	OUVERT	3.36	243			
OMO78	15/07/2013	INJECTEUR GAZ	OUVERT	4.49	147			
OMO85	19/04/1976	PRODUCTEUR HUILE		1.36	147			
OMO86	17/05/1969	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	7.64	269	Short Radius	06/07/2008	
OMO87	15/02/1977	ABANDONNE		7.31	247			
OMO87B	28/10/1995	PRODUCTEUR	Ouvert	2.79	641	fracturation	18/08/2008	2.03

		HUILE						
OMO88	11/01/1976	INJECTEUR GAZ	OUVERT	6.85	175			
OMO741	03/04/2008	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.79	319			
OMO742	13/03/1983	INJECTEUR GAZ	Ouvert	0.13	734			
OMO751	25/08/1982	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	11.12	804	fracturation	26/12/1995	18.55
OMO752	25/04/1992	GAZ LIFT	Ouvert	0.98	228	Short Radius	15/07/2001	-2.77
OMO763	22/05/1996	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	1.33	820	PLT	22/05/1996	
OMO773	16/03/1978	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.98	530	fracturation	06/06/2007	3.84
OMO852	01/05/1992	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.8	3826	fracturation	16/12/1994	0
OMO862	04/08/1991	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	1.99	2148	PLT	04/08/1994	1.85
OMOZ84B	09/03/2003	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	4.12	789			
OMOZ833	24/06/2005	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	7.22	532			
OMP16	21/07/1970	GAZ LIFT	Ouvert	2.21	2721	Fracturation	25/08/1994	5.36
OMP17	07/11/1959	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	6.13	448	Fracturation	19/05/2002	2.17
OMP18	21/09/1974	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.34	678	Fracturation	19/12/1996	2.76
OMP37	07/03/1964	INJECTEUR GAZ						
OMP141	06/12/1978	GAZ LIFT	Ouvert	1.57	6465			
OMP142	21/04/1977	ABANDONNE		24.95	208			

OMP142B	23/07/2007	INJECTEUR GAZ		3.93	930			
OMP143	14/06/1991	GAZ LIFT	Ouvert	3.05	736	Fracturation	16/08/2009	7.04
OMP153	11/02/1973	INJECTEUR GAZ		2.9	149			
OMP262	31/10/1999	INJECTEUR GAZ	Ouvert	1.04	121			
OMP263	11/11/1973	GAZ LIFT	Ouvert	7.92	164			
OMP272	22/08/1997	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.17	2208	Fracturation- PLT	30/04/1998- 22/8/1997	11.92
OMP273	29/04/1973	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	4.72	563	Fracturation	21/11/1997	4.61
OMP373	22/01/1992	GAZ LIFT	Ouvert	6.58	701	Fracturation	12/07/1996	-4.61
OMPZ36	31/12/2010	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	4.27	241			
OMPZ173	14/06/2001	GAZ LIFT	Ouvert	2.12	4297			
OMPZ253	15/07/2009	GAZ LIFT	Ouvert	2.11	799	Fracturation	14/05/2014	1.74
OMPZ261	07/04/2002	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.73	1256			
OMPZ362	07/01/2007	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	3.8	152			
OMK81	10/01/1997	GAZ LIFT	Ouvert	0.8	1030			
OMKZ811	05/03/2005	GAZ LIFT	Ouvert	3.14	564			

ملخص

عندما تفشل آليات الصرف الطبيعي في استخراج كمية النفط الموجودة في الخزان، نلجأ الى استخدام آليات ثانوية فيصبح من الضروري حقن الغاز لتحسين وزيادة استخراج النفط. لدراسة وتقدير تأثير حقن الغاز تم اختيار المنطقة (8) التي تقع شمال شرق حقل حاسي مسعود هناك نوعان من الطرق لتقييم كميات النفط والغاز طريقة الحجمي تستعمل لحساب احتياطي النفط في بداية تطوير الخزان ويتم تقييم البيانات وفق مصادر مختلفة (الزلزالي والحفر). وطريقة الحيوي (معادلة توازن المادة) التي تتطلب تقدير الدورين متوسط ضغط المكمن و بعد تحليل المنحنيات تبين أنه على الرغم من بعث كمية من الغاز 66% في منطقتنا معدل الاسترداد لم يتجاوز 27.8%.

كلمات البحث المفتاحية : برنامج امبال, في أر, أر, حجم المسام النفط والغاز, برنامج او أف أم , فوركاست , لوغ جي أو أر.

Résumé

Quand les mécanismes naturels de drainage ne permettent pas de récupérer les réserves en place, le recours à des mécanismes secondaire devient nécessaire telle que l'injection de gaz pour améliorer et augmenter la récupération ultime d'huile.

Pour étudier et estimer l'effet d'injection de gaz on a choisi la zone 8 qui est située au Nord-Est du champ de Hassi –Messaoud. Il existe deux méthodes différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans

Les réservoirs. La méthode volumétrique utilisée pour calculer les réserves au début du développement de gisement. L'évaluation se fait avec des données provenant de deux sources différentes (la sismique, le forage). La méthode dynamique (équation du bilan matière) qui requiert l'estimation périodique de la pression moyenne du réservoir.

Après analyses des courbes de VRR et HCPVi on a trouvé que malgré l'injection (66% dans notre zone), le taux de récupération n'a pas dépassé 27,8%.

Mots clés : VRR ,HCPVI, Logiciel MBAL, Logiciel OFM, Log GOR, Forcast.

Abstract

When natural drainage mechanisms fail to recover the quantity of oil In place, the use of secondary mechanisms becomes necessary; The injection of gas to improve and increase the ultimate recovery of oil.

In order to study and estimate the gas injection effect, zone 8, which is located at Northeast of the field of Hassi -Messaoud.

There are two differents methods for assessing the quantities of hydrocarbons in The volumetric method used to calculate reserves at the beginning of the Development of deposits. The evaluation is done with data from two Different sources (seismic, drilling). The dynamic method (balance sheet equation Material) which requires periodic estimation of the mean reservoir pressure.

After analyzes of the VRR and HCPVi curves it was found that despite the injection (66% in our area), the recovery rate did not exceed 27.8%.

Keywords: VRR, HCPVI, MBAL software, OFM software, Log GOR, Forcast.