

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

ZEGURIR labidi oussama, TOUM taki el ouahab

-THEME-

Etude de l'efficacité d'injection de gaz dans le champ de Hassi Messaoud

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	BRAHMIA Nabil	MAB	UKMO
Rapporteur:	ALI ZERROUKI Ahmed	MCA	UKMO
Examineurs:	LEBTAHI Hamid	MAB	UKMO

Remerciement

Tout d'abord, Nous Remercions Dieu notre créateur de nous avoir donné la force pour achever ce travail

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein de l'université Kasdi Merbah, sous la direction de **Mr. ALI ZERROUKI AHMED** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Nous tenons à remercier **Mr. BRAHMIA NABIL** , pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous présentons également ma profonde reconnaissance à **Mr. LEBTAHI HAMID** Qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Nos remerciements vont également à tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi Messaoud, Spécialement Mrs, **REZAGUI MEHDI**, de nous avoir apporter leur aide scientifique durant toute la période du stage, leur expérience et leur rigueur scientifique ont constitué un soutien indispensable à la réalisation de cette travaille.*

***Enfin**, dans ces dernières lignes je tiens à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.*

Merci encore à tous

Dédicace

J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail

A mon héros mon cher papa yazid Tu as su m'inculquer le sens de la responsabilité et de la confiance en soi. Tes conseils ont toujours guidé mes pas vers la réussite. Ta patience sans fin, ta compréhension et ton encouragement sont pour moi le soutien indispensable que tu as toujours su m'apporter. Je ferai toujours de mon mieux pour rester ta fierté et ne jamais te décevoir.

A la mémoire de ma mère ben bia saliha رَحْمَهَا اللهُ :

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eue pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

A mon chère tonton hassan m'a soutenu et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

**A mes grands parents : abdel kader et djamila
mes chères sœurs : nassima assma et meryam**

A mon petit cher frère adoré : haron

A ma chère tante : nassime (laid)

A toute la famille zegrir

A mes chers amis : montaser said soufi Choukri rahim imad

A mon meilleur ami : sanfour

A ma chère amie : iman haddar

A mon binôme : taki

A mes collègues : mostafa yassin taha houssam rahim ramzi

Enfin je remercie vraiment toute personne qui m'a encouragé qui m'a jamais laissé

Zegrir labidi oussama



Dédicace

*C'est avec un grand bonheur
que je dédie cet humble travail
à mes chers parents auxquelles
je dois toute ma réussite, à mes
frères et sœurs avec qui j'ai
partagé une enfance si
heureuse, à tous mes amis et
mes camarades*

Takï el ouahab Toum

Résumé

La réussite d'un projet d'injection de gaz dans un champ d'huile nécessite une bonne gestion à tous les niveaux, une bonne balance injection-production doit être maintenue au niveau du champ et de la cellule, un fonctionnement adéquat des puits producteurs et injecteurs doit être assuré et toute défaillance de puits doit être prévenue.

Tout au long de la vie d'un projet d'injection de gaz, d'énormes quantités de données sont collectées et stockées par les opérateurs. Ces données peuvent être d'une grande utilité dans l'évaluation continue de l'efficacité d'un tel projet et dans l'identification et le diagnostic des problèmes qui peuvent survenir à tout moment.

Dans ce travail, nous sommes attelés à la mission d'évaluer l'efficacité de l'injection de gaz mise en place dans la zone 25 du champ de Hassi Messaoud en utilisant un ensemble de techniques de surveillance et de monitoring appliquées à deux échelles : la zone toute entière et la cellule d'injection.

A l'échelle de la zone, nous avons réévalué les réserves initiales en place à l'aide de la méthode de bilan matière pour pouvoir par la suite déterminer le niveau du taux de récupération atteint par la déplétion naturelle puis par l'injection de gaz. Nous avons également suivi l'évolution de la balance injection-soutirage à l'échelle de la zone afin de déterminer l'effet que peut avoir son maintien sur le niveau de production.

Au niveau des patterns d'injection et après choix et validation de la configuration d'injection à l'aide de la technique de restitution de profil de pression, nous avons procédé à l'analyse et l'évaluation de la performance de chaque pattern afin de déterminer ceux parmi eux qui nécessitent qu'une action soit entreprise pour améliorer la production.

L'étude a montré que dans la zone 25 dudit champ, l'injection de gaz a amélioré la production de 3 % à 44.6 % de 1973 à 2020.

Mots-clés :

Injection de gaz, miscibilité, efficacité, surveillance et monitoring, courbes de diagnostic, pattern d'injection.

Abstract

The success of a gas injection project in an oil field requires good management at all levels, a good injection-production balance must be maintained at field and cell level, adequate functioning of the producing wells and injectors must be ensured and any well failure must be prevented.

Throughout the life of a gas injection project, huge amounts of data are collected and stored by operators. This data can be of great use in the ongoing evaluation of the effectiveness of such a project and in the identification and diagnosis of problems that may arise at any time.

In this work, we are focused on the mission of evaluating the efficiency of the gas injection implemented in zone 25 of the Hassi Messaoud field using a set of monitoring techniques applied at two scales: the entire area and the injection cell.

At the area level, we reassessed the initial reserves in place using the material balance method in order to determine the level of recovery achieved by natural depletion and then by gas injection. We have also followed the evolution of the injection-withdrawal balance at the zone level in order to determine the effect which its maintaining on production level can have.

In terms of injection patterns and after selecting and validating the injection configuration using the pressure profile rendition technique, we analysed and evaluated the performance of each pattern to determine which of them required action to improve production.

The study showed that in zone 25 of the said field, gas injection improved production from 3% to 44.6% from 1973 to 2020.

Key words:

Injection of gas, miscibility, effectiveness, surveillance and monitoring, curves of diagnosis, of injection pattern.

المخلص

إن نجاح مشروع حقن الغاز في حقل نفطي يتطلب إدارة جيدة على جميع المستويات، كما يجب الحفاظ على توازن جيد بين الحقن والإنتاج على مستوى الحقل والخلايا، وضمان الأداء الملائم للآبار الحقن والإنتاج بدون فشل أو أعطال .

طوال فترة عمل مشروع حقن الغاز، يتم جمع كميات ضخمة من البيانات وتخزينها بواسطة العمال. ويمكن أن تكون هذه البيانات ذات أهمية كبيرة في التقييم الجاري لفعالية هذا المشروع وفي تحديد المشاكل التي قد تنشأ في أي وقت وتشخيصها. وفي هذا العمل، نركز على مهمة تقييم كفاءة حقن الغاز في المنطقة 25 من حقل حاسي مسعود باستخدام مجموعة من تقنيات الرصد المطبقة على مستويين: المنطقة بأكملها وخليّة الحقن.

فعلى مستوى المنطقة بأكملها، قمنا بإعادة تقييم الاحتياطيات الأولية القائمة باستخدام معادلات توازن المادة لتحديد مستوى الاسترجاع النفط خلال فترة الاستخراج الطبيعي ثم الاستخراج المدعم عن طريق حقن الغاز. كما تابعنا تطور التوازن بين الإنتاج والحقن على مستوى المنطقة لتحديد التأثير الذي قد يحدثه ذلك على مستوى الإنتاج.

أما على مستوى نمط الحقن بعد اختيار مواصفات الحقن والتحقق منها محاكات لقيم الضغط، قمنا بتحليل وتقييم أداء كل نمط لتحديد أي منها يتطلب اتخاذ إجراء لتحسين الإنتاج.

وأظهرت الدراسة أنه في المنطقة 25 من الحقل المذكور، أدى حقن الغاز إلى تحسين الإنتاج من 3% إلى 44.6% من 1973 إلى 2020.

الكلمات المفتاحية:

حقن الغاز، الامتزاز، الفعالية، المراقبة، المنحنيات التشخيصية، أنمط الحقن.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	IV
Liste des figures	XI
Liste des tableaux	XIV
Liste des abréviations	XV
INTRODUCTION GENERALE	2
CHAPITRE I : PRESANTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	3
I. Présentation Du Champ De Hassi Messaoud	4
Introduction	4
I.1 Historique du champ :	4
I.2 Situation du champ de Hassi-Messaoud:	5
I.2.1 Situation geographies :	5
I.2.2 Cadre géologique	5
I.3 Structure du champ	6
.....	7
I.4 Description de reservoir	7
I.5 Zonation et numérotation des puits.....	8
I.6 Stratigraphie du champ	9
I.6.1 Le paléozoïque.....	9
I.6.2 Le mésozoïque :	10
I.6.3 Le Cénozoïque:.....	12
I.7 Caractéristiques générales du réservoir de Hassi Messaoud	13
I.8 Présentation de la zone 25 du champ de Hassi Messaoud	14
I.8.1 Localisation	14

I.8.2	Coordonnés cartésiens et géographiques de la zone 25.....	14
I.8.3	Au plan stratigraphique	15
I.8.4	Description du réservoir de la zone 25	17
I.8.5	Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone.....	18
CHAPITRE II : MECANISMES DE DRAINAGE ET EQUATION DE BILAN		
MATIERE		20
II.	Mécanismes De Drainage Et Equation De Bilan Matière	21
	Introduction	21
II.1	Mécanismes de récupération primaire	21
II.1.1	Expansion de la roche et d'eau interstitielle.....	21
II.1.2	Expansion du gaz dissous.....	22
II.1.3	Expansion du chapeau de gaz.....	22
II.1.4	Expansion de l'aquifère	22
II.1.5	Drainage par gravité	22
II.1.6	Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage	23
II.1.7	Performance des mécanismes de drainage	23
II.2	Méthodes d'estimation des réserves en place	24
II.2.1	La méthode volumétrique.....	24
II.2.2	La méthode dynamique (Bilan Matière).....	25
CHAPITRE III: PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)		
.....		33
III.	Principes D'injection De Gaz (Déplacement Miscible)	34
	Introduction :	34
III.1	Facteurs à considérer dans un projet d'injection de gaz.....	34
III.1.1	Caractéristiques du réservoir	34
III.1.2	Caractéristiques des fluides	35
III.1.3	Mécanismes de récupération primaire	36

III.2	Configurations d'injection.....	36
III.2.1	Schéma irrégulier d'injection	37
III.2.2	Injection périphérique.....	37
III.2.3	Injection centrale	38
III.2.4	Schémas d'injection basale et sommitale	38
III.2.5	Schémas d'injection réguliers.....	38
III.3	Définition de la miscibilité.....	40
III.4	Diagramme ternaire.....	40
III.5	Miscibilité première contact.....	44
III.5.1	Mécanisme de vaporisation	45
III.5.2	Mécanisme de condensation.....	48
III.5.3	Mécanisme de condensation/vaporisation	50
III.6	Miscibilité Dans Le réservoir.....	52
III.7	Méthodologie de surveillance et d'analyse de la performance de l'injection	53
III.7.1	Techniques de suivi de la performance d'injection	53
CHAPITRE IV : ANALYSE GLOBALE DE LA PERFORMANCE DE LA ZONE 25		55
IV.	Analyse Globale De La Performance De La Zone 25	56
IV.1	Analyse de l'historique de la zone 25	56
IV.1.1	Historique de production	56
IV.1.2	Analyse de l'évolution de la pression de gisement.....	58
IV.2	Estimation des réserves par la méthode de bilan matière.....	59
IV.2.1	Calcul de la pression moyenne du réservoir.....	60
IV.2.2	Données PVT.....	61
IV.2.3	Données pétrophysiques.....	61
IV.2.4	Paramètres du réservoir	61
IV.2.5	Calage de l'historique (History matching)	62
IV.2.6	Mécanismes de drainage.....	63

IV.3	Performance de l'injection de gaz dans la Zone 25.....	64
IV.3.1	Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total.....	64
IV.3.2	Impact de l'injection sur le taux de récupération	65
	Conclusion.....	66
CHAPITRE V : ANALYSE ET ETUDE DE PERFORMANCE DES PATTERNS		
D'INJECTION DE LA ZONE 25		
	67	67
V.	Analyse Et Etude De Performance Des Patterns D'injection De La Zone 25.....	68
	Introduction	68
V.1	Analyse des patterns d'injection dans la zone 25.....	68
V.1.1	Validation des patterns d'injection dans la zone 25	68
V.1.2	Schéma d'injection attribuée	69
V.1.3	Analyse de la pression des patterns	71
V.1.4	Rétablissement des profils de pression des patterns.....	73
V.2	Etude de Performance des patterns d'injection.....	76
V.2.1	Pattern 1	77
V.2.2	Pattern 2	78
V.2.3	Pattern 3	80
	Conclusion	82
CONCLUSION GENERALE.....		84
Recommandations		85
Références Bibliographiques		87
Annexe A : Tableaux		89
Annexe B : figure		93

Liste des figures

FIGURE I.1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD	5
FIGURE I.2: CADRE GEOLOGIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	6
FIGURE I.3: CARTE STRUCTURALE DU RESERVOIR DE HASSI MESSAOUD (13).....	7
FIGURE I.4: COUPE GEOLOGIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD (13).....	8
FIGURE I.5: REPARTITION DES ZONES DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	9
FIGURE I.6: COUPE STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD (1)	13
FIGURE I.7: COLONNE LITHO STRATIGRAPHIQUE DE PUIITS PLUS COMPLET DANS LA ZONE D'ETUDE (9; 1).....	16
FIGURE I.8: COUP GEOLOGIQUE REGIONALE (1)	18
FIGURE II.1: SCHEMA DE PRINCIPE DU BILAN MATIERE (2)	26
FIGURE II.2: SOUTIRAGE F VS Eo (2)	30
FIGURE II.3: SOUTIRAGE F VS Eo+MEG (2)	31
FIGURE II.4: SOUTIRAGE F VS (Eo+EG) & N ET M INCONNUES (2)	31
FIGURE II.5: F/Eo VS We/Eo (2)	32
FIGURE III.1: SCHEMA D'INJECTION PERIPHERIQUE.....	37
FIGURE III.2: SCHEMA D'INJECTION CENTRALE (2).....	38
FIGURE III.3: SCHEMA D'INJECTION BASALE ET A LA CRETE (2).....	38
FIGURE III.4: SCHEMAS REGULIERS D'INJECTION (3).....	39
FIGURE III.5: DIAGRAMME TERNAIRE POUR UN SYSTEME CONSTITUE DES COMPOSANTS A, B ET C QUI SONT MISCIBLES EN TOUTE PROPORTION	41
FIGURE III.6: DIAGRAMME TERNAIRE (4).....	42
FIGURE III.7: EFFET DE LA PRESSION SUR LA MISCIBILITE, $p_1 < p_2 < p_3$ (4).....	43
FIGURE III.8: DETERMINATION DES CONDITIONS DE MISCIBILITE A PARTIR DU DIAGRAMME TERNAIRE (4)	43
FIGURE III.9: MISCIBILITE PREMIER CONTACT (FCM) (4)	44
FIGURE III.10: DIAGRAMME REPRESENTANT LE MECANISME DE VAPORISATION (4)	46
FIGURE III.11: SCHEMA D'UN DEPLACEMENT IMMISCIBLE (4)	47
FIGURE III.12: PRESSION MINIMALE DE MISCIBILITE (MMP) (4).....	48
FIGURE III.13: DIAGRAMME REPRESENTANT LE MECANISME DE CONDENSATION (4)	48
FIGURE III.14: SCHEMA D'UN DEPLACEMENT IMMISCIBLE (4)	49

FIGURE III.15: SCHEMA REPRESENTANT LE CONCEPT DE L'ENRICHISSEMENT MINIMAL DE MISCIBILITE (MME) (4).....	50
FIGURE IV.1: HISTORIQUE DE PRODUCTION, D'INJECTION ET DE PRESSION DE LA ZONE 25	56
FIGURE IV.2: CARTE A BULLES DE LA PRODUCTION CUMULEE D'HUILE DES Puits DE LA ZONE 25	57
FIGURE IV.3: CARTE A BULLES DE L'INJECTION CUMULEE DE GAZ DANS LA ZONE 25	58
FIGURE IV.4: CARTE A BULLES DE DERNIER GOR DANS LA ZONE 25	58
FIGURE IV.5: GRID MAP DE LA PRESSION DE LA ZONE 25	59
FIGURE IV.6: EVOLUTION DE LA PRESSION DE GISEMENT EN FONCTION DU TEMPS	60
FIGURE IV.7: CALAGE DE L'HISTORIQUE	62
FIGURE IV.8: PARAMETRES DE RESERVOIR DE LA ZONE 25 (MBAL).....	63
FIGURE IV.9: EVOLUTION DES INDICES DE DRAINAGE DANS LE TEMPS	63
FIGURE IV.10: COURBE DU VRR, DE L'INJECTION DE GAZ ET DE LA PRESSION MOYENNE DE LA ZONE 25 EN FONCTION DU TEMPS.....	64
FIGURE IV.11: COURBE DU VRR ET DU DEBIT MENSUEL DE LA ZONE 25 EN FONCTION DU TEMPS	65
FIGURE IV.12: TAUX DE RECUPERATION EN FONCTION DU HCPVI	65
FIGURE V.1: LA CONFIGURATION DES PATTERNS ATTRIBUES A LA ZONE 25	70
FIGURE V.2: TREND DE LA PRESSION DU PATTERN 1	71
FIGURE V.3: TREND DE LA PRESSION DU PATTERN 2	72
FIGURE V.4: TREND DE LA PRESSION DU PATTERN 3	72
FIGURE V.5: PRINCIPE DE LA METHODE DE DICHOTOMIE.....	73
FIGURE V.6: CALAGE DE LA PRESSION DU PATTERN 1	75
FIGURE V.7: CALAGE DE LA PRESSION DU PATTERN 2	75
FIGURE V.8: CALAGE DE LA PRESSION DU PATTERN 3	76
FIGURE V.9: VRR & PRESSION DE RESERVOIR DU PATTERN 1	77
FIGURE V.10: COURBE DE VRR & DEBIT D'HUILE DU PATTERN 1	77
FIGURE V.11: TAUX DE RECUPERATION EN FONCTION DE HCPVI DU PATTERN 1.....	78
FIGURE V.12: VRR & PRESSION DE RESERVOIR DU PATTERN 2.....	78
FIGURE V.13: COURBE DE VRR & DEBIT D'HUILE DU PATTERN 2	79
FIGURE V.14: TAUX DE RECUPERATION EN FONCTION DE HCPVI DU PATTERN 2.....	80
FIGURE V.15: VRR & PRESSION DE RESERVOIR DU PATTERN 3.....	80
FIGURE V.16: COURBE DE VRR & DEBIT D'HUILE DU PATTERN 3	81

FIGURE V.17: TAUX DE RECUPERATION EN FONCTION DE HCPVI DU PATTERN 3.....	81
FIGURE B.1: INTERFACE DE LA MACRO DE RESTITUTION DE PRESSION LA ZONE 25	93
FIGURE B.2: INTERFACE DE LA MACRO DE RESTITUTION DE PRESSION PATTERN 1	93
FIGURE B.3: INTERFACE DE LA MACRO DE RESTITUTION DE PRESSION PATTERN 2	94
FIGURE B.4: INTERFACE DE LA MACRO DE RESTITUTION DE PRESSION PATTERN 3	94

Liste des tableaux

TABLEAU II.1: PERFORMANCE DE DIFFERENTS REGIMES DE DRAINAGE (2)	23
TABLEAU IV.1: EVOLUTION DES PARAMETRES PVT EN FONCTION DE LA PRESSION	61
TABLEAU V.1: REPARTITION DES PUIITS PAR PATTERN.....	70
TABLEAU V.2: RECAPITULATIF DES TAUX DE RECUPERATION ET DES HCPVI DES PATTERNS D'INJECTION	82
TABLEAU A.1: HISTORIQUE DE LA ZONE 25.....	89
TABLEAU A.2: ETAT ACTUEL DES PUIITS DE LA ZONE 25	91

Liste des abréviations

N_p :	Production d'huile cumulée, STm ³ .	M :	Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction.
N :	Volume d'huile initiale en place, STm ³ .	μ_o :	Viscosité de l'huile, cp.
VR :	Volume de roche imprégnée	μ_w :	Viscosité de l'eau, cp.
h_u :	Hauteur utile du réservoir, mètre.	k_{ro} :	Perméabilité relative à l'huile, fraction.
h_t :	Hauteur totale du réservoir, mètre.	k_{rw} :	Perméabilité relative à l'eau, fraction.
Φ :	Porosité, fraction.	Et :	Efficacité globale du balayage, fraction.
k :	Perméabilité de la formation, md.	Ed :	Efficacité de déplacement, fraction.
Sw_i :	Saturation interstitielle de l'eau, fraction.	Ea :	Efficacité surfacique du balayage, fraction.
m :	Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.	Ev :	Efficacité verticale du balayage, fraction.
Bo :	Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm ³ /STm ³ .	Sw :	Saturation en eau, fraction.
Bo_i :	Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm ³ /STm ³ .	So :	Saturation en huile, fraction
Bg :	Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm ³ /STm ³ .	F :	Soutirage des fluides dans les conditions de réservoir, Rm ³ .

G :	Volume de gaz libre, STm^3 .	Sor :	Saturation résiduelle en huile, fraction.
Gp :	Production de gaz cumulée en, STm^3 .	VRR :	Taux de remplacement du vide (<i>Voidage Replacement Ratio</i>), fraction.
Ginj :	Injection de gaz cumulée en, STm^3 .	Qo :	Débit de production d'huile, STm^3/h .
Rp :	GOR de production, m^3/m^3 .	Qw :	Débit de production d'eau, STm^3/h .
Rs :	GOR de dissolution, m^3/m^3 .	Qw inj :	Débit d'injection d'eau, m^3/h .
Rsi :	GOR de dissolution dans les conditions initiales, m^3/m^3 .	RF :	Taux de récupération (<i>Recovery Factor</i>), Fraction.
We :	Entrées d'eau cumulées, STm^3 .	HCPVi :	<i>Hydrocarbon Pore Volume Injection</i> , fraction.
Wp :	Production d'eau cumulée en, STm^3 .	re :	Rayon du drainage, mètre.
Winj :	Injection d'eau cumulée en, STm^3 .	rw :	Rayon du puits, mètre.
Bw :	Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm^3/STm^3 .	S :	<i>Skin factor</i> .
Cw :	Compressibilité isotherme de l'eau, cm^2/kgf .	Pinj :	Pression d'injection au fond du puits, kgf/cm^2 .
Cf :	Compressibilité isotherme de la formation, cm^2/kgf .	Pwh :	Pression d'injection en surface, kgf/cm^2 .
WOR :	<i>Water-oil Ratio</i> , m^3/m^3 .	pw :	Masse volumique de l'eau, kg/m^3 .

WOR ': Dérivée du WOR par rapport
au temps.

g : Accélération de la pesanteur,
 m/s^2 .

F_w : Débit fractionnaire d'eau
(*water cut*)

H : Hauteur de la colonne
hydrostatique, mètre.

**INTRODUCTION
GENERALE**

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 assisté devient nécessaire. L'injection de gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole et cela grâce à son efficacité et à son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes (1).

La réussite d'un projet de récupération assisté par injection de gaz miscible requiert un suivi rigoureux, une surveillance minutieuse et un ajustement régulier de ses paramètres car les connaissances dont on dispose au moment de l'implantation d'un tel projet sont souvent limitées (1).

Le projet d'injection de gaz miscible a haut pression mis en œuvre dans la zone 25 du champ sud 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 suivis d'une conclusion générale et des recommandations. La situation du champ de HMD et l'étude géologique de la zone d'étude (zone 25) sont représentées 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 on a défini Principes d'injection de Gaz (Déplacement Miscible), 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 25.
- Diagnostiquer les problèmes de projet d'injection de gaz miscible à l'aide des techniques du surveillance et monitoring.

CHAPITRE I :
PRESANTATION DU
CHAMP DE HASSI
MESSAOUD

I. Présentation Du Champ De Hassi Messaoud

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-Messaoud:

I.2.1 Situation géographiques :

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.

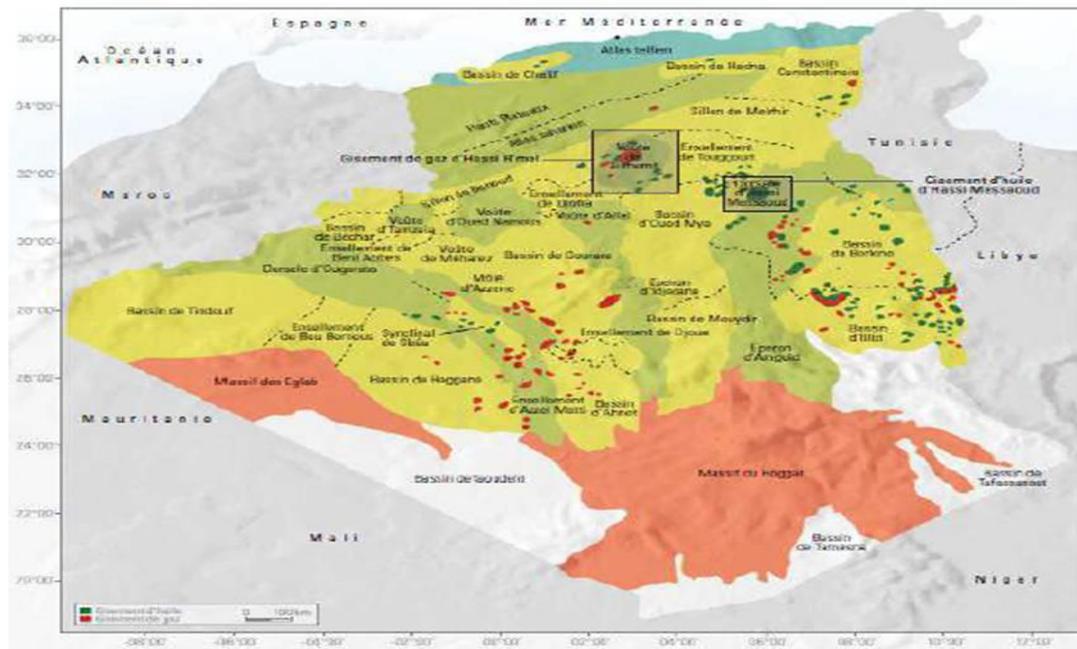


Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.2.2 Cadre géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa Superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie Par rapport aux autres gisements. Le champ de Hassi Messaoud est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- Au Sud-est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Le dôme de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paleotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod qui a plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud se prolonge le mole d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Tougourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkine.

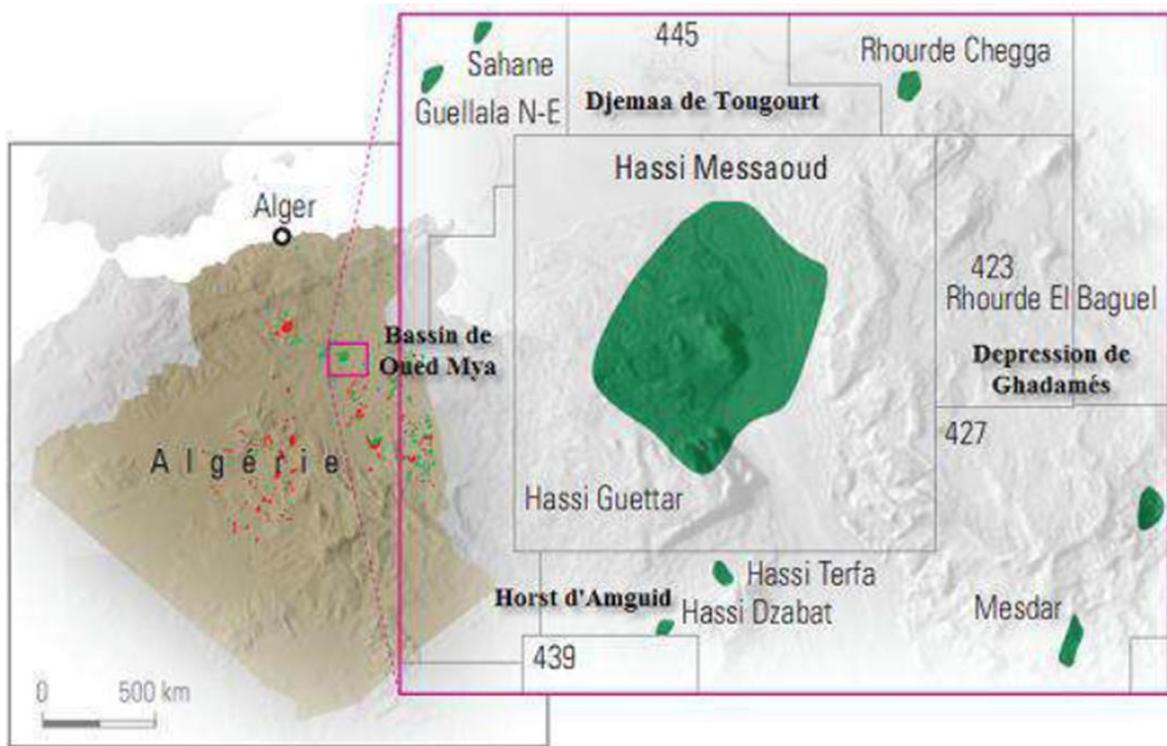


Figure I.2: Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud

I.3 Structure du champ

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont

dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation hydraulique naturelle (1).

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir
- Du point de vue caractéristique de réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite.
- Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
- Discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides.
- Anisotrope par la présence de silt et l'existence de matrice de petits grains.

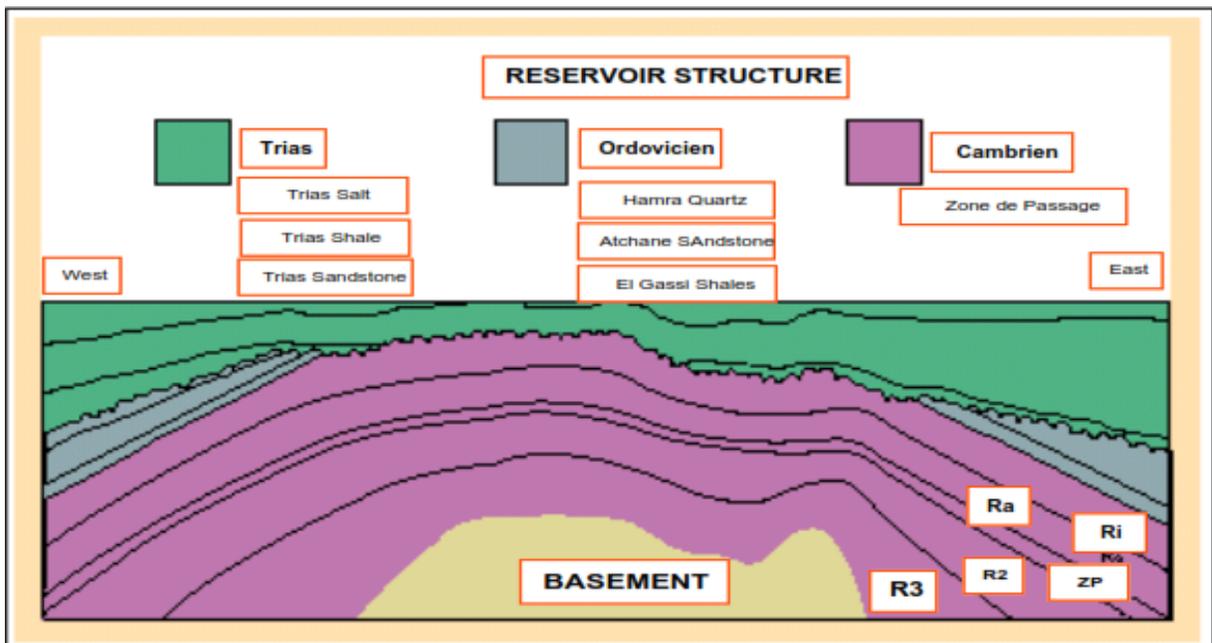


Figure I.3: Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud (13)

I.4 Description de 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 poste

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 microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique rencontré à une plus de 4000 m de profondeur, c'est un granite porphyroïde rose.

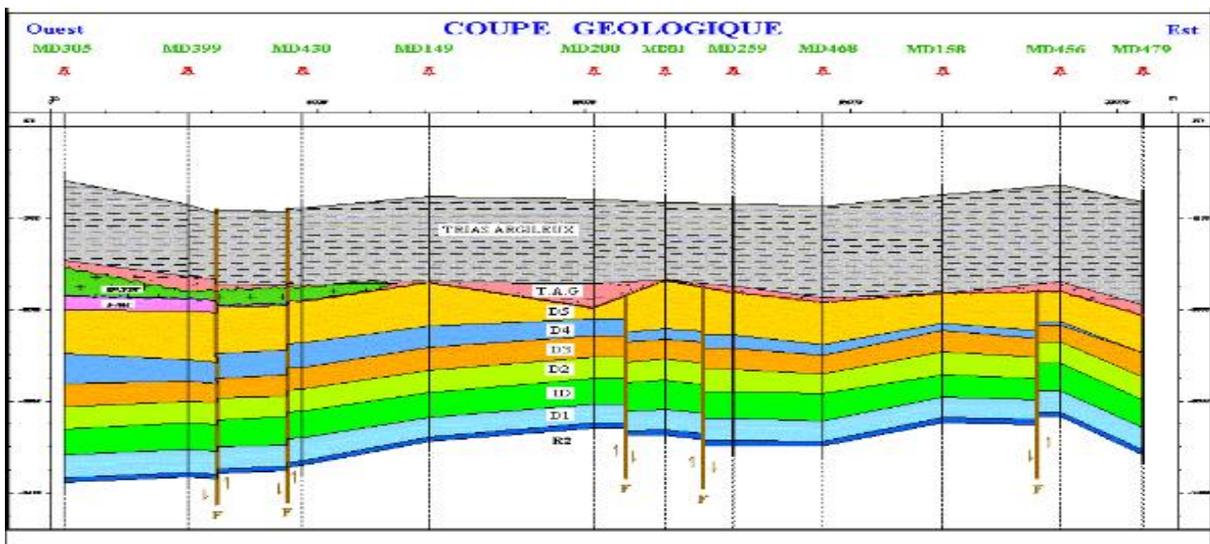


Figure I.4: Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud (13)

I.5 Zonation et numérotation des puits

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

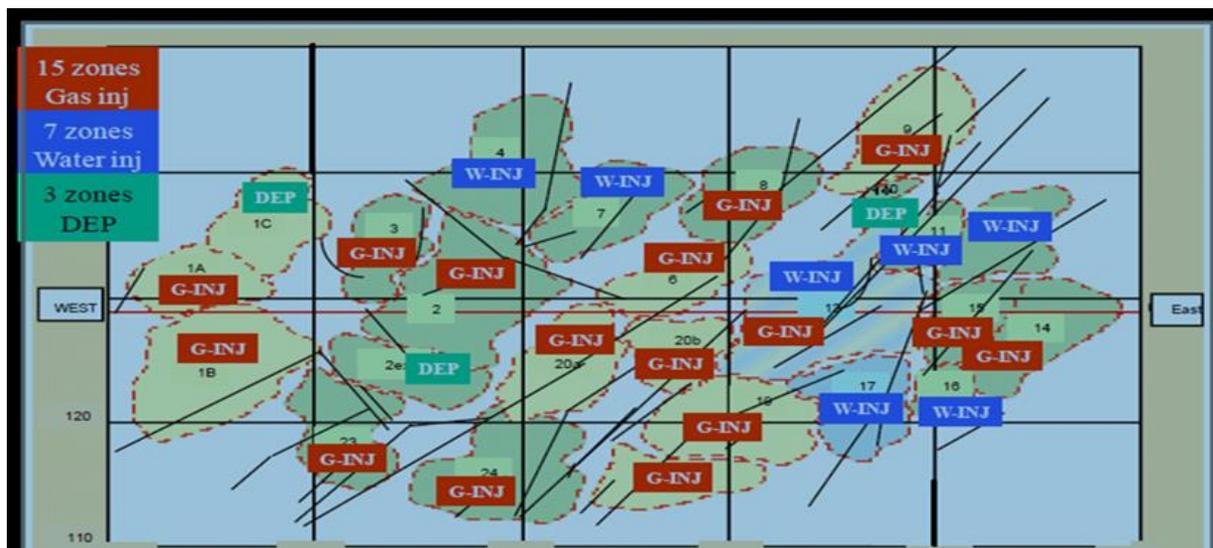


Figure I.5: Répartition des zones du champ de HASSI MESSAOUD

I.6 Stratigraphie du champ

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

I.6.1 Le paléozoïque

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

a) Le Socle:

rencontré à une profondeur de 4000m, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

b) L'infra-cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

c) Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt argilo-micacés. Il est composé de trois lithozones R1 (Ra et Ri), R2 et R3.

d) L'Ordovicien :

A l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs formations, alors que dans le champ de Hassi Messaoud, il est représenté par :

i. La zone des alternances:

Epaisse en moyenne de 20 m, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites à grains fins isométriques glauconieuses.

ii. Argile d'El-Gassi :

D'une épaisseur moyenne d'environ 50 m, cette formation est constituée d'argile schisteuse indurée verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuses ou carbonatée, présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

iii. Les grès d'El-Atchane :

Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25m. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Il peut être argileux ou glauconieux, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

iv. Les quartzites de Hamra :

Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 m, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

I.6.2 Le mésozoïque :

Il est subdivisé comme suit :

a) Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. Il est subdivisé en trois unités :

i. Trias-Gréseux :

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

ii. Trias Argileux :

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

iii. Trias Salifère :

Epais de 340 m en moyenne. Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles silteuses et dolomitiques.

b) Le Jurassique :

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

i. Le Lias:

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

ii. Le Dogger :

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

iii. Le Malm :

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

c) Le Crétacé :

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

i. Le Néocomien :

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

ii. Le Barrémien :

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

iii. L'Aptien :

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

iv. L'Albien :

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

v. Le Cénomaniien :

Son épaisseur moyenne est de 145 m. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniien-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

vi. Le Turonien :

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

d) Le Sénonien:

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

1.6.3 Le Cénozoïque:

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

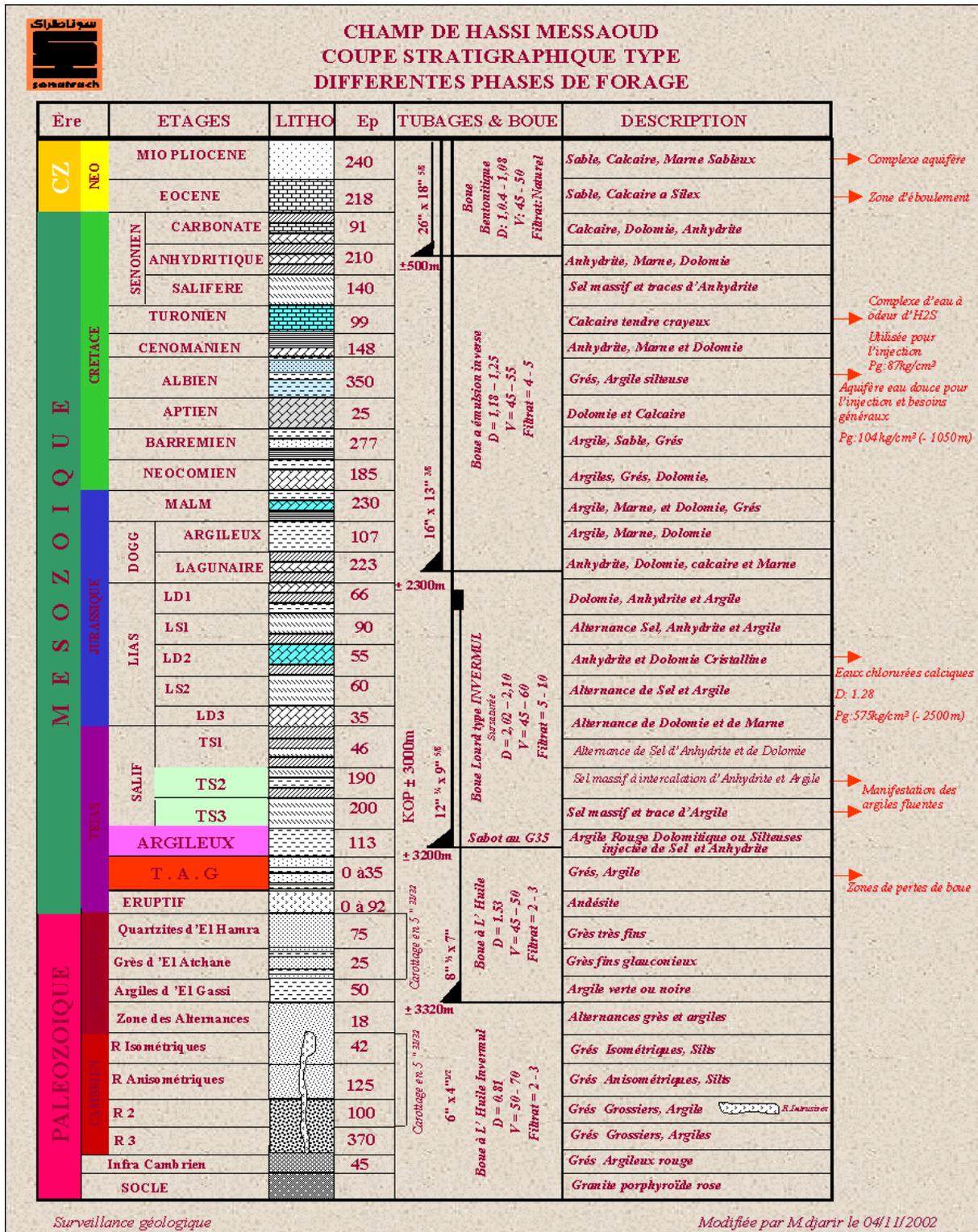


Figure I.6: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (1)

I.7 Caractéristiques générales du réservoir de Hassi Messaoud

- Une huile légère de densité moyenne 0.8 g/cm³ (45° API).
- Une pression de gisement variant entre 120 et 400 (kg /cm²) ;

- Une température de l'ordre de 120° C.
- Un GOR de dissolution de l'ordre de 220(v/v),
- Une faible porosité de l'ordre de 5 à 10%.
- Une perméabilité qui varie de 0,1 md à 1000 md (pour les fissures).
- Un contact régional huile /eau : -3380m.
- Une Pression de bulle : 140 à 200 kg /cm².
- Une Cote de référence : -3200m.
- Une épaisseur de la zone productive qui peut atteindre 120 m au maximum.
- Une saturation en huile qui est de 80% à 90% maximum.

A cette pression 183kg/cm², l'huile a les caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.67 R_m^{3/stm^3}$.
- Densité en condition de stockage : 0.8 g/cm³ (45° API).
- Rapport gaz/huile de dissolution : $R_s = 219 m^3 / m^3$.
- Densité relative à l'air : 0.9.
- L'eau de gisement est très riche en sel (315 g/l), dans les conditions initiales de gisement (480.2 kg/cm² et 120°C), cette eau a une viscosité de 1cp. En condition de stockage, sa densité est de 1.2 g/cm³.

I.8 Présentation de la zone 25 du champ de Hassi Messaoud

I.8.1 Localisation

Comme c'est mentionné dans le chapitre I ; Le champ de Hassi Messaoud est divisé en 25 zones.

La zone 25 est notre secteur d'étude. Cette zone située à l'extrême sud du champ, dans la partie est, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est très sévère. Elle est limitée au Nord par la zone 19 à l'ouest par les zones 24 vers (**Fig I.6**), dans notre zone d'étude il y a 43 puits.

I.8.2 Coordonnés cartésiens et géographiques de la zone 25

- X=776976 @ 787019.13 31° 33' 36.00" @ 31° 38' 50.6266"N
- Y= 3495365 @ 3504791 5° 55' 4.4563" @ 6° 01' 34.7951"E

1.8.3 Au plan stratigraphique

La lithologie du réservoir cambrien se présente comme un milieu hétérogène tant verticalement que latéralement. Ceci s'explique par le mode de dépôt des grès qui le constituent, compliqué par les effets diagenétiques subis après un enfouissement très important.

Dans notre zone d'étude, la série stratigraphique est complète sauf les formations : silurienne, dévonienne, carbonifère, permien et grand partie ordovicien et petite partie des formations cambriens sont érodés. Les principaux drains constituant le réservoir cambrien

Dans cette zone sont :

Le drain(D5) subdivise supérieur et argileux et inférieur dans réservoir Ri, et les drains (D1 et DI et D2 et D3 et D4) dans réservoir Ra.

L'intrusion magmatique est présente sur une petite partie sur la bordure sud de la zone, et manque sur le reste. L'érosion atteint le D5 jusqu'à D3 sur la bordure Est de la zone, les drains D2, DI, D1 sont pratiquement complet à le S-E.

AGE	PROF	STRATIGRAPHIE		LITHOLOGIE	DESCRIPTION
	0-217	MIO-PLIOCENE			sable , calcaire et marne sableux
	217	EOCENE			sable calcaire à silix
C R E T A C E	307	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique
	414		ANHYDRITIQUE		anhydrite + marne et dolomie
	651		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites
	780	TURONIEN			calcaire tendre crayeux
	899	CENOMANIEN			anhydrite marne et dolomie
	1043	ALBIEN			Grès et Argile Silteuse
	1414	APTIEN			Dolomie cristalline et calcaire
	1439	BARREMIEN			Argile et sable + Grès
	1744	NEOCOMIEN			Dolomie , marne et Grès + Argile
J U R A S S I Q U E	1929	MALM			Argile , Marne et Dolomie + Grès
	2152	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Marne et Dolomie
	2257		LAGUNAIRE		Anhydrite , Dolomie et Marne
	2479	LIAS	L.D.1		Dolomie , Anhydrite et Argile
	2537		L.S.1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile
	2630		L.D.2		Anhydrite et Dolomie cristalline
	2690		L.S.2		Alternance de Sel et d'Argille
	2751		L.D.3		Alternance de Marne et de Dolomie
T R I A S	2778	SALIFERE	TS1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile et dolomi
	2823		TS2		sel massif à intercalation d'anhydrite et d'argil
	3020		TS3		Sel massif et traces d'Argile
	3229	ARGILEUX	G35= 3304 m		Argile rouges Dolomitiques ou silteuses injectée de sel et d'argile.
	3325	ARGILO-GRESEUX & CARBONATE	GRES SUPERIEURS		Grès fins à ciment Argilieux abondant
			ARGILO-CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie
			GRES INFERIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.
		ANDESITIQUE		Complexe volcano-sédimentaire	
O R D O V I C I E N	Erodé	DH - QUARTZITES DE HAMRA			Quartzites gris beiges fins à Tigillites
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE			Grès Glauconieux fins à Tigillites avec passées d'argile noire
	Erodé	ARGILES D'EL GASSI			Argile noire micacée et niveaux de grès blancs.
	3323	ZONE DES ALTERNANCES			Alternance de Grès et d'Argile
C A M P R I E N	3331	DH-Réservoir R1 (D5)			Grès quartzitiques fins isométriques à Tigillites
	3376	Réservoir Ra (D4)			Grès quartzites et Quartzites Grés anisométrique avec passées de Siltstones
	3485	Réservoir R2			Grès quartzitiques à ciment argilieux
		Réservoir R3			Grès quartzites à ciment Argilieux abondant à éléments très gossiers
		Infracambrien			Grès argilo-carbonatés rougeâtres, galets de granite
	3450	TD		-3300	
	3495	OWC		-3345	

Figure I.7: Colonne litho stratigraphique de puits plus complet dans la zone d'étude (9; 1)

1.8.4 Description du réservoir de la zone 25

Le gisement de Hassi Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âges Cambriens respectivement de bas en haut R3, R2 et R1 (Ri + Ra). Le réservoir Ri (R isométrique) situé au-dessus du Ra (anisométrique) se trouve dans quelques secteurs du champ. Il a été érodé dans la plus grande partie du gisement (La partie centrale). Les puits produisent à partir du Ra qui est le seul à posséder des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production.

Le réservoir R2 ne produit pas directement dans les puits qui sont généralement forés jusqu'à son toit mais il alimente le réservoir Ra par un flux vertical d'huile. Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant le critère granulométrique. Une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure).

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent 5 drains (D4.D3.D2.ID.D1) qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Le réservoir Ri est divisé en 3 zones fine à moyen Ri (supérieur ; argileux ; inférieur), dans laquelle se développent un drain D5.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- **D1** : c'est des grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques.
- **ID** : Niveaux plus minces et fréquent. Ce drain est représenté par des niveaux silteux, avec la présence de tigillites. Il marque le passage progressif entre le D1 et le D2.
- **D2** : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec quelques intercalations de niveaux de silts.

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs. On remarque l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

- **D3** : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier)

- **D4** : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas- rides.
- **D5** : Le milieu de dépôt est de type marin caractérisé par une grande continuité latérale des silts. Il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra.

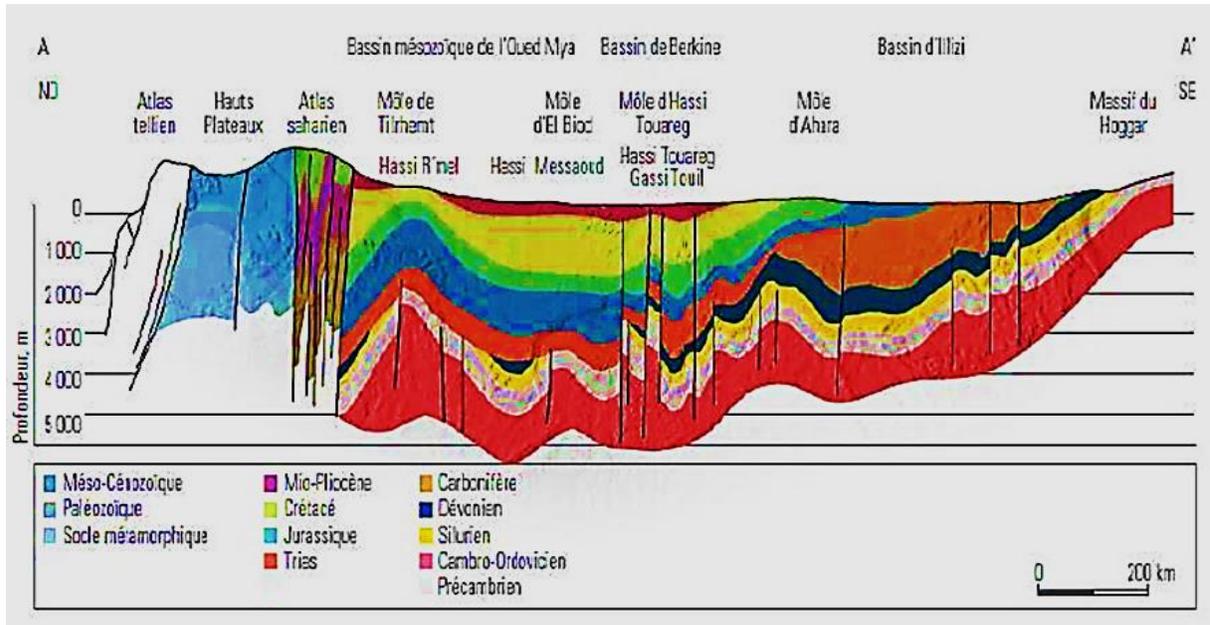


Figure I.8:Coup géologique régionale (1)

1.8.5 Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone

a) Caractéristiques de l'huile

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre 165 kg/cm², à cette pression, l'huile aux caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique différentiel est de 1.975m³/m³.
- Facteur volumétrique composite est de 1.753m³/m³.
- Rapport gaz/huile dissolution différentiel est de 18m³/m³.
- Rapport gaz /huile dissolution composite est de 182m³/m³.
- Viscosité de l'huile est de 0.2233 cp.
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de 0.8.

b) Caractéristiques du gaz

A la pression de saturation moyenne de la zone (165/kg/cm²), le gaz se caractérise par :

- Coefficient de compressibilité du gaz est $Z=0.8$.
- La viscosité est de 0.0233cpo.
- Densité relative du gaz à la densité de l'air est 0.9.

c) Caractéristiques de l'eau du gisement

- L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l). Dans les conditions de gisement
- (482kgf/cm² et de 120°C) .
- Cette eau a une viscosité de 0.45cp. En conditions de stockage, sa densité est de 1.12
- Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits de la zone, quelques valeurs de perméabilités ont pu être déterminées et puis une valeur moyenne de toute la zone qu'est de l'ordre de 3.4md, ce qu'est comparable à la valeur moyenne mesurée sur l'ensemble du champ et qu'est de 2.5md.

CHAPITRE II :
MECANISMES DE
DRAINAGE ET EQUATION
DE BILAN MATIERE

II. Mécanismes De Drainage Et Equation De Bilan Matière

Introduction

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

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

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

Toute récupération d'huile par mécanisme de drainage naturel se réfère à une production sans utilisation d'aucun processus pour compléter l'énergie naturelle du réservoir. L'objectif principal de ce chapitre est de définir :

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

II.1 Mécanismes de récupération primaire

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

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

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

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 :

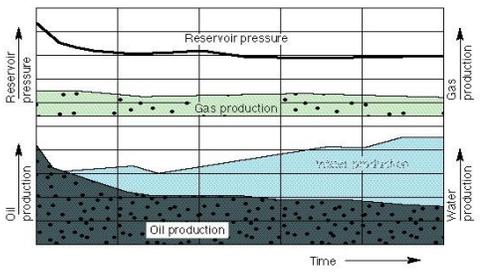
- Le degré de déclin de pression.
- L'évolution du GOR.
- L'évolution du water cut.

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 II.1:Performance de différents régimes de drainage (2)

Mécanisme de Drainage	Origine de l'énergie	Performance du réservoir	Taux de Récupération
Expansion de la roche et du liquide	Compressibilité de la roche et de l'eau interstitielle		(5 ÷ 10) %
<i>Solution gas drive</i>	Compressibilité du gaz dissous dans l'huile		(5 ÷ 30) %
<i>Gas cap drive</i>	Expansion du gaz libre (chapeau de gaz)		(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 Méthodes d'estimation des réserves en place

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

II.2.1 La méthode volumétrique

a) 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.

i. 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.

ii. Les forages :

qui permettent d'atteindre le réservoir et évaluer les caractéristiques moyennes soit à partir des diagraphies qui sont enregistrées, soit à partir des mesures réalisées au laboratoire sur carottes.

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

$$V(cs) = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \frac{1}{B_o} \quad (II.1)$$

- $V(cs)$: 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
- \emptyset : Porosité
- S_{wi} : Saturation en eau initiale
- B_o : 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 matières est un outil fondamental de réservoir engineering qui peut être utilisé pour fournir une meilleure compréhension du réservoir par :

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

a) 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*.

b) 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 :

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

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

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

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

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

Ou par :

$$PV = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} \tag{II.3}$$

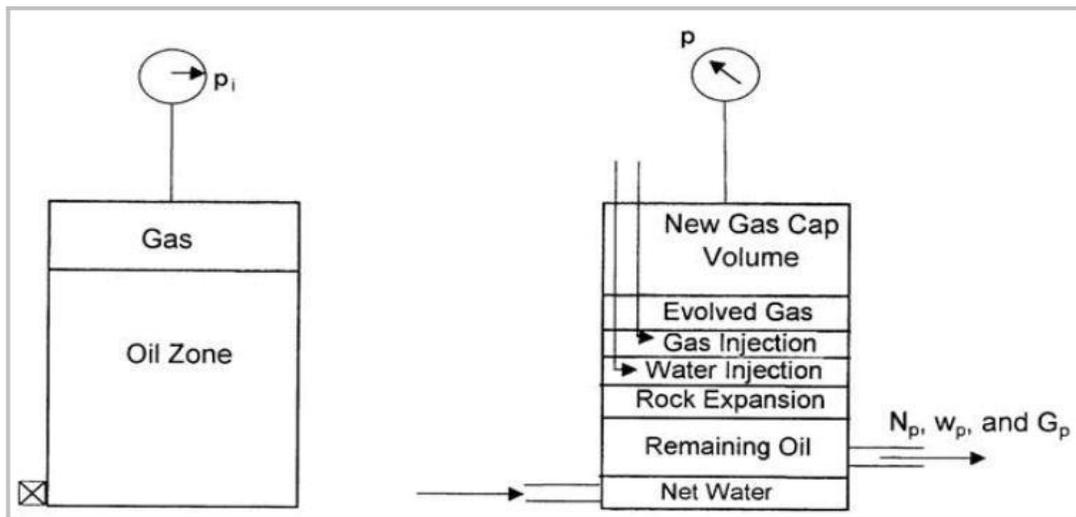


Figure II.1:Schéma de principe du bilan matière (2)

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

i. Volume poreux occupé par l'huile initialement en place à P_i

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

ii. Volume poreux occupé initialement par le gaz dans le chapeau de gaz

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

iii. Volume poreux occupé par l'huile restant à une pression de réservoir P

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

iv. 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 :

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

v. Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir

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

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

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

vi. Volume poreux occupé par les entrées d'eau nettes

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

vii. Changement en volume dû à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle

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

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

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 :

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

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

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

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

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

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

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

viii. Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés

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

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

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

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

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g(R_s - R_{si}) + mB_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1+m) \left(\frac{C_W S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right) B_o \Delta P \right] + \quad (II.17)$$

$$N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g$$

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

c) 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.

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

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 (2.10) par rapport au temps donne :

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

Avec $q = \frac{\partial v}{\partial t}$

L'expression (2.19) suggère que pour une compressibilité constante dans le temps :

$$V \propto \frac{q}{\partial P / \partial t}$$

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

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

Puisque la MBE est habituellement appliquée à des intervalles réguliers (ex : mensuel c.à.d. $\Delta t = mois$) 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 :

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

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

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

d) 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 :

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g + (W_p - W_{inj})B_w - G_{inj}B_g] \quad (II.22)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + B_g(R_{si} - R_s) \quad (II.23)$$

$$E_{f,w} = B_{oi}(1 + m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad (II.24)$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (II.25)$$

$$W_e = C_s \sum \Delta P Q (\Delta t_D) \quad (II.26)$$

L'équation de bilan matière peut s'écrire :

$$F = N [E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e \quad (II.27)$$

Pour les réservoirs saturés, on peut négliger l'expansion de la roche et d'eau ($E_{f,w} = 0$),

L'équation (2.27) devient :

$$F = N [E_o + mE_g] + W_e \quad (II.28)$$

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

L'absence d'un ou deux des mécanismes ci-dessus exige la suppression des limites appropriées de l'équation. (2)

1^{er} cas

- Ni aquifère actif.
- Ni chapeau de gaz.

L'équation (2.28) devient :

$$F = NE_o \quad (II.29)$$

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

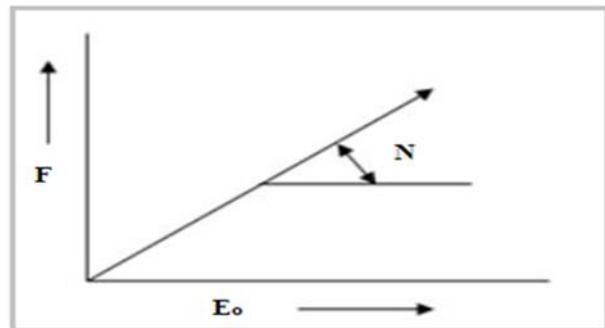


Figure II.2: Soutirage F vs E_o (2)

2^{eme} cas

- Avec chapeau de gaz

L'équation (2.28) devient :

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (II.30)$$

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

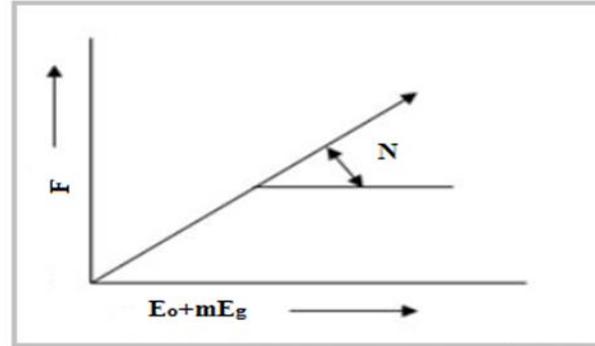


Figure II.3: Soutirage F vs E_o+mE_g (2)

3^{eme} cas

- Pas d'aquifère
- N et m inconnues

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

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

On donne des valeurs pour **m** puis on trace :

F vs (E_o + mE_g)

Si **m** assumée est correcte, la courbe sera une ligne droite passant par l'origine avec N comme pente.

Si **m** assumée est trop petite la ligne passera par l'origine mais courbera vers le haut.

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

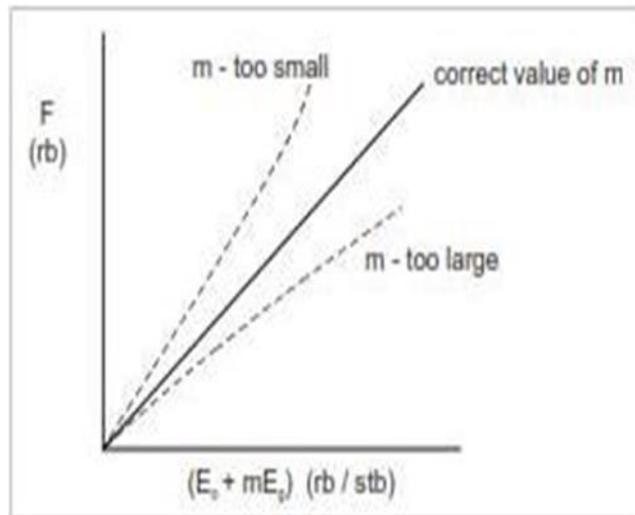


Figure II.4: Soutirage F vs (E_o+E_g) & N et m inconnues (2)

4^{eme} cas

- Avec aquifère
- Pas de chapeau de gaz

L'équation (2.28) devient :

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (II.32)$$

Dans le cas où le réservoir est surmonté par un chapeau de gaz, l'équation (2.28) devient :

$$\frac{F}{E_o + mE_g} = N + \frac{W_e}{E_o + mE_g} \quad (II.33)$$

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

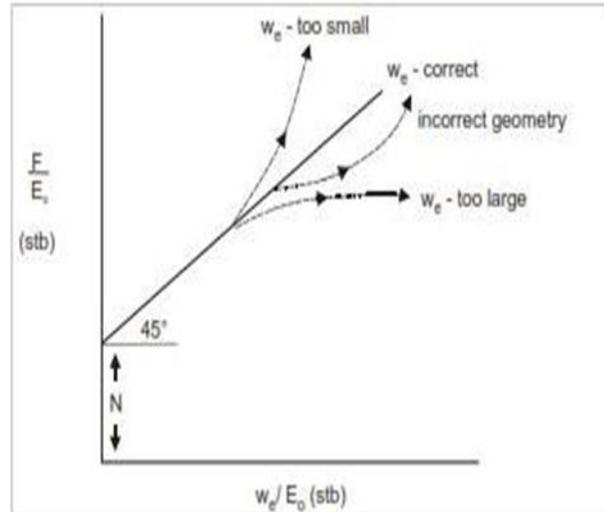


Figure II.5: F/E_o vs W_e/E_o (2)

**CHAPITRE III: PRINCIPES
D'INJECTION DE GAZ
(DEPLACEMENT
MISCIBLE)**

III. Principes D'injection De Gaz (Déplacement Miscible)

Introduction :

On désigne sous le nom de déplacements miscibles (d'après l'anglais "miscible drive") des déplacements au desquels fluide déplaçant et le fluide déplacé deviennent au moins localement miscibles en toute proportion. Les forces interraciales sont ainsi supprimées, C'est d'ailleurs ce procédé qui est depuis longtemps employé en laboratoire, où Les carottes sont débarrassée de l'huile qu'elles contiennent à l'aide de solvants appropriés (3).

Malheureusement les produits couramment utilisés en laboratoire et miscibles avec les huiles sont des produits chers (prix supérieur le plus souvent au prix d'un pétrole brut), dont on ne peut envisager l'injection en continu dans un gisement.

L'intérêt pratique des déplacements miscibles est apparu quand on a découvert ;

- D'une part qu'il suffisait, pour obtenir un tel déplacement. d'injecter un bouchon de solvant de volume limité (quelques pourcents du volume poreux à balayer) poussé par un fluide de chasse beaucoup moins onéreux.
- D'autre part que, dans certaines conditions de pression, température et compositions des phases en présence, divers fluides pouvaient devenir miscibles avec l'huile.

Nous désignerons par miscibilité absolue le premier type de miscibilité, alors que le second a reçu le nom de "miscibilité thermodynamique".

III.1 Facteurs à considérer dans un projet d'injection de gaz

III.1.1 Caractéristiques du réservoir

a) Géométrie du réservoir

La géométrie affecte la position des puits et, en off-shore, le nombre de plates-formes. La géométrie du réservoir dicte le schéma de l'injection avec laquelle un réservoir peut être exploité.

b) Profondeur du réservoir

La profondeur a une influence importante sur les aspects techniques et économiques d'un projet d'injection de gaz. La pression maximum d'injection augmente avec la profondeur. Les coûts de récupération de l'huile des puits très profonds limitent le *water-cut* économique qui peut être toléré, réduisant le taux de récupération finale et augmentant de ce fait tous les frais d'exploitation de projet. Aussi, un réservoir peu profond impose-t-il une contrainte à la pression d'injection qui doit être inférieure à la pression de fracturation de la formation.

c) Lithologie et propriétés de roche

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

d) Hétérogénéité de réservoir et continuité des drains

L'uniformité substantielle du réservoir est l'un des critères principaux pour la réussite d'un projet d'injection de gaz. La présence de barrières à l'écoulement de nature tectonique (failles imperméables) ou stratigraphique (variations latérales de faciès, lentilles, biseaux, etc.), des cheminements préférentiels (réseaux de failles, fissures, strates plus perméable, etc.) permettent à l'eau de s'écouler sans drainer une bonne part de l'huile en place.

La continuité latérale des couches productrices est également un préalable au succès d'un projet d'injection. Un mécanisme d'injection exige que l'injecteur et le producteur soient présents dans un réseau en communication.

III.1.2 Caractéristiques des fluides

a) Viscosité des fluides :

La viscosité de l'huile joue un rôle important qui affecte le degré de succès d'un projet d'injection de gaz. La viscosité d'huile à l'effet important de déterminer le rapport de mobilité qui contrôle l'efficacité de balayage de réservoir. Ce rapport est défini comme suit :

$$M = \frac{K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{\mu_o}{K_{ro}} \quad (III.1)$$

b) Saturation des fluides

Plus la saturation d'huile est importante plus la quantité d'huile à récupérer est importante, une saturation plus élevée d'huile augmente la mobilité d'huile qui donne une efficacité plus élevée de récupération.

III.1.3 Mécanismes de récupération primaire

Un réservoir supporté par un aquifère actif ou par un chapeau de gaz n'est pas considéré comme un bon candidat à un projet d'injection de gaz. Cette catégorie de réservoirs dispose d'une énergie naturelle suffisante donc l'utilisation d'une source d'énergie extérieure n'est pas nécessaire

Un réservoir avec un bon drainage par gravité est un autre exemple de réservoir ne devant pas être mis sous injection si nous essayons de maximiser la récupération. Le drainage par gravité est un mécanisme plus efficace que le déplacement par l'eau de point de vue récupération. Dans ce type de réservoirs, l'injection de l'eau devrait être employée pour augmenter seulement le débit de production.

Les réservoirs produisant par expansion de l'huile et du gaz dissout. sont généralement considérés les meilleurs candidats pour des projets d'injection. Vu que la récupération primaire est habituellement faible, nous espérons créer par l'injection un mécanisme artificiel de drainage, qui améliorera sensiblement la récupération ultime de l'huile.

III.2 Configurations d'injection

La première étape dans la conception d'un projet d'injection de gaz est le choix de la configuration appropriée dont l'objectif est d'avoir un contact maximal avec l'huile et cela soit par la conversion de puits producteurs en puits injecteurs ou par le forage de nouveaux puits. Pour le choix d'une configuration adéquate, les facteurs suivants doivent être pris en considération :

- L'hétérogénéité de réservoir et de la perméabilité directionnelle
- La direction des fissures de la formation
- La durée désirée et prévue de l'injection
- L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

Au début du siècle précédent, un projet d'injection commençait par l'injection dans un seul puits. A mesure que la zone inondée s'étendait et que les puits adjacents étaient inondés, ceux-ci étaient convertis en Injecteurs pour prolonger l'aire balayée. C'était appelé le (*circle flooding*) Cette configuration a été progressivement remplacée Par d'autres dont on peut citer (3):

III.2.1 Schéma irrégulier d'injection

On peut avoir ce schéma dans le cas où les conditions de surface ou/et la présence de puits horizontaux résulte en une non uniformité de la position des puits producteurs ou injecteurs. Aussi par la conversion de certains puits producteurs pour des raisons économiques dans les petits réservoirs qui sont développés pour la production primaire, la présence des failles, la localisation d'une variation de la porosité ou de perméabilité peuvent également mener aux schémas irréguliers.

III.2.2 Injection périphérique

Les injecteurs sont situés à la frontière externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur (voir figure III.1.) L'injection périphérique garantit généralement une récupération maximale d'huile avec un minimum de production d'eau. Pour cela, plusieurs conditions doivent être réunies. Par exemple, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un débit donné sur de grandes distances. De plus, la ligne d'injection doit rester aussi proche que possible du front, les puits producteurs ayant un water-cut élevé sont convertis.

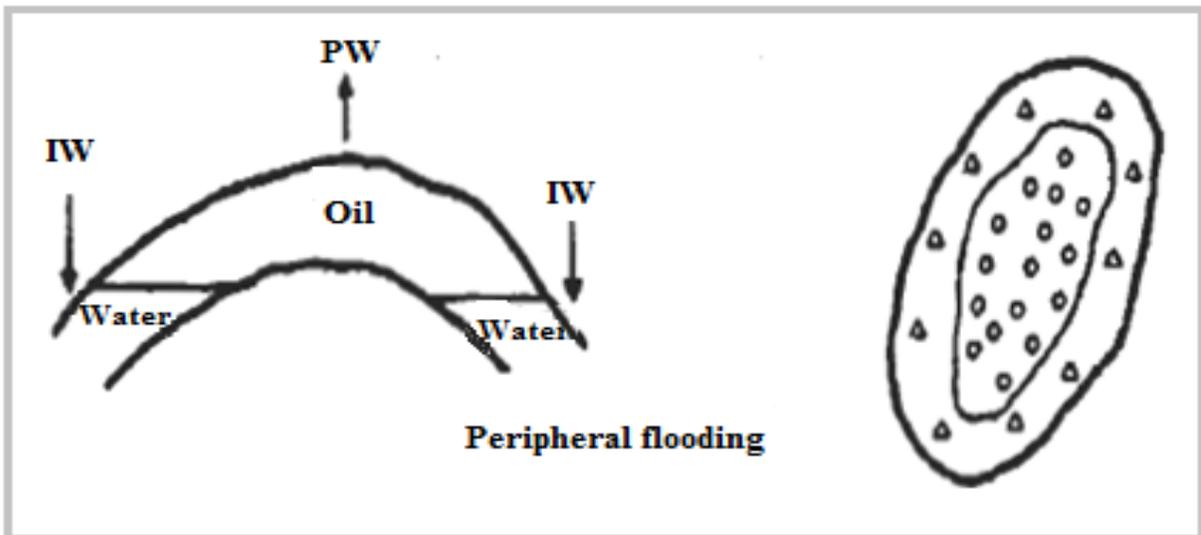


Figure III.1:Schéma d'injection périphérique

III.2.3 Injection centrale

L'injection centrale est le cas opposé de L'injection périphérique. Dans ce schéma, les injecteurs sont au centre du champ, et l'injection progresse vers l'extérieur. L'exemple le plus simple est celui d'un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits d'injection sont le plus souvent regroupés au top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure (III.2).

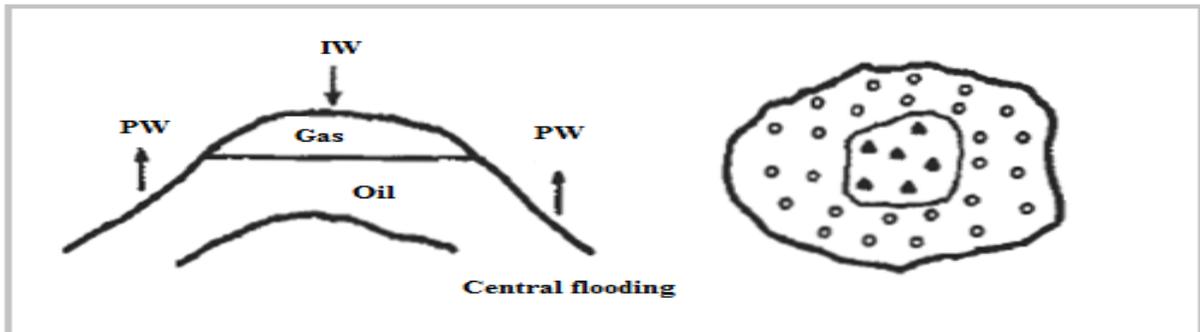


Figure III.2:Schéma d'injection centrale (2)

III.2.4 Schémas d'injection basale et sommitale

Dans un gisement monoclinale, avec chapeau de gaz ou aquifère, soumis à l'injection d'eau ou de gaz, on a une ou plusieurs lignes d'injecteurs situés en haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, ou en bas dans le cas de l'eau. Plusieurs projets d'injection d'eau emploient le modèle basal d'injection avec des gains additionnels grâce à la ségrégation gravitationnelle.

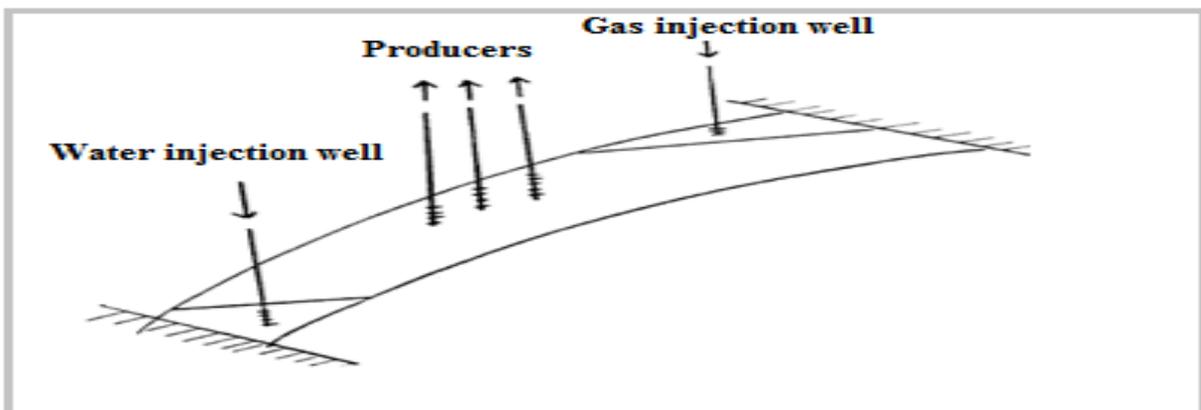


Figure III.3:Schéma d'injection basale et à la crête (2)

III.2.5 Schémas d'injection réguliers

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés. Dans ce cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement.

Les dispositions les plus courantes sont indiquées sur a figure suivante :

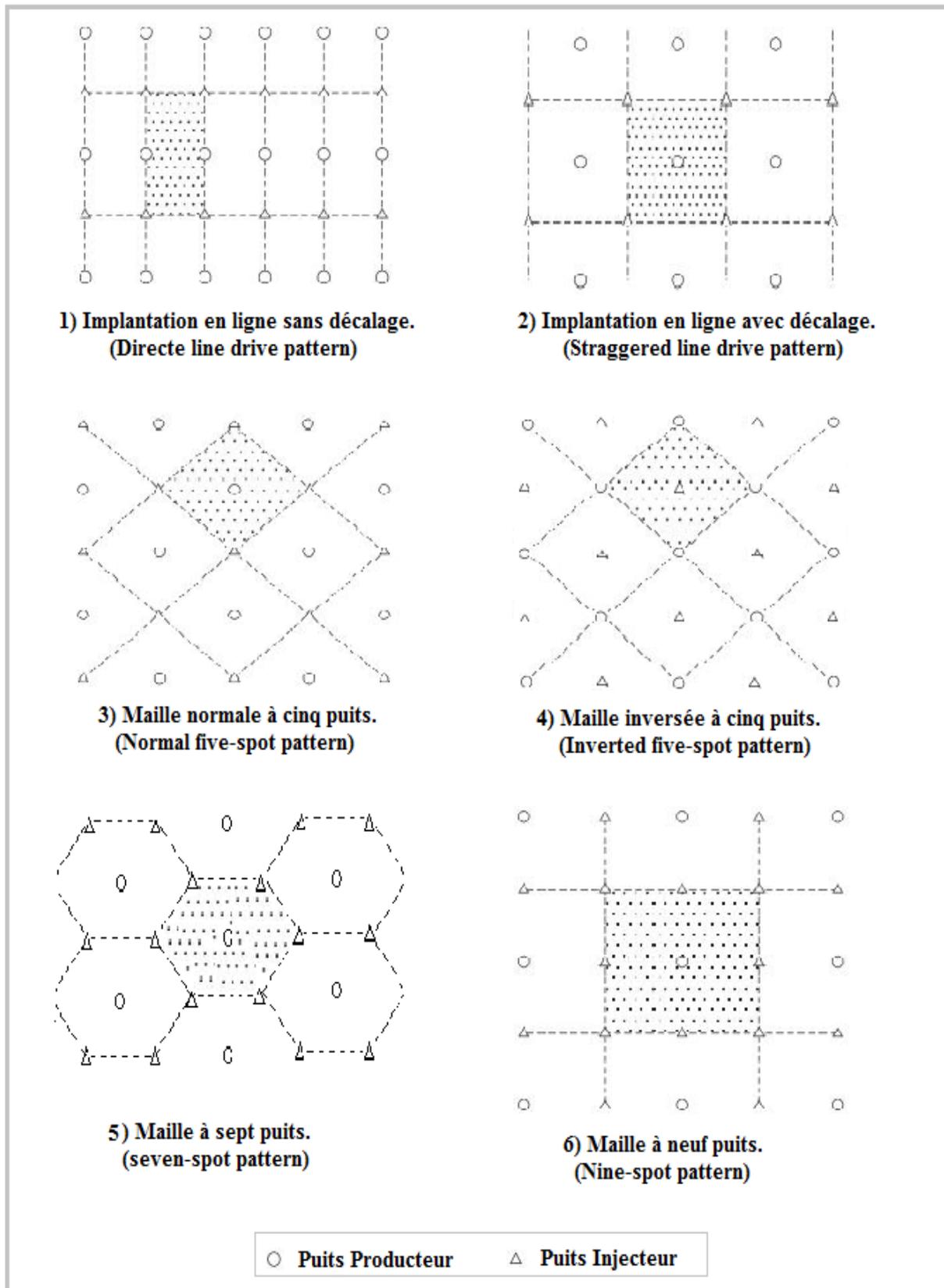


Figure III.4:schémas réguliers d'injection (3)

III.3 Définition de la miscibilité

La miscibilité est un phénomène qui se produit entre l'huile du réservoir et le gaz injecté. Elle permet le développement -au niveau du front d'injection- d'une zone de mélange où l'huile et le gaz ne forment qu'une seule phase dans laquelle les propriétés des deux fluides se confondent et où les tensions interfaciales entre les deux fluides sont nulles.

L'étude du développement de la miscibilité passe par la détermination des conditions de miscibilité entre les phases gaz/huile.

Le développement de la miscibilité est conditionné par :

- La composition du gaz et de l'huile du réservoir.
- La pression et la température opératoire.

De ce fait, plusieurs possibilités existent pour développer la miscibilité entre deux fluides, et ceci en faisant varier un ou plusieurs des paramètres cités.

Cependant, la composition de l'huile et la température du réservoir sont des constantes. La pression du réservoir est fonction de la période et du mode d'exploitation, de même la composition du gaz est également soumise à des contraintes d'exploitation. De ce fait ces deux paramètres sont variables, et l'étude de la miscibilité devra inclure leurs évolutions possibles.

Les études en laboratoire fournissent les données suivantes :

- La détermination de la MMP (Minimum Miscibility Pressure) ; cette valeur correspond à la pression minimale requise pour avoir une miscibilité entre l'huile du réservoir et le gaz injecté. La détermination de cette valeur se fait en laboratoire par un test appelé « slim tube », qui sera détaillé par la suite.
- Le calage du modèle de l'huile du réservoir ; ceci est réalisé par l'intermédiaire du test multi contact et du swelling tests.

III.4 Diagramme ternaire

Le diagramme ternaire (ou le diagramme triangulaire des phases) est utilisé pour tracer le comportement des différentes phases d'un système constitué de trois composants en schématisant la composition des régions de plot où les différentes phases existent.

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

L'avantage de l'utilisation de ce diagramme pour décrire les compositions est la possibilité de tracer trois variables dans un graphe à deux dimensions et un mélange de différents composants peut être facilement représenté. Un diagramme ternaire pour des composants hypothétiques A, B et C est représenté dans la figure (III.5). Le diagramme de phase est tracé pour une pression et température constantes (si les trois composants A, B et C sont miscibles à ces conditions, la région diphasique va disparaître). Chaque point dans le diagramme ternaire représente une combinaison différente des trois composants. Les compositions peuvent être représentées sur le diagramme par la masse, le nombre des moles ou le pourcentage en volume de chaque composant. Les sommets représentent les composants purs, et les lignes reliant les sommets du triangle sont graduées pour représenter les compositions binaires des trois paires possibles.

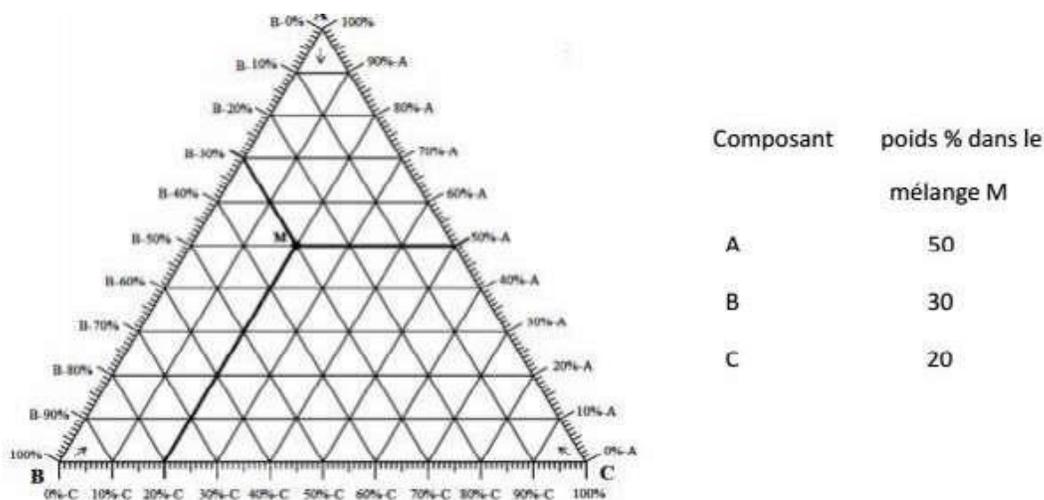


Figure III.5:diagramme ternaire pour un système constitue des composants a, b et c qui sont miscibles en toute proportion

Les fluides du réservoir sont composés de plusieurs mélanges des hydrocarbures (du méthane jusqu'à C40+). Dans le processus du déplacement miscible, le fluide injecté va changer la composition chimique du fluide du réservoir. Les expériences ont montré que les systèmes des hydrocarbures complexes peuvent être représentés par des groupes qui préservent les propriétés importantes du système. Ces groupes sont appelés les « pseudos composants ». Un exemple des pseudo-composants est la décomposition de l'huile en CH₄-N₂, C₂-C₆ et C₇+. Une représentation commune d'un déplacement miscible est le diagramme pseudo-ternaire avec les pseudo-composants C₁, C₂-C₆ et C₇+ (voir figure III.6.a).

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

Le groupement des composants est comme la suite :

- C1 : est un pseudo-composant volatil, qui contient le C1, N2, CO2.
- C2-C6 : est un mélange des composants hydrocarbures intermédiaires.
- C7+ : les composants lourds.

Dans la région diphasique, il y a les lignes d'équilibre (tie lines) dont leurs intersections avec le diagramme de phase représentent la composition des phases à l'équilibre (figure III.6). La longueur des lignes d'équilibre diminue vers le point critique où on ne peut pas distinguer entre les propriétés des deux phases. La position du point critique change avec la température et la pression. La figure (III.6.b) montre que la composition représentée par les points M1-M5 à l'intérieur de l'enveloppe diphasique est divisée en deux phases (V1-V5 : phase vapeur et L1-L5 : phase liquide). Les points à l'extérieur de l'enveloppe diphasique représentent une composition monophasique. La ligne d'équilibre critique est la droite tangente à l'enveloppe diphasique dans le point critique, c'est la limite des lignes d'équilibres qui sépare la région diphasique de la région monophasique (4)

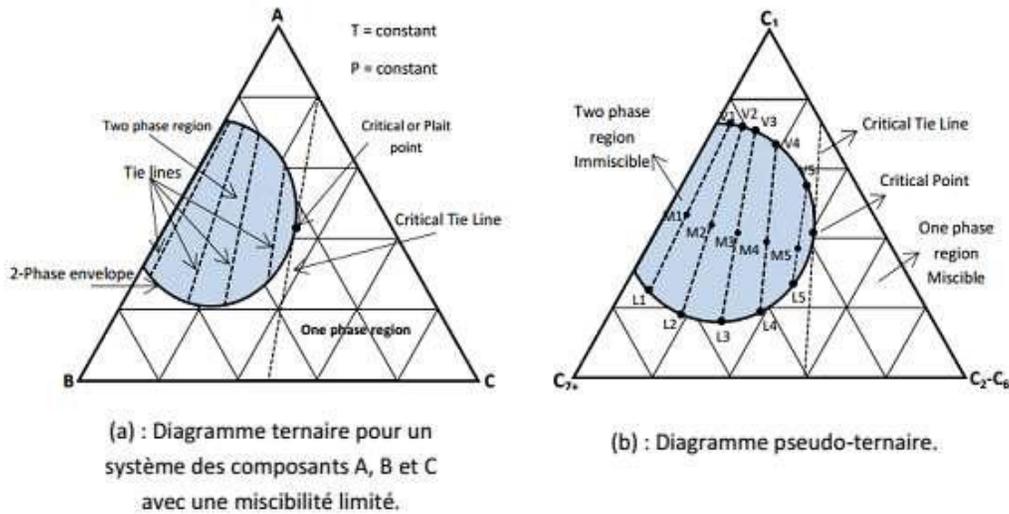


Figure III.6:diagramme ternaire (4)

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

L'enveloppe des phases se rétrécit en augmentant la pression (Figure III.7) et il n'y a pas une règle pour l'effet de la température.

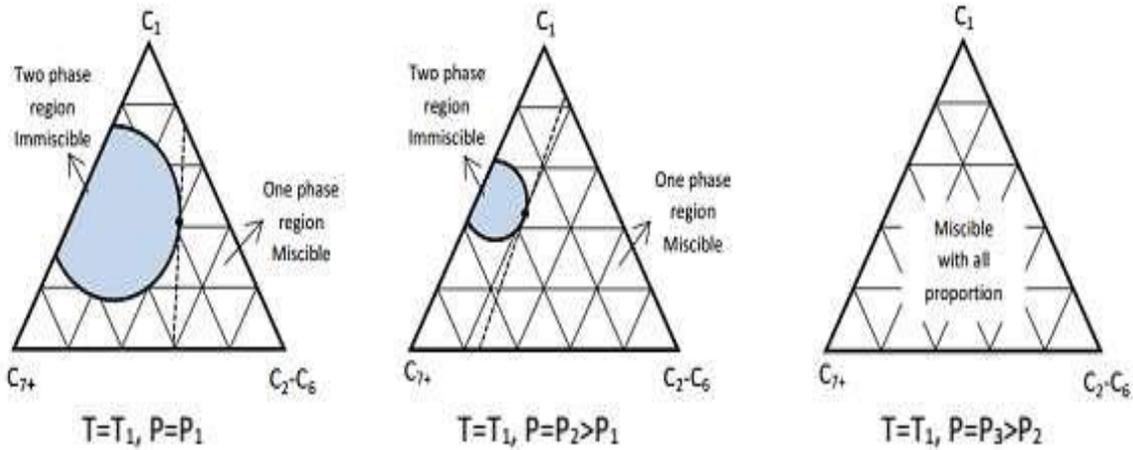


Figure III.7: effet de la pression sur la miscibilité, $p_1 < p_2 < p_3$ (4)

Dans le digramme ternaire, le mélange d'une combinaison de deux composants va être sur la droite qui les lie, la figure (III.8) montre que n'importe quelle combinaison des composants A et C, et n'importe quelle combinaison de B et C, forme un mélange monophasique, alors dans ces conditions de pression et de température, A et C, B et C sont miscibles. A et B ne sont pas miscibles car la droite qui lie ces deux composants passe par la zone diphasique, donc leur mélange n'est pas toujours miscible. De la même façon, la figure montre que M1 et M2, M2 et M3 sont miscibles mais ce n'est pas le cas pour M1 et M3.

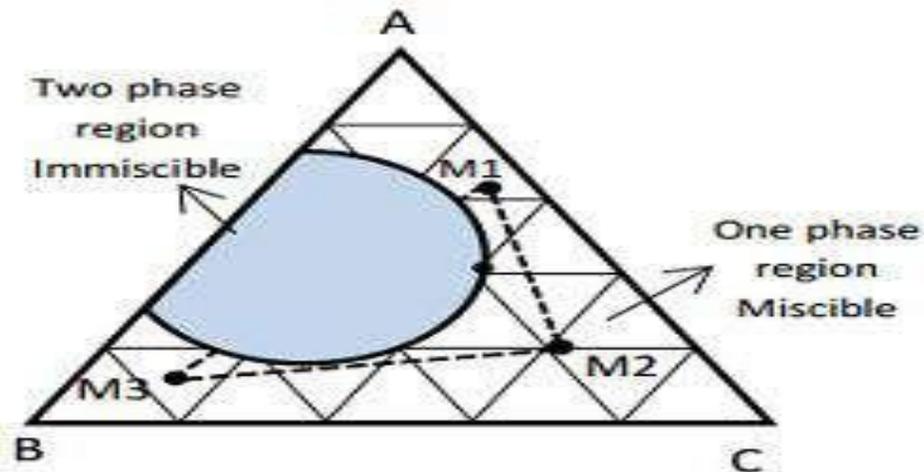


Figure III.8: détermination des conditions de miscibilité a partir du diagramme ternaire (4)

III.5 Miscibilité première contact

Deux fluides sont miscibles en premier contact (FCM : First Contact Miscibility) si leur mélange forme une seule phase pour toute proportion choisie. Le diagramme ternaire est utilisé pour illustrer les conditions de FCM, MCM (Multiple Contact Miscibility) et de l'immiscibilité. Si la ligne droite qui lie le fluide injecté et l'huile du réservoir ne passe pas par la zone diphasique, le déplacement va être en une seule phase hydrocarbure qui change en composition : de l'huile du réservoir vers le fluide injecté en passant par une zone de transition (mélange d'huile/fluide injecté). Il y'a un domaine de composition du fluide injecté dans lequel ce fluide sera miscible avec l'huile du réservoir dans des conditions de pression et de température bien précises (figure III.9).

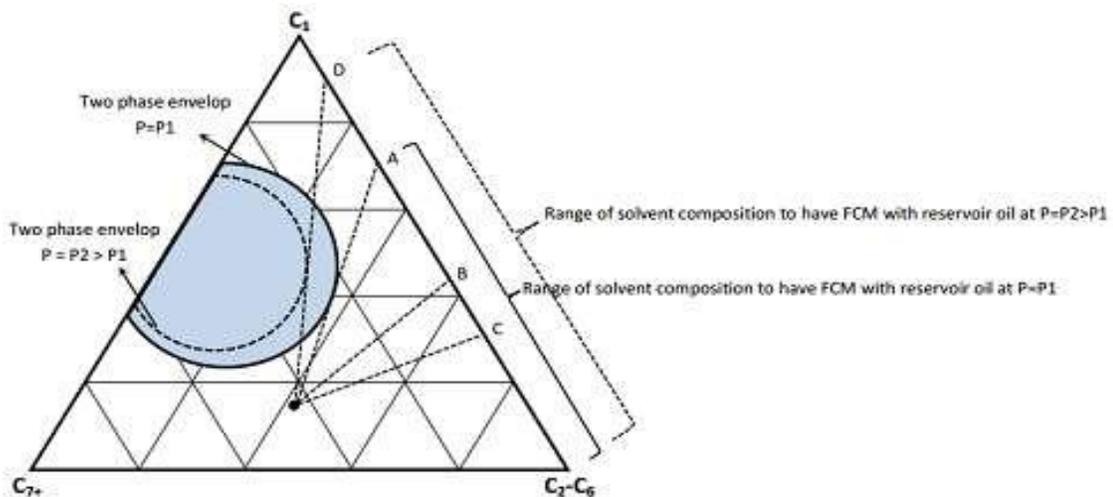


Figure III.9:miscibilité premier contact (FCM) (4)

La miscibilité première contact peut être réalisée pour un gaz riche en composants lourds ou sous une grande pression pour les gaz légers. La figure 3.9 montre que les hydrocarbures à grandes masses moléculaires sont miscibles avec l'huile, dans la plupart des conditions du réservoir.

3.5. Miscibilité Multi Contact

Un fluide injecté n'est pas miscible avec l'huile du réservoir au premier contact, la miscibilité peut être réalisée graduellement par un transfert de masse entre les deux phases.

Le transfert de masse in-situ des composants avec une masse moléculaire intermédiaire entre le gaz et l'huile donne des mélanges qui sont miscibles avec soit le gaz injecté ou l'huile en

place. La miscibilité multi contact est catégorisée en mécanisme de vaporisation, mécanisme de condensation et mécanisme condensation/vaporisation.

III.5.1 Mécanisme de vaporisation

Dans le mécanisme de vaporisation, le fluide injecté est un gaz léger qui contient surtout le méthane et autres hydrocarbures à bas poids moléculaires. Les hydrocarbures à poids moléculaires intermédiaires dans l'huile du réservoir se vaporisent dans le fluide injecté. Sous des conditions appropriées cet enrichissement peut modifier la composition du fluide injecté pour qu'il soit miscible avec l'huile. Dans ce processus, la miscibilité est obtenue en utilisant le gaz naturel, CO₂ ou le Nitrogène N₂, à condition que la pression du réservoir soit au-dessus de la pression minimale de miscibilité. D'habitude un diagramme pseudo-ternaire est utilisé pour décrire les déplacements de miscibilité multi contact.

Pendant la description du processus en utilisant le diagramme ternaire, on assume que l'équilibre thermodynamique existe entre les différentes phases. Cette hypothèse est généralement considérée valide dans les conditions du déplacement au niveau du réservoir où les débits d'écoulement sont très bas. Supposons que le gaz injecté (le point 'S' dans la figure(III.10) contient surtout des composants légers C₁. Le point 'O' représente l'huile du réservoir. Comme mentionné avant l'huile en place et le gaz injecté sont immiscible au premier contact car la ligne opérationnelle entre eux passe à travers l'enveloppe des phases.

Le développement de la miscibilité est effectué comme suit :

- Le contact du gaz injecté 'S' avec l'huile 'O' forme un mélange 'M1' qui est divisé en deux phases équilibré : un liquide L₁ et un gaz V₁, déterminées par la ligne d'équilibre. Il faut mentionner que la phase gazeuse V₁ est le gaz original 'S' après son enrichissement par des fractions lourdes et intermédiaires de la phase huile.
- Le gaz V₁ a une mobilité supérieure à celle du L₁ par la suite, il va avancer et faire un contact plus vaste avec une nouvelle huile pour former un mélange M₂. Le mélange M₂ est divisé en gaz V₂ et liquide L₂. Le gaz V₂ est particulièrement plus riche en éléments intermédiaires.
- Pour la prochaine étape V₂ dépasse L₂ grâce à sa grande mobilité et fait son contact avec la nouvelle huile pour former un mélange M₃ qui est divisé en L₃ et V₃, et le processus continue avec la même manière.

- Après certaines étapes la phase gazeuse ne forme plus les deux phases quand elle est en contact avec la nouvelle huile. D'un autre terme la ligne opérationnelle entre 'O' et la phase gazeuse ne passe pas à travers la zone diphasique et le gaz devient miscible avec l'huile au point 'C', où la tangente au point critique, qui est la ligne d'équilibre critique, passe par le point de composition d'huile 'O'.

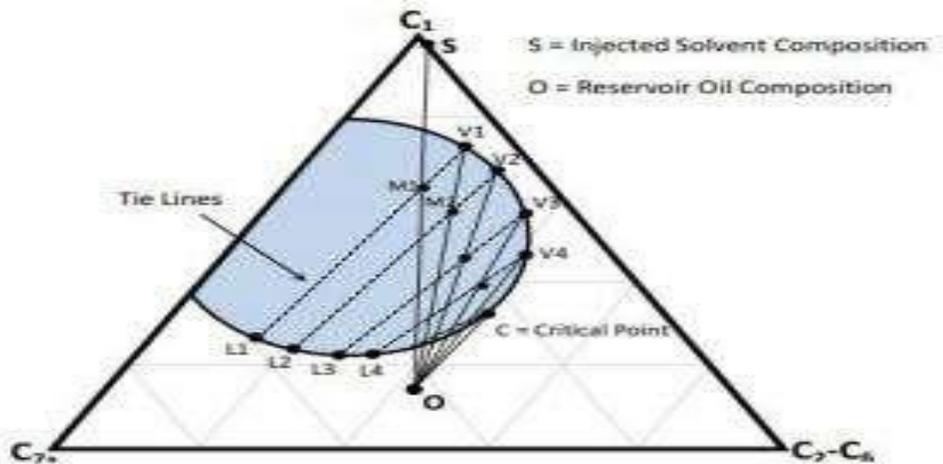


Figure III.10:diagramme représentant le mécanisme de vaporisation (4)

Dans le mécanisme de vaporisation il y a une zone de transition, la miscibilité est réalisée au niveau du front de déplacement du gaz, la composition du gaz varie graduellement de celle du gaz injecté jusqu'à la composition critique. Ensuite, il y'aura le déplacement de type piston de l'huile du réservoir par cette phase miscible. Tant que la composition d'huile du réservoir se trouve sur ou à droite de la ligne d'équilibre critique (cela montre qu'elle est riche en éléments intermédiaires), la miscibilité peut être atteinte par le mécanisme de vaporisation avec un gaz naturel léger qui se trouve sur le côté gauche de la ligne d'équilibre critique. La condition que la composition d'huile doit être sur le côté droit de la ligne d'équilibre critique implique que seulement les huiles sous-saturées en ce qui concerne C1 peuvent subir un déplacement miscible par le méthane ou le gaz naturel.

La figure (III.11) montre un schéma d'un déplacement immiscible. Le gaz injecté 'S' n'atteint pas une miscibilité multi contact avec l'huile 'O'. Le mélange initial 'M1' est le premier mélange après le contact entre le gaz 'S' et l'huile 'O'. Le mélange va être divisé en gaz V1 et liquide L1. La phase gazeuse va avancer pour former le mélange M2, et ainsi de suite. Ce gaz commence à s'enrichir par des composants intermédiaires en premier tranchant de la zone du mélange gaz injecté-huile comme discuté avant. Mais l'enrichissement ne peut pas continuer au-delà de la composition de la phase gazeuse donnée par la ligne d'équilibre dont son extension

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

passer à travers le point 'O' qui est nommée la ligne d'équilibre limite. En autre terme l'enrichissement du gaz avancé est limité par la ligne d'équilibre (V4-L4 ici) que son extension passe à travers l'huile 'O'.

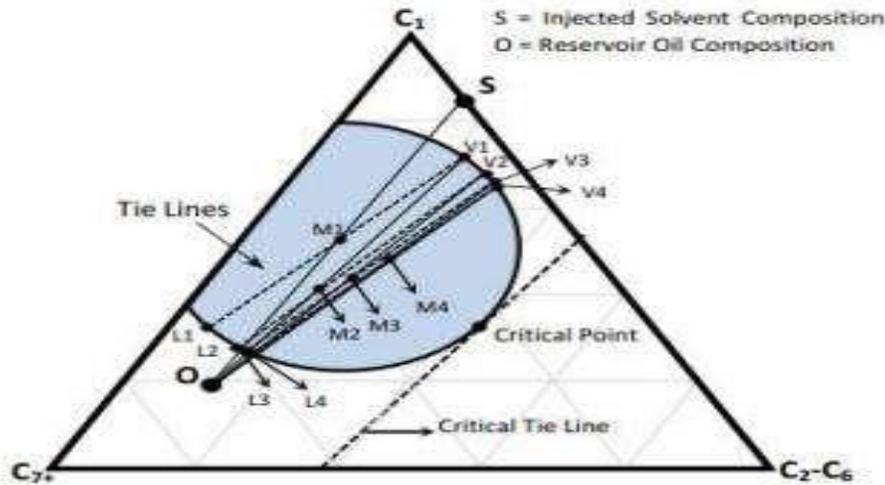


Figure III.11:schéma d'un déplacement immiscible (4)

On a expliqué que la miscibilité ne peut pas être atteinte quand la composition de l'huile et celle du gaz injecté sont dans le même coté par rapport à la ligne d'équilibre critique. La miscibilité multi contact peut être atteinte pour l'huile 'O' (figure III.12) par l'augmentation de la pression pour rétrécir l'enveloppe de phase (la courbure en pointillé).

La pression à laquelle l'extension de la ligne d'équilibre critique passe par l'huile (figure III.12.b) ou le gaz injecté (figure III.12.a) est la pression minimale exigée pour atteindre la miscibilité qui est nommée la pression minimale de miscibilité (MMP). C'est la pression minimale à laquelle la miscibilité in situ peut être atteinte pour le mécanisme de miscibilité multi contact. A la MMP, la ligne d'équilibre limite devient la ligne d'équilibre critique (la phase gazeuse s'enrichit à travers des multi contacts avec l'huile originale en arrivant à la composition critique).

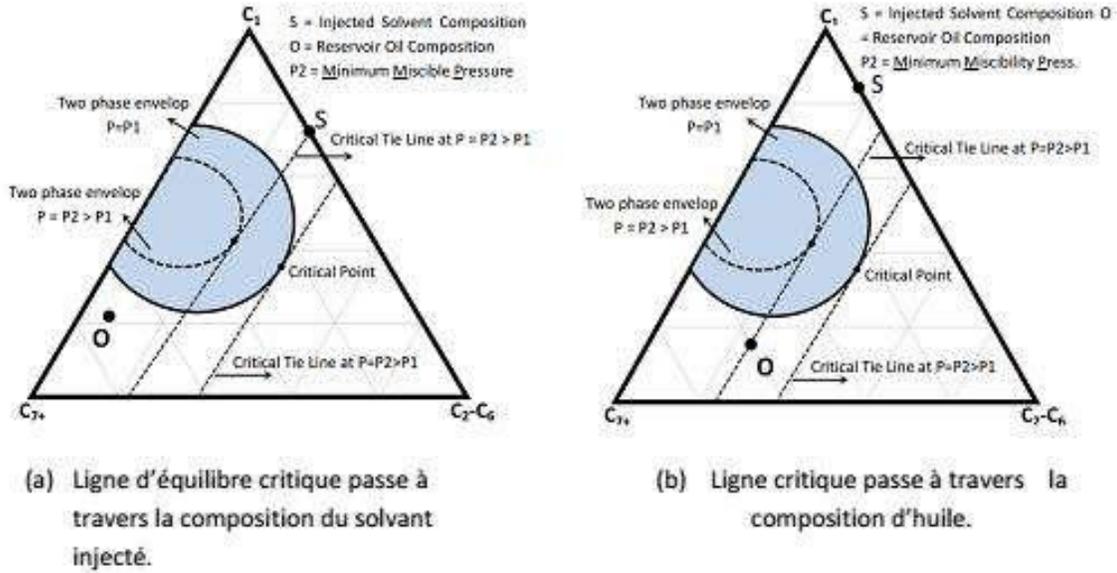


Figure III.12: pression minimale de miscibilité (MMP) (4)

III.5.2 Mécanisme de condensation

Dans ce mécanisme la miscibilité dynamique est la conséquence d'un transfert massique des molécules d'hydrocarbures intermédiaires, principalement de l'éthane jusqu'à le butane, du fluide injecté vers l'huile du réservoir. Ensuite l'huile –dont sa composition est modifiée devient miscible avec le fluide injecté. Alors le fluide injecté doit contenir une quantité significative des composants intermédiaires, au lieu qu'il soit un gaz sec.

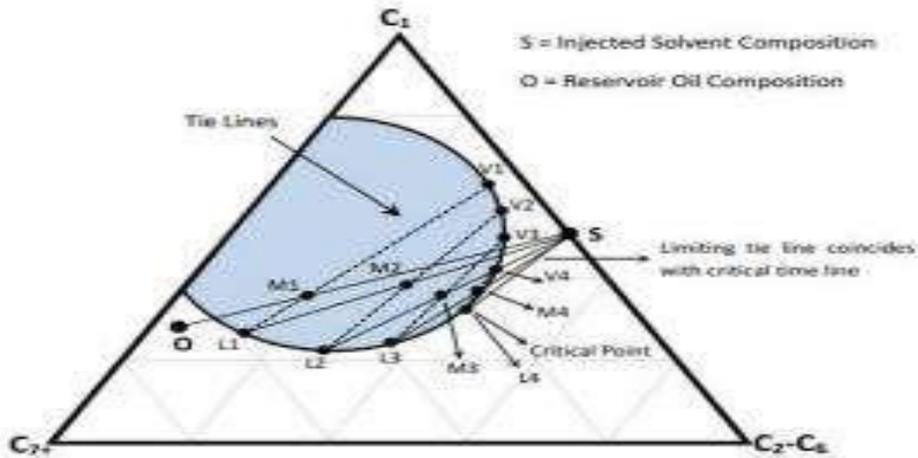


Figure III.13:diagramme représentant le mécanisme de condensation (4)

Supposons une huile 'O' et un gaz injecté 'S' (figure III.13) qui sont dans des côtés opposés par rapport à la ligne d'équilibre critique (mais inversé par rapport au mécanisme de vaporisation

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

(figure III.10)). L'huile et le fluide injecté ne sont pas miscible initialement comme leur ligne opérationnelle passe à travers la zone diphasique. M1 est le premier mélange résultant après le premier contact de 'S' et 'O'. M1 va être divisé en liquide L1 et gaz V1 qui sont en équilibre à ce point dans le réservoir. La phase liquide L1 est plus riche en composants intermédiaires que l'huile originale 'O'. La phase gazeuse V1 se déplace plus rapidement grâce à sa grande mobilité et laisse la phase huile L1 pour se mélanger avec un nouveau fluide injecté 'S' et forme un mélange M2. Le nouveau mélange va être divisé en liquide L2 et gaz V2. Le liquide L2 se trouve plus proche du point critique que L1 et il est très riche en composants intermédiaires. Le gaz va continuer son chemin à travers la phase liquide et par la suite le liquide L2 fait son contact avec un nouveau gaz injecté pour former le mélange M3 et ainsi de suite. En continuant l'injection du solvant 'S' la composition de la phase liquide va être modifiée progressivement de la même façon le long de la courbe de bulle jusqu'à ce qu'elle atteigne le point critique. Le fluide au point critique est miscible avec le fluide injecté 'S'. Dans ce mécanisme la ligne d'équilibre limite passe par la composition du gaz injecté 'S' (par contre elle passe par la composition d'huile dans le mécanisme de vaporisation), donc la MMP dans ce mécanisme est définie comme la pression à laquelle la ligne d'équilibre critique coïncide avec la ligne d'équilibre limite et son extension passe à travers la composition du fluide injecté (figure III.12.a).

Pour atteindre une miscibilité dynamique par le mécanisme de condensation avec une huile dont la composition se trouve sur le côté gauche par rapport à la ligne d'équilibre critique, la composition du gaz enrichi doit être trouvée sur la partie droite par rapport à la ligne d'équilibre critique. Si un gaz injecté contient moins d'hydrocarbure intermédiaire d'une façon que les deux compositions de l'huile et du gaz injecté se localisent sur le côté diphasique par rapport à la ligne d'équilibre critique, l'huile ne peut pas être enrichie jusqu'au point de miscibilité.

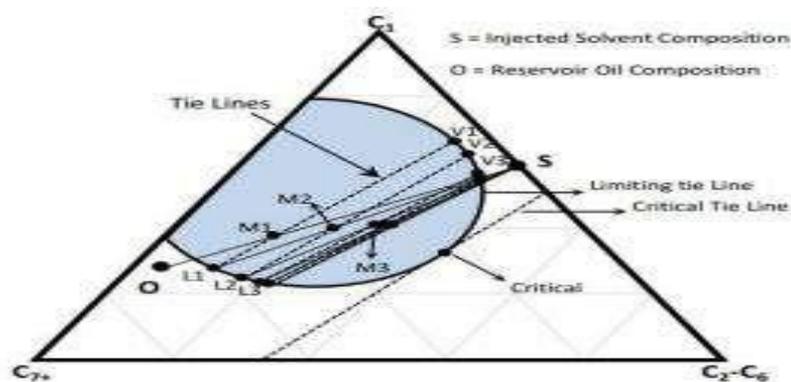


Figure III.14:schéma d'un déplacement immiscible (4)

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

Dans la figure (III.14) l'enrichissement de la phase liquide (L1,L2, ...) continu jusqu'au point où le mélange résultant se trouve sur la ligne d'équilibre qui passe par le point de composition du fluide injecté 'S'. L'enrichissement va arrêter à ce point-là. La miscibilité peut être atteinte aussi en augmentant la pression pour rétrécir l'enveloppe de phase jusqu'à ce que la ligne d'équilibre limite coïncide avec la ligne d'équilibre critique (figure III.12.a).

Dans le cas du mécanisme de condensation, la composition initiale de l'huile n'influe pas sur la miscibilité, le processus est contrôlé uniquement par la composition du gaz injecté.

Pour atteindre la miscibilité par le mécanisme de condensation, on peut varier deux paramètres : la pression du réservoir et la composition du fluide injecté. L'effet de pression du réservoir et le concept de la MMP ont été expliqué précédemment (figure III.12). IL y a une méthode alternative pour atteindre la miscibilité par le mécanisme de condensation. La composition du gaz injecté peut être enrichie pour atteindre la miscibilité. Minimum Miscibility Enrichment (MME) est défini comme l'enrichissement minimal à lequel la ligne d'équilibre critique passe par la composition du gaz injecté (figure III.15).

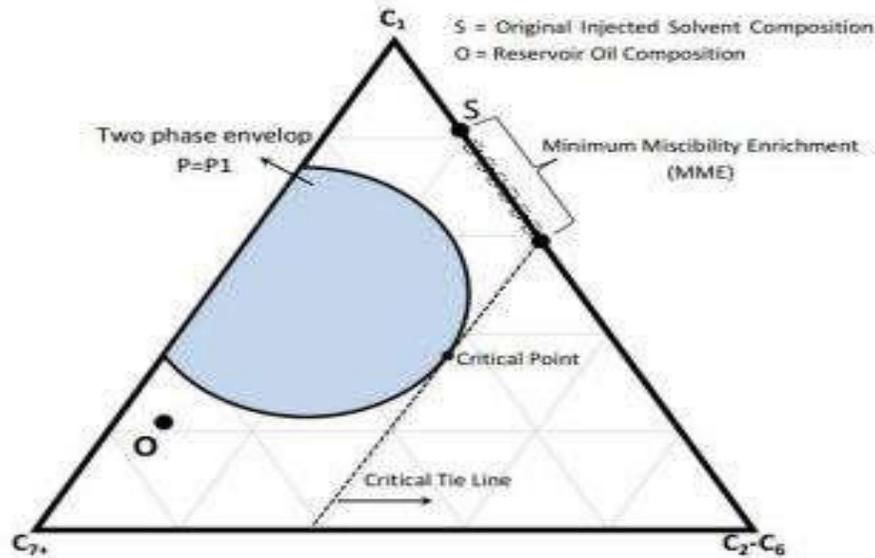


Figure III.15:schéma représentant le concept de l'enrichissement minimal de miscibilité (MME) (4)

III.5.3 Mécanisme de condensation/vaporisation

Le mécanisme développé dans ce cas est une combinaison des deux mécanismes (vaporisation et condensation), durant lequel la miscibilité se développe selon le schéma suivant :

Chapitre III : PRINCIPES D'INJECTION DE GAZ (DEPLACEMENT MISCIBLE)

- Un front 'avant' va enrichir l'huile par condensation des composés légers (C2 à C4), extraits du gaz d'injection et des composés intermédiaires (C5 à C10) qui ont été préalablement vaporisés à partir de l'huile restée après passage du front.
- Un front 'arrière' composé du gaz d'injection enrichi par vaporisation des éléments intermédiaires de l'huile. Une zone de transition sépare les zones de condensation et de vaporisation. Cette zone est proche de la miscibilité, ce qui permet de récupérer une quantité importante d'huile et de ce fait d'avoir de faibles valeurs de saturation résiduelle.

Un front avant composé de deux phases avec une nette condensation des éléments intermédiaires. Le gaz contient des composés légers issus de sa composition originale et des composés intermédiaires issus de la vaporisation de l'huile du réservoir.

Puis vient la zone proche de la miscibilité, avec en amont une vaporisation des composés intermédiaires et lourds issus de l'huile et en aval une nette condensation des composés intermédiaires et lourds se trouvant dans le gaz. A ce moment, une faible quantité d'huile est laissée derrière la zone de transition.

Enfin, le front arrière composé du gaz riche vaporise les éléments intermédiaires restant dans l'huile résiduelle.

Après cela, l'huile restante au niveau du réservoir est riche en composés lourds, non volatils, se trouve en équilibre avec le gaz d'injection.

L'une des caractéristiques du mécanisme mixte est d'obtenir des récupérations élevées sans pour autant atteindre une miscibilité thermodynamique, c'est-à-dire formation d'une seule phase de mêmes propriétés. De plus, le mécanisme mixte est caractérisé par la présence du gaz libre en avant du front et d'une quantité d'huile résiduelle en arrière du celui-ci.

Lors de ce mécanisme, la vaporisation et la condensation ont lieu simultanément. La miscibilité sera réalisée entre l'huile et le gaz altérés. Il découle de cela que la valeur de la MMP sera fonction des deux paramètres : composition de l'huile et la composition du gaz. Il est à noter que pour un fluide du réservoir donné, la MMP de condensation vaporisation sera inférieure à celle de vaporisation pure.

III.6 Miscibilité Dans Le réservoir

Initialement le gaz injecté n'est pas en équilibre avec l'huile du réservoir, il résulte du contact entre ces deux phases un transfert de masse, et des changements dans leurs propriétés, jusqu'à obtention d'une zone de mélange où le gaz et l'huile sont miscibles. Cette zone se caractérise par des tensions interfaciales huile-gaz nulles, les densités et viscosités des deux fluides sont égales. L'huile et le gaz ne forment alors qu'une seule phase. Le déplacement de l'huile par le gaz devient très efficace et le balayage microscopique tend vers l'unité.

Le diagramme ternaire pour un réservoir à plusieurs composants est utilisé en assimilant les fluides des réservoirs à un mélange à trois pseudos composants. Ces diagrammes pseudo ternaires sont inappropriés dans la description du comportement réel du réservoir ainsi que dans la détermination des conditions opératoires telles que la MMP et le MME.

L'application d'un diagramme ternaire utilisant des pseudos composants, n'est valable que si les quantités relatives des composés définissant les pseudos composants restent constantes. De ce fait, le regroupement des composés hydrocarbures en pseudos composants est une approximation, car les composés regroupés ont des volatilités différentes, et la distribution des phases liquides et du gaz dans un même groupe sera variable et différente pour chaque composé. De plus, les limites de l'enveloppe des phases par rapport au diagramme ternaire dépendent de la composition du mélange, ces limites ne peuvent être définies de façon rigoureuse dans le cas d'un regroupement en pseudos composants.

Le concept de miscibilité multi contact par transfert massique entre les phases ainsi que la nécessité d'atteindre une composition critique reste valable pour un réservoir réel. Mais l'existence dans un réservoir d'un nombre élevé de composants engendre des possibilités dans la variation de la composition, et dans la réalisation de la miscibilité.

A travers les mécanismes de miscibilité cités ci-dessus, on remarque que la miscibilité, à pression et température donnée dépend des deux lignes d'équilibre limite (vaporisation et condensation), étant donné que la tangente au point critique est unique. Dans un système réel, il est possible que la miscibilité se réalise sans qu'aucune des deux lignes limites n'atteigne le point critique.

III.7 Méthodologie de surveillance et d'analyse de la performance de l'injection

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

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

III.7.1 Techniques de suivi de la performance d'injection

a) Cartes à Bulle (Bubble Maps)

Ces cartes permettent la différenciation visuelle entre les secteurs des réservoirs qui ont et n'ont pas été balayés par l'eau injectée. La carte à bulle peut être employée pour identifier les secteurs qui ne sont pas atteints par l'injection et des secteurs avec des opportunités de nouveaux forages.

b) Taux de remplacement de vide (Voidage Replacement Ratio "VRR")

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection. Le VRR est estimé pour un pattern ou pour un champ soumis à l'injection d'eau en utilisant l'équation suivante (5) :

$$VRR = \frac{Q_{winj} \cdot B_{wi} + Q_{ginj} \cdot B_{gi}}{Q_o \cdot B_o + W_p \cdot B_w + (R_p - R_s) \cdot B_g} \quad (III.2)$$

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

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

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

- Lorsqu'une relation directe est observée entre le VRR et le débit de production d'huile, la quantité d'huile produite diminue quand le VRR est inférieur de 100%, et il s'améliore

quand VRR est considérablement supérieur à 100%, on peut en conclure qu'un aquifère ne supporte la production dans ce champ.

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

c) Impact de l'injection sur la récupération

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

Le RF et le HCPVi sont définis comme suit :

$$RF = \frac{N_p}{N} \quad (III.3)$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj} \cdot B_{wi} + G_{inj} \cdot B_{gi}}{N \cdot B_{O\ initial}} \quad (III.4)$$

**CHAPITRE IV : ANALYSE
GLOBALE DE LA
PERFORMANCE DE LA
ZONE 25**

IV. Analyse Globale De La Performance De La Zone 25

IV.1 Analyse de l'historique de la zone 25

IV.1.1 Historique de production

La figure ci-dessous montre que L'historique de développement et de production de la zone 25 peut être divisé en trois périodes principales :

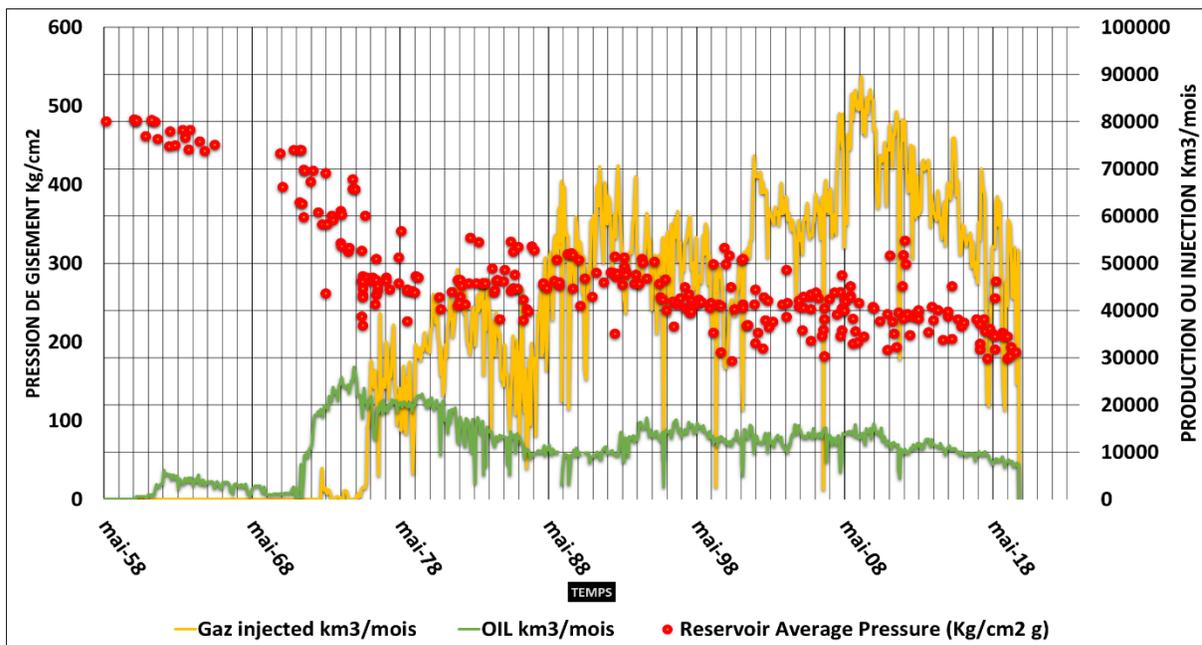


Figure IV.1: Historique de production, d'injection et de pression de la zone 25

a) La première période 1958-1970

Le développement de la zone 25 commence par le forage du puits MD7 en MAI 1958. Cinq autres puits (MD15, MD39, MD54, MD57 et MD58) sont forés durant cette période. la zone 25 a été mise en production par déplétion naturelle

La pression de gisement, dont la valeur initiale est de 482 kgf/cm², a chuté en moyenne de 35 kgf/cm². Cependant, cette chute ne fut pas uniforme. En 1970, et après neuf ans d'exploitation, la zone a produit 2 009 960 st³ d'huile.

b) La deuxième période 1970-1972

Le développement de la zone continue avec le forage d'une neuf de nouveaux puits dont la mise en exploitation a permis à la production d'augmenter rapidement. La pression de gisement a chuté considérablement pour atteindre 423 kgf/cm² à la fin de cette période. En décembre 1972, la production cumulée d'huile était de 3 391 990 st³.

c) La troisième période 1973-2020

La zone 25 est sous production assistée par injection de gaz miscible a haut pression . Sept puits producteurs sont convertis en injecteur entre 1973 jusqu’au 1988 ; L’effet de l’injection sur la production d’huile commence à se faire sentir. Cette dernière augmente graduellement de 99 300m³/mois en NOV 1983 à plus de 78 000 m³/mois en NOV1993 et 77 000 m³/mois en DEC 2013. Les volumes injectés étaient considérables mais la pression de réservoir a continué de baisser pour atteindre 208 kgf/cm² en DEC 2013. C’est-à-dire chute de 7 kgf/cm² par ans. A partir de l’année 2014, la production d’huile diminue progressivement à cause de la fermeture de plusieurs puits touchés par la percée de gaz. Actuellement, la production fluctue autour de 50 000 m³/mois. En février 2020, La pression de gisement a chuté pour atteindre 184.5 kgf/cm² le cumul de production d’huile est de 49 122 000 m³ alors que le cumule d’injection de gaz atteint 26.6 milliards de m³.

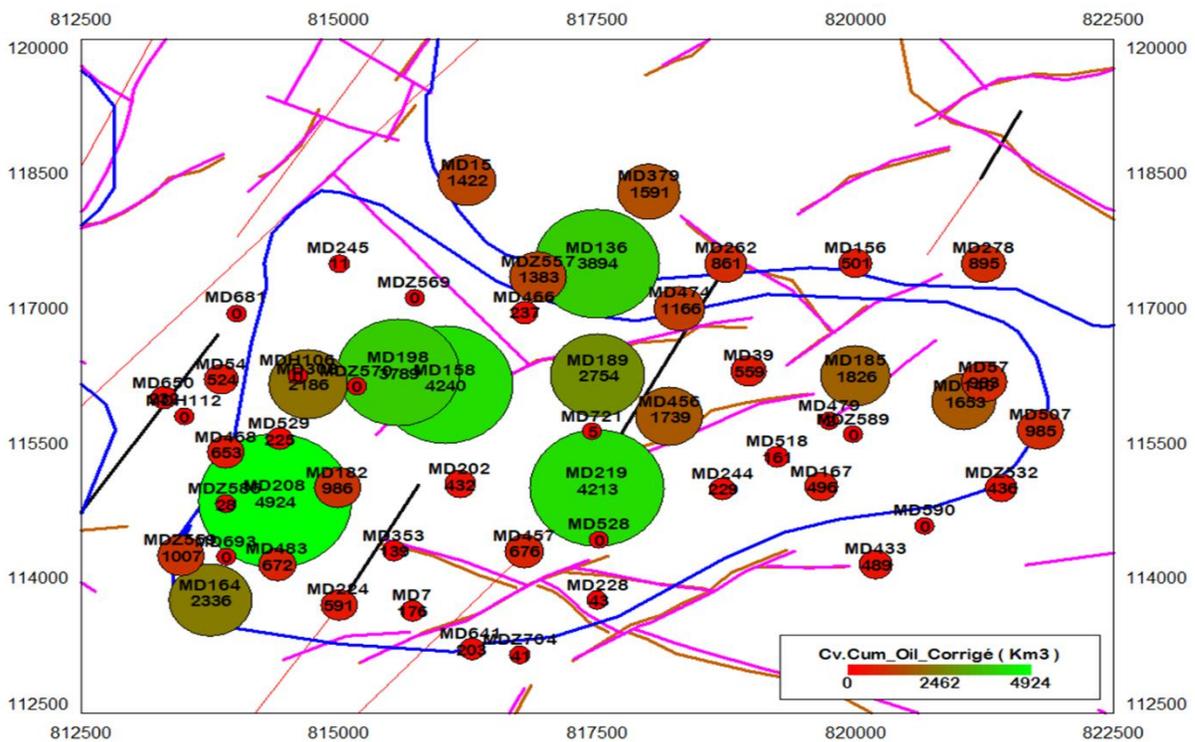


Figure IV.2: Carte à bulles de la production cumulée d'huile des puits de la zone 25

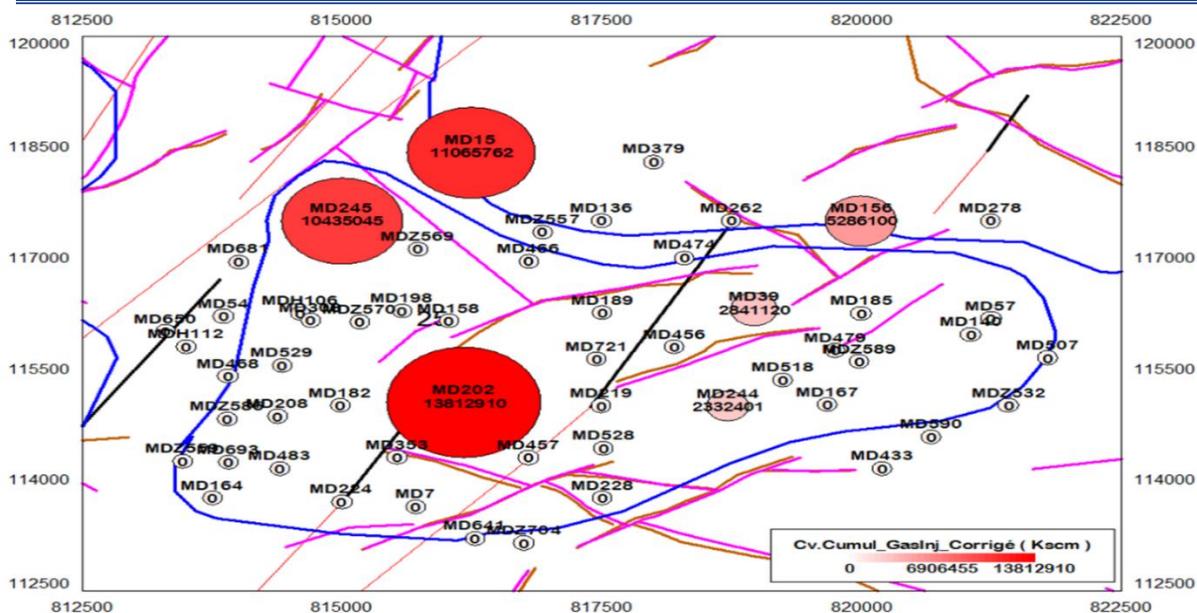


Figure IV.3: Carte à bulles de l'injection cumulée de gaz dans la zone 25

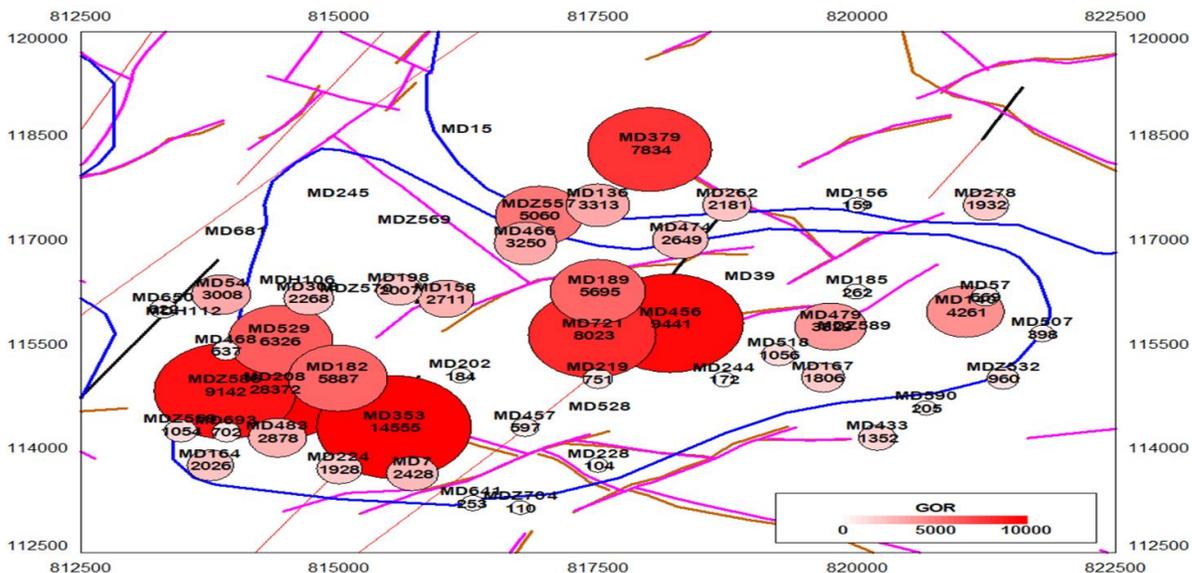


Figure IV.4: Carte à bulles de dernier GOR dans la zone 25

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

Dans le but de statuer sur l'existence de barrières à l'écoulement entre les puits et sur la compartimentation de la zone 12, nous avons tracé des cartes isobares à différentes dates ce qui nous a aidé à regrouper les puits ayant des tendances d'évolution de pression similaires dans des

compartiments dont les frontières sont établies en utilisant les failles déjà identifiées par les géologues.

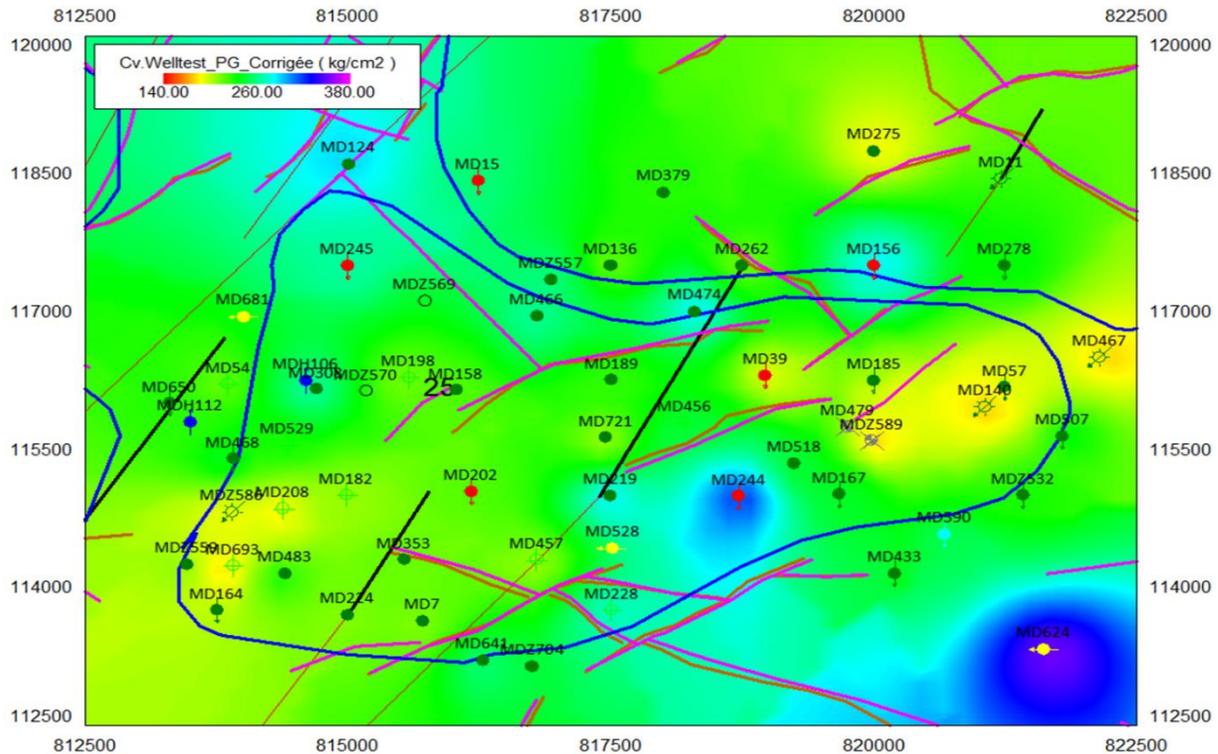


Figure IV.5: Grid map de la pression de la zone 25

IV.2 Estimation des réserves par la méthode de bilan matière

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

Dans cette section, nous appliqueront cette équation dans le but de :

Réévaluer les réserves en huile initialement en place dans la zone 25.

Mettre en évidence les différents mécanismes participant à la production dans cette zone tout en évaluant le degré de contribution de chaque mécanisme.

IV.2.1 Calcul de la pression moyenne du réservoir

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

Cette moyenne est calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$\bar{P}_r = \frac{\sum_i \frac{\bar{P}_i \Delta(F)_i}{\Delta P_i}}{\frac{\Delta(F)_i}{\Delta P_i}} \tag{IV.1}$$

Les pressions de réservoir de chaque puits sont déterminées à partir de l'interprétation des essais de puits. Ces pressions sont toutes données à une côte de référence de -3200 m par rapport au niveau de la mer. La pression de gisement initiale était évaluée à 481,9 kg/cm².

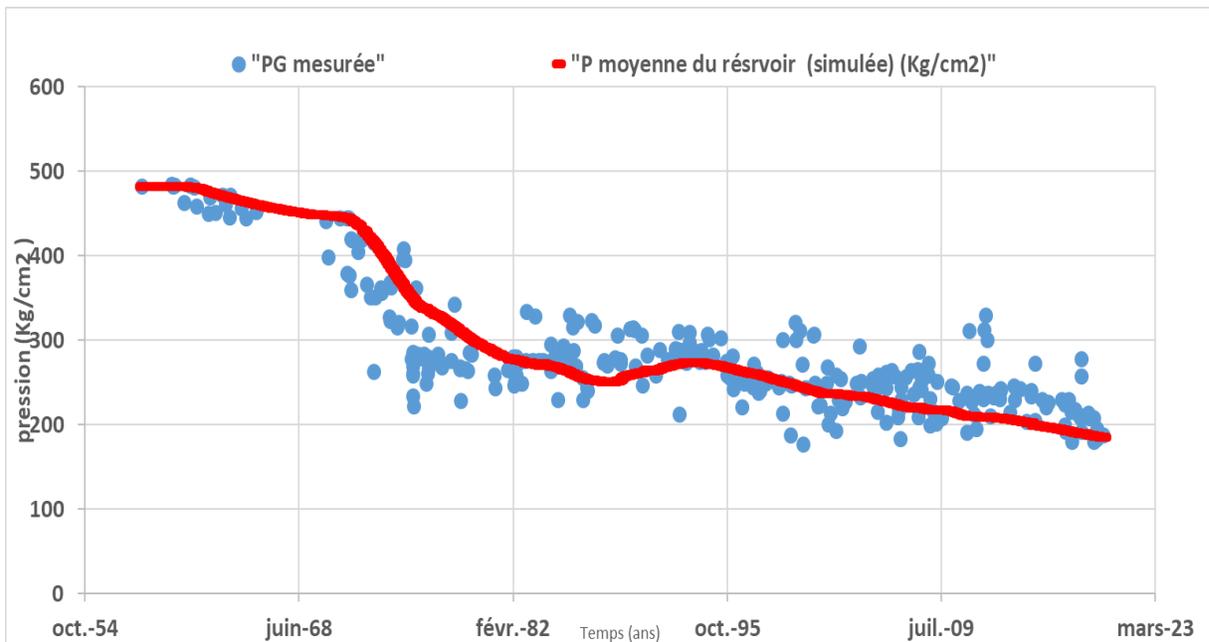


Figure IV.6: Evolution de la pression de gisement en fonction du temps

La courbe de la pression moyenne confirme d'existence d'une tendance générale à l'évolution de la pression de réservoir des puits appartenant à la zone 25. 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.

IV.2.2 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 (118° C).

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 Egbogah et al pour la viscosité de l'huile.

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

T(°C)	P(Kg/cm ²)	P _b (Kg/cm ²)	R _s (Sm ³ /Sm ³)	B _o (m ³ /m ³)	μ _o (cp)	B _g (m ³ /sm ³)
1. 118	2. 492,2	3. 180.2	4. 263,2	5. 1,855	6. 0,252	7.
8. 118	9. 421,9	10.180.2	11.263,2	12.1,886	13.0,232	14.
15.118	16.381,6	17.180.2	18.263,2	19.1,906	20.0,221	21.
22.118	23.351,5	24.180.2	25.263,2	26.1,923	27.0,214	28.
29.118	30.281,2	31.180.2	32.263,2	33.1,97	34.0,195	35.
36.118	37.210,9	38.180.2	39.263,2	40.2,032	41.0,178	42.
43.118	44.180,2	45.180.2	46.263,2	47.2,063	48.0,169	49.
50.118	51.147,6	52.180.2	53.203,4	54.1,851	55.0,189	56.0,008
57.118	58.119,5	59.180.2	60.167,9	61.1,724	62.0,223	63.0,01
64.118	65.91,4	66.180.2	67.135,8	68.1,603	69.0,266	70.0,013
71.118	72.63,3	73.180.2	74.107,1	75.1,491	76.0,318	77.0,019
78.118	79.35,2	80.180.2	81.78,1	82.1,38	83.0,401	84.0,035

IV.2.3 Données pétrophysiques

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

Saturation en eau interstitielle : $S_{wi} = 25\%$

IV.2.4 Paramètres du réservoir

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

IV.2.5 Calage de l'historique (History matching)

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 la zone 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 de la zone.
- Collection des données de production, d'injection et des pressions mesurées des puits de la zone.
- Calcul de la pression Matbal 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), en prenant comme valeurs initiales les réserves volumétriques.

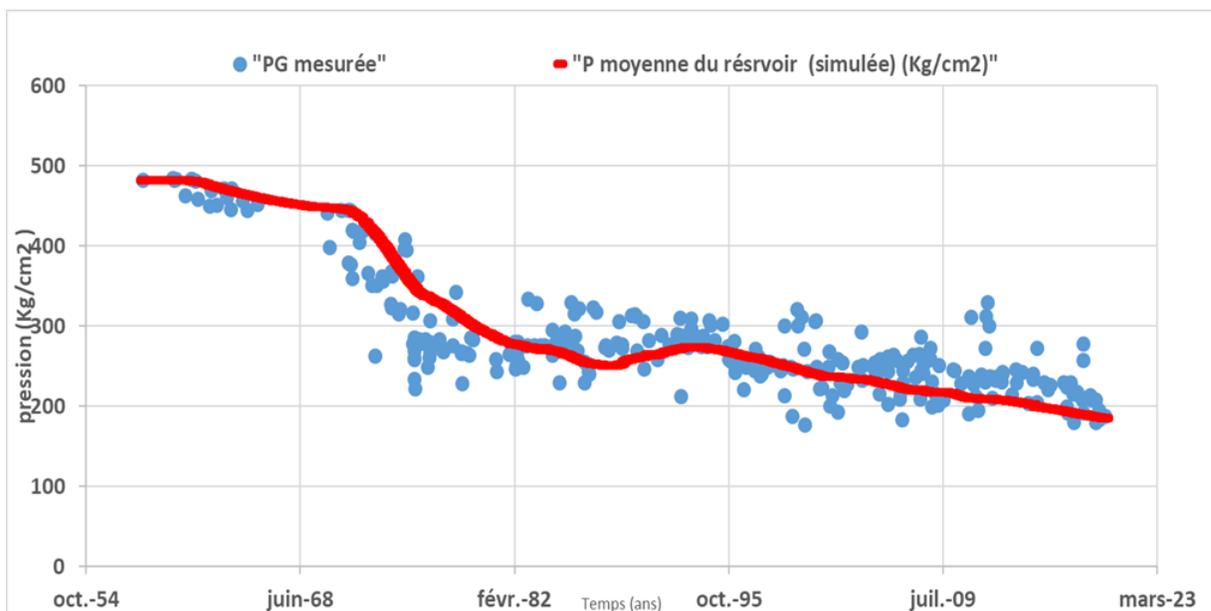


Figure IV.7: Calage de l'historique

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

Tank Zone 25 Disabled

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Well Production Allocation	Production History
Tank Type	Oil						
Temperature	118	deg C				<input type="checkbox"/> Monitor Contacts	
Initial Pressure	482.2	Kg/cm2 g				<input type="checkbox"/> Gas Coning	
Porosity	0.08	fraction				<input type="checkbox"/> Water Coning	
Connate Water Saturation	0.25	fraction				<input type="checkbox"/> Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)	
Water Compressibility	Use Corr	1/psi					
Initial Gas Cap	0						
Original Oil In Place	110000	kSm3				PVT Definition	
Start of Production	01/01/1958	date d/m/y				PVT01	
						Calculate Pb...	

<< Prior Next >> Validate

Figure IV.8: paramètres de réservoir de la zone 25 (MBal)

Les réserves en place estimé par la méthode BILAN MATIERE dans la zone 25 est 110 000 000 stm³

IV.2.6 Mécanismes de drainage

Pour déterminer quels sont les mécanismes de drainage qui participent à la production et pour estimer quantitativement l’apport de chacun d’entre eux, nous avons tracé un graphique qui représente l’évolution des indices des différents mécanismes en fonction du temps.

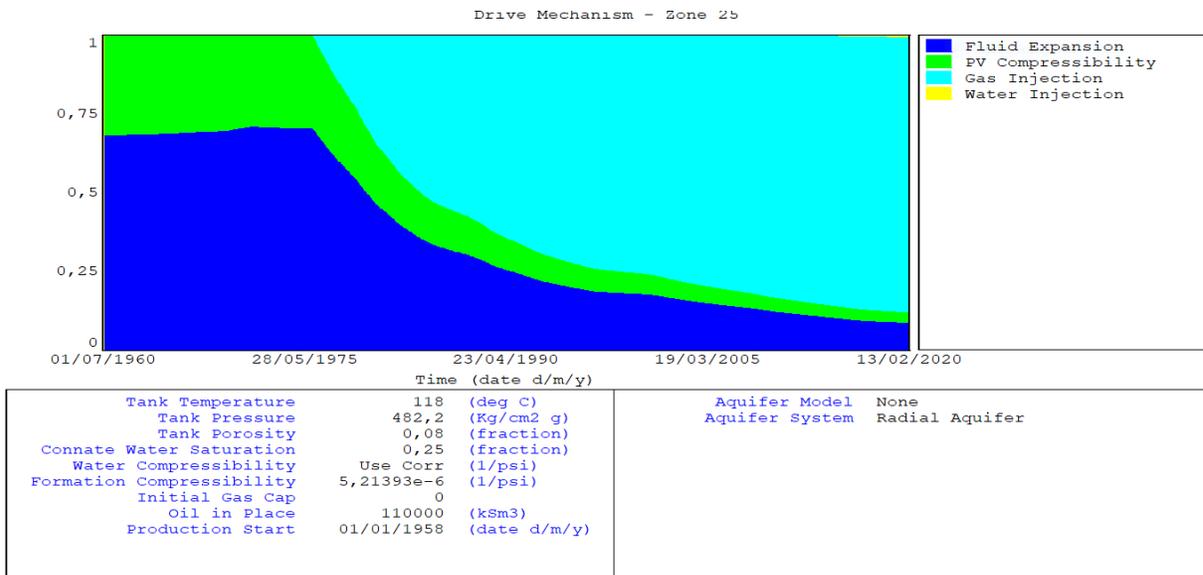


Figure IV.9: Evolution des indices de drainage dans le temps

Dans la zone 25, quatre mécanismes de drainage trouvent lieu dans la production ; Pendant la période de déplétion naturelle, le mécanisme prédominant était celui de l'expansion de l'huile puis de son gaz dissous L'indice de drainage de ce mécanisme était supérieur à 65% durant toute cette période. L'autre mécanisme présent était celui de l'expansion de la formation et de l'eau interstitielle mais sa contribution à la production ne dépasse pas 35% comme l'indique bien son indice.

L'injection de gaz débute en 1973 et à partir de cette année, elle devient progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production mais l'effet des mécanismes proprement dit restent toujours une partie de la force motrice du système.

IV.3 Performance de l'injection de gaz dans la Zone 25

IV.3.1 Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total

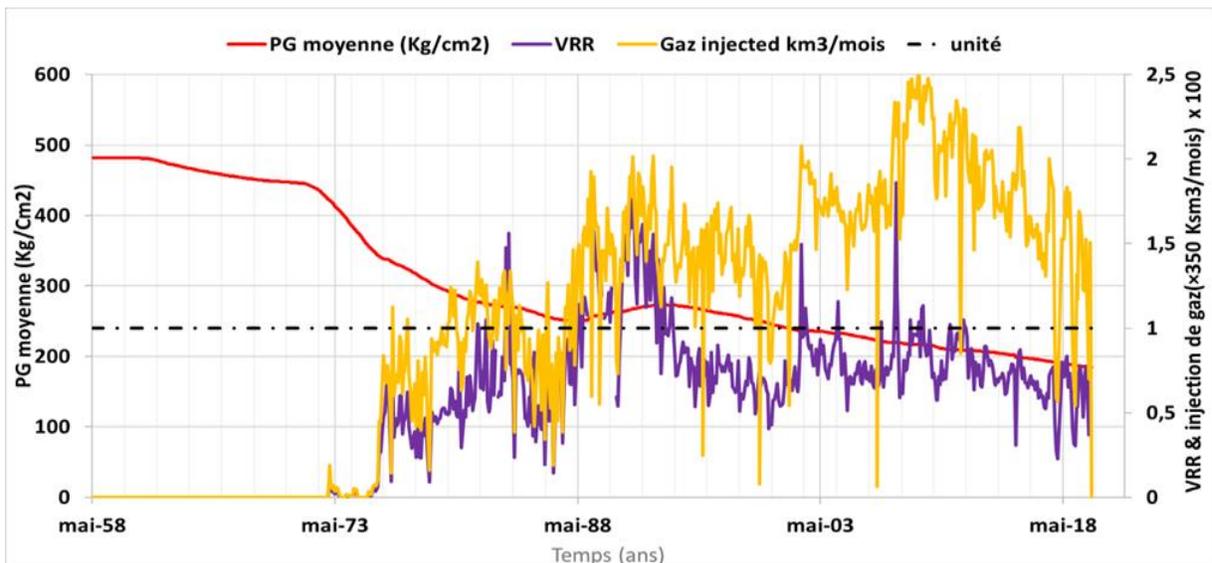


Figure IV.10: Courbe du VRR, de l'injection de gaz et de la pression moyenne de la zone 25 en fonction du temps

A partir des figures (IV.10 et IV.11) on remarque que le profil du VRR est fortement corrélé avec l'injection, entre (1973– 1988) le VRR est inférieur à l'unité avec un fort déclin de pression et fort débit de production d'huile dû à faible quantités de gaz injectés; cette faible réponse des puits producteurs à l'injection en raison de leur nombre important par rapport aux injecteurs , Et entre (1988 -1994) le VRR supérieur à 1 et la pression est maintenue mais un déclin continu du débit d'huile malgré la forte injection; Cette anomalie s'explique par passage de la zone par la période de remplissage où le gaz injecté n'influe pas directement sur la production d'huile ; il se dissout dans l'huile, Entre (1994-2002) le VRR est inférieur a 1 avec un faible déclin de

pression en raison de fort production d’huile, Entre (2002–2012) le VRR est fluctue légèrement autour de l’unité ce qui nous a permet de dire de manière générale qu’un équilibre soutirage-injection est établi mais la pression a continué de baisser légèrement donc on suspecte la perte d’injection en dehors de la zone ,la relation directe entre les deux profils du VRR et du débit d’huile est évidente, cette relation permet de confirmer qu’aucun aquifère ne supporte la production. Après 2012 le VRR est inférieur à l’unité sous l’effet d’une diminution de la quantité injectée suite à la dégradation de l’injectivité de certains puits injecteurs. L’aggravation de cette dégradation finit par causer la fermeture des puits.

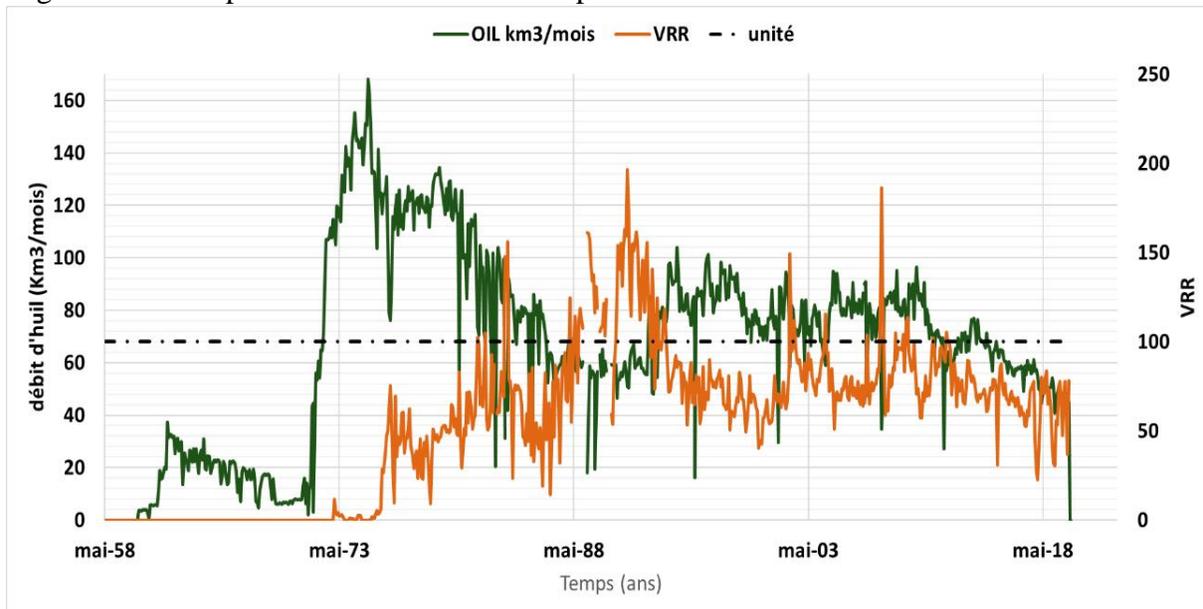


Figure IV.11: courbe du VRR et du débit mensuel de la zone 25 en fonction du temps

IV.3.2 Impact de l’injection sur le taux de récupération

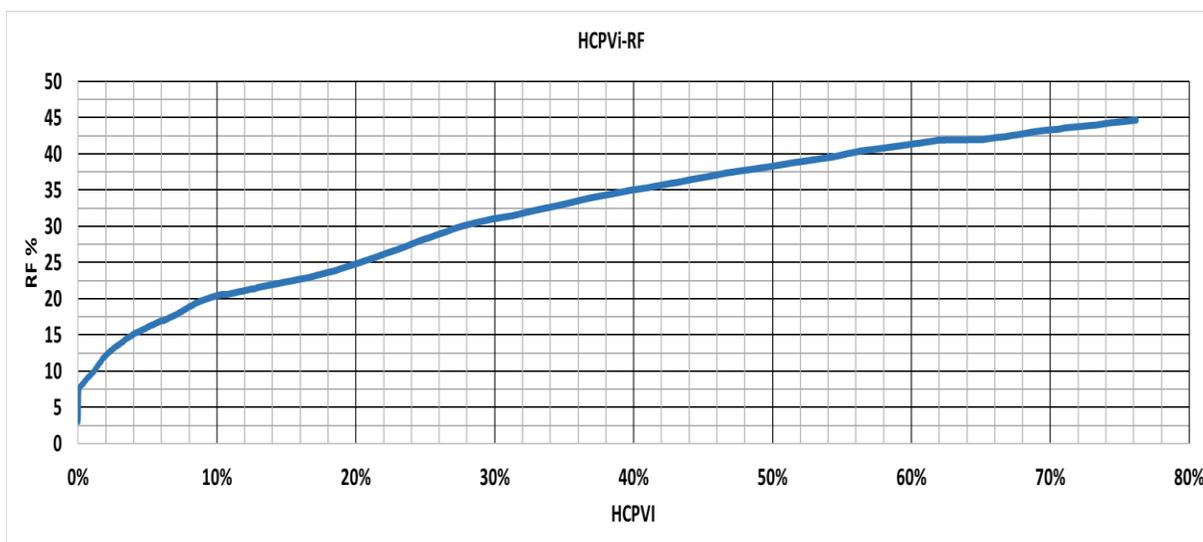


Figure IV.12:taux de récupération en fonction du HCPVi

La figure montre que le taux de récupération dans la zone était de 3% avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un gaz cap.

Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 44.65% après l'injection d'un volume De gaz correspondant à un HCPVi 76.19 %.

Conclusion

- Les réserves d'huile initialement en place de la zone 25 sont estimées à 110 millions stm^3 .
- Avant le début de l'injection, le taux de récupération de l'huile était de 3%. Actuellement, il atteint 44.65% après injection d'un volume de gaz équivalent à 76.19% du volume poreux.
- Les mécanismes naturels de drainage dans cette zone sont l'expansion de l'huile et du gaz dissous (à plus de 65%) ainsi que celle de la roche et de l'eau interstitielle (moins de 35%).
- 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.
- Les puits injecteurs présentent une tendance à la dégradation de leurs injectivités causant parfois la fermeture.
- La performance de la zone dépend étroitement des quantités injectées.
- L'injection de gaz dans la cellule est plus efficace sur le plan de la récupération que sur le maintien de pression.
- Cette technique deviendra inefficace à l'avenir en raison de la baisse significative de la pression de réservoir à l'étendue de la pression de bulle dans plusieurs puits dans la région donc l'injection de gaz devient immiscible.
- Une analyse profonde, c'est-à-dire à une échelle plus réduite, est indispensable si l'on veut bien évaluer la performance de l'injection dans la zone 25.

**CHAPITRE V : ANALYSE
ET ETUDE DE
PERFORMANCE DES
PATTERNS D'INJECTION
DE LA ZONE 25**

V. Analyse Et Etude De Performance Des Patterns D'injection De La Zone 25

Introduction

Les patterns d'injection sont basés sur l'arrangement des puits injecteurs et des 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.

V.1 Analyse des patterns d'injection dans la zone 25

L'analyse par pattern répond à deux aspects fondamentaux :

- Comprendre l'historique de production et les mécanismes de drainage
- Et en même temps, calculer le coefficient de récupération par cellule et le comparer au volume poreux injecté.

Ceci répondra à la problématique de l'optimisation de la récupération par une meilleure répartition de l'injection et par la suite reconfiguration du système d'injection par la conversion de certains puits et aussi redessiner les patterns les moins performants pour améliorer leur récupération.

La zone 25 présente tous les critères pour l'application de l'approche d'analyse par pattern, des patterns irréguliers sont attribués à cette zone et ceci est dû à la complexité géologique du réservoir cambro-ordovicien due à la combinaison des effets d'érosion et des mouvements tectoniques.

V.1.1 Validation des patterns d'injection dans la zone 25

En se basant sur les notions citées auparavant, le choix de l'emplacement et l'étendue d'un pattern doit satisfaire certaines recommandations qui permettent au possible de le considérer fermé.

On peut citer :

- Les sommets du pattern doivent être occupés par des puits injecteurs, laissant le centre du pattern aux producteurs.
- Les limites du pattern sont indiquées par la présence des puits injecteurs ou par des barrières non perméables.

- 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 :

- Définition des patterns sur l'ensemble du gisement en respectant les critères de choix.
- Plotter 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.
- Plotter 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.

Les objectifs issus de l'analyse de cette partie seront :

- Optimiser les volumes de gaz d'injection.
- Examiner le bilan injection/récupération de chaque pattern.
- Etendre l'injection de gaz par la conversion des puits producteurs dans la même zone ou dans d'autres zones.
- Ressortir les compartiments en sur-injection et en sous-injection.
- Définir des zones potentielles pour l'implantation de nouveaux puits producteurs.
- Estimation de la récupération pour chaque pattern.

V.1.2 Schéma d'injection attribuée

Après une analyse détaillée de l'historique de la production, de l'injection et les structures géologiques (barrières, failles et linéaments sismiques) de la zone 25, on a pu lui attribuer une configuration en pattern qui on doit vérifier qu'elle satisfait tous les critères de choix cité au-dessus.

**Chapitre V : ANALYSE ET ETUDE DE PERFORMANCE DES PATTERNS
D'INJECTION DE LA ZONE 25**

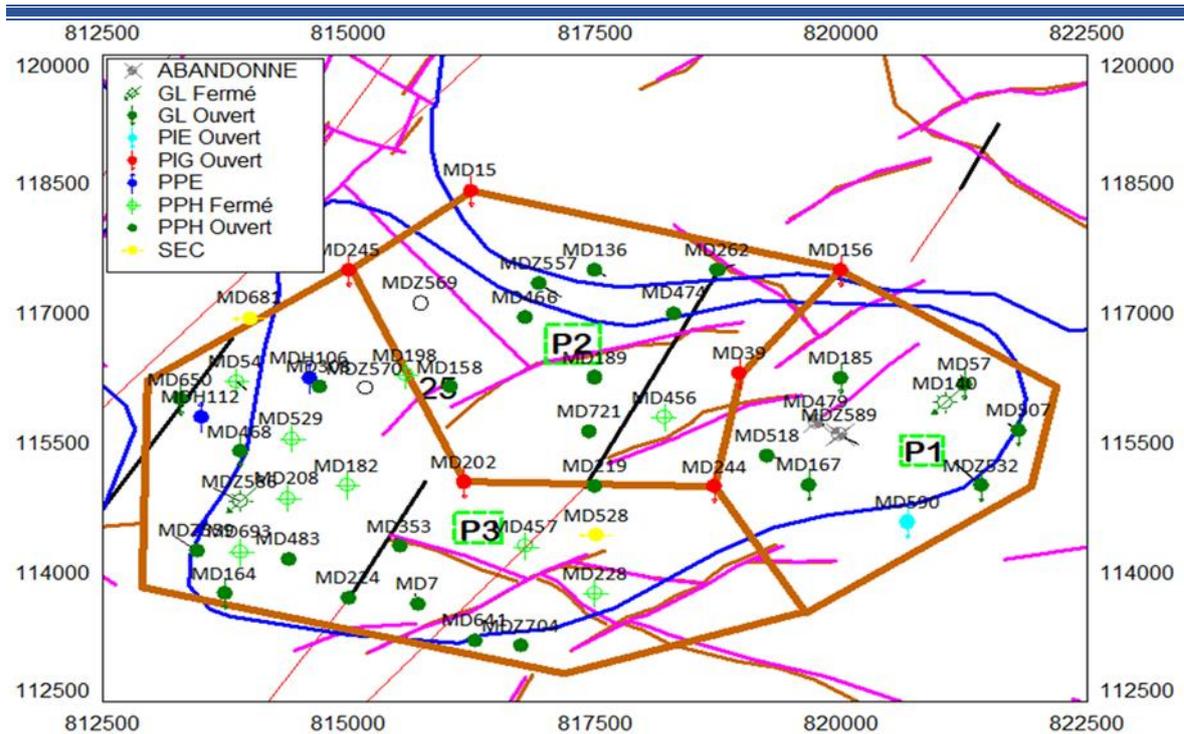


Figure V.1:La configuration des patterns attribués à la zone 25

Les patterns numéro (1) et (3) sont considérés comme un bloc limité par une ligne d'injection d'un côté et par des barrières (failles ou bien l'inexistence des drains productifs) d'un autre. L'autre pattern est entouré par des puits injecteurs (voir figure V.1).

Le tableau suivant indique les puits injecteurs et producteurs de chaque pattern :

Tableau V.1:Répartition des puits par pattern

PATTERN	PUITS INJECTEURS	PUITS PRODUCTEUR
PATTERN 1	MD156 MD39 MD244 MDIE590	MD167 MDZ589 MD185 MD57 MDZ532 MD507 MD140 MD479 MD433 MD518
PATTERN 2	MD156 MD15 MD244 MD39 MD58 MD202 MD245	MDZ557 MD379 MD474 MD456 MD189 MD262 MD136 MD466 MD158 MD219 MD518 MD198
PATTERN 3	MD244 MD202 MD245	MDZ559 MD164 MD468 MD54 MD308 MD483 MD224 MD7 MD457 MD228 MD641 MD182 MD208 MD529 MD650 MD86 MD436 MD198 MD219 MDZ586 MD353

V.1.3 Analyse de la pression des patterns

a) Pattern 1

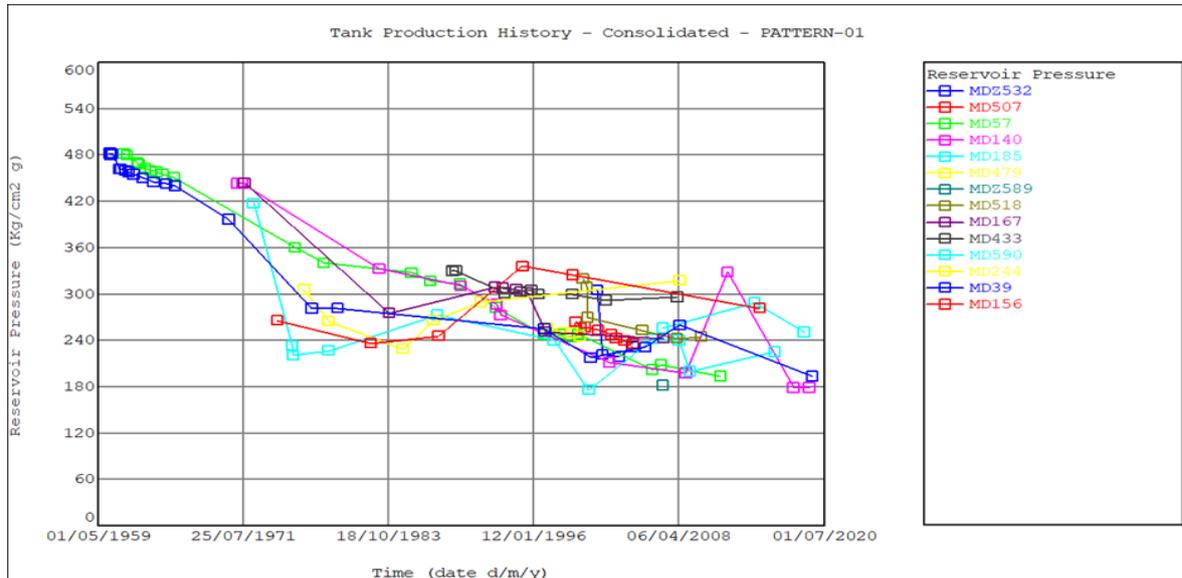


Figure V.2: Trend de la pression du pattern 1

La mise en production de ce pattern commence par le forage du puits MD39 en MAI 1960 Ce puits est converti par la suite en injecteur. La pression initiale était de 482.5 kg/cm². Le déclin de pression des puits de ce pattern suit la même tendance à l'exception des trois puits injecteurs MD156, MD244 et MDIE590. Les pressions du réservoir obtenues par l'interprétation des essais *Fall-off* effectués sur ces trois puits sont des pressions moyennes dans le volume du réservoir atteint par l'injection, ceci explique les fortes pressions enregistrées et qui s'éloignent sensiblement de la tendance générale (voir figure V.2).

b) Pattern 2

La production de ce pattern débute par le puits MD15 en 1959 avec une pression de 482 kg/cm². Ce puits est converti par la suite en injecteur.

- les puits injecteurs (MD156,MD244,MD15,MD58 et MD202) sortent du trend de la pression, cela revient à leurs pressions de gisement tirées des essais *Fall-off* réalisés sur ces puits.

Chapitre V : ANALYSE ET ETUDE DE PERFORMANCE DES PATTERNS D'INJECTION DE LA ZONE 25

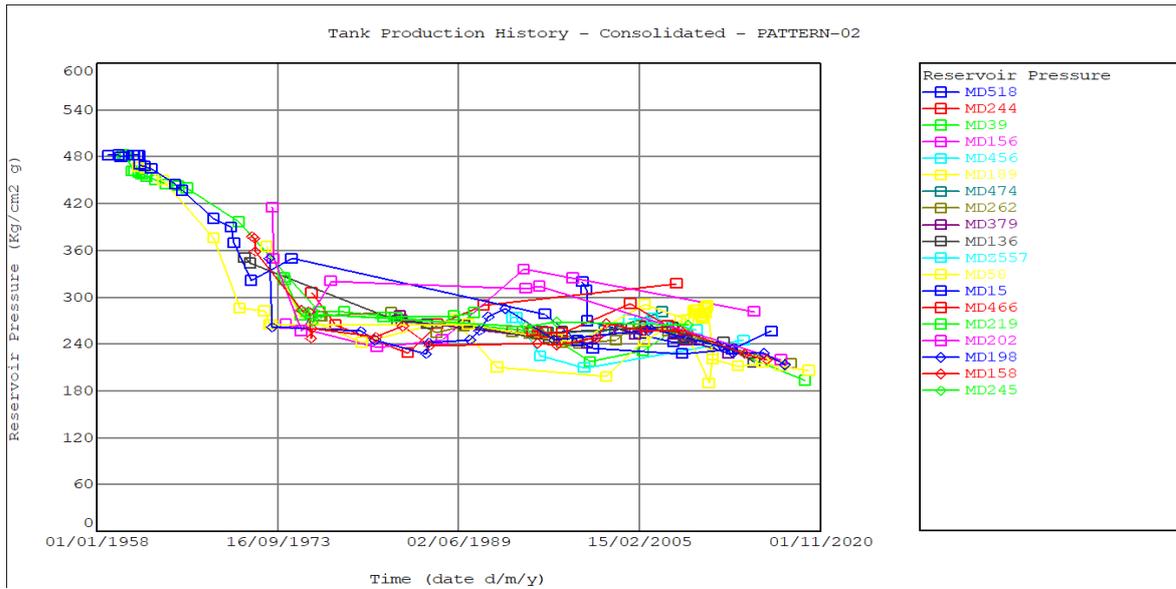


Figure V.3: Trend de la pression du pattern 2

c) Pattern 3

- Le premiers puits mis en production dans ce pattern est le puits MD7, le 01/06/1958 avec une pression de 481.33kg/cm2, ce puits est le premier puits foré dans toute la zone25. Ce puits est converti par la suite en injecteur.
- Les deux puits injecteurs (MD202 et MD244) sortent du trend de la pression de ce pattern à cause de la forte pression d'injection.

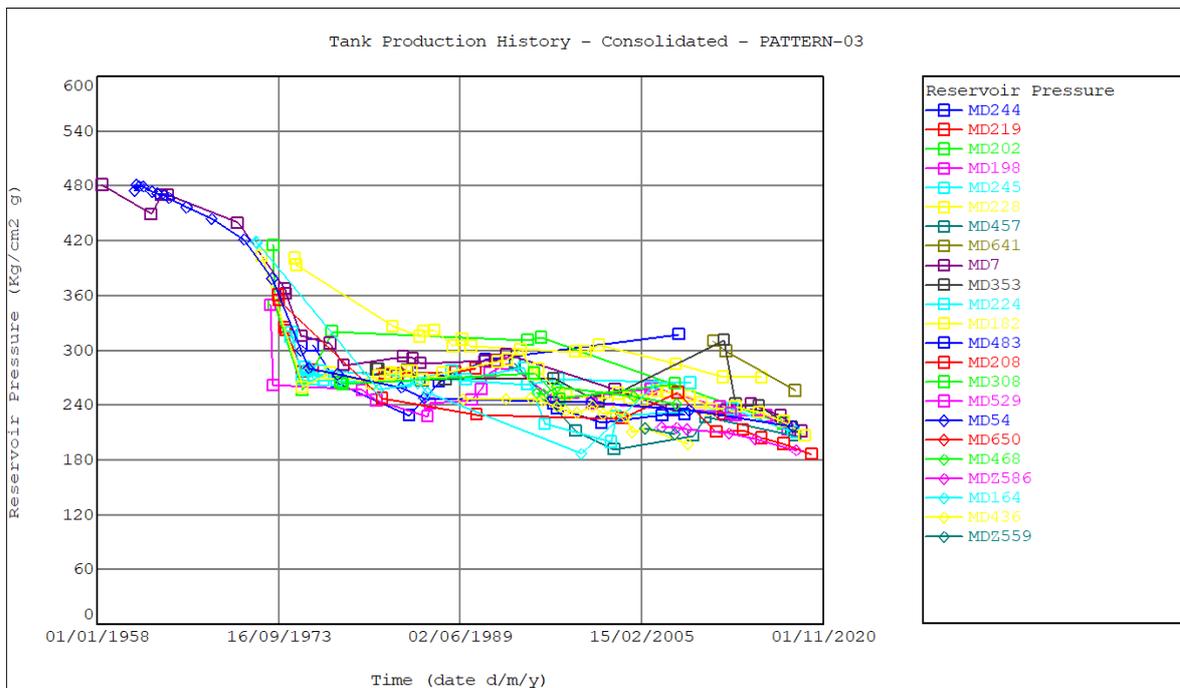


Figure V.4: Trend de la pression du pattern 3

V.1.4 Rétablissement des profils de pression des patterns

L'analyse du pattern d'injection est basée sur un calcul du bilan matière. Chaque pattern est défini par un nombre de puits producteur entourés par des puits injecteurs.

Connaissant les réserves en place (N) par calcul volumétrique pour chaque pattern, les pressions de gisement mesurées des puits de pattern (les essais des puits), les volumes soutirés (huile, eau gaz), les volumes injectés eau et gaz ; rapportés aux conditions réservoir (utilisant le B_o , B_g et B_w), on cherche à calculer la pression moyenne mensuelle pour chaque pattern par la méthode de dichotomie.

a) Principe de la méthode de dichotomie

Cette méthode consiste à résoudre une équation $f(x)=0$ d'une fonction $f(x)$ continue (linéaire ou non linéaire) en convergeant vers une solution déterminée dans l'intervalle $[a, b]$ utilisé comme input.

L'intérêt de cette méthode réside dans ces deux points :

- La méthode de dichotomie dans toutes les étapes de calcul converge.
- L'estimation des résultats par des itérations reliées, nous permet de contrôler l'erreur.

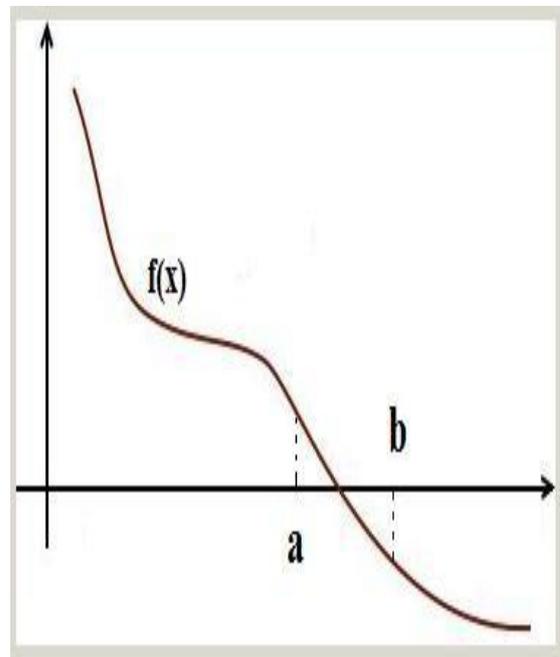


Figure V.5: Principe de la méthode de dichotomie

b) Application de la méthode de dichotomie dans l'équation de bilan matière

Dans notre cas la fonction $f(x)$ est obtenue à partir de l'équation de bilan matière, cette fonction est appelée (Mbal) :

$$P_i - P = \frac{(N_P \cdot B_O + N_P \cdot B_g \cdot (R_P - R_S) + W_P \cdot B_W - W_i - G_i \cdot B_g - N \cdot (B_O - B_{O_i}))}{N \cdot B_{O_i} \cdot (C_w \cdot S_w + C_f) / (1 - S_w)} \quad (V.1)$$

On cherche à trouver une solution à l'équation bilan matière dans l'intervalle $[50, P_i]$, où l'inconnu est la pression au moment du soutirage :

$$P_i - P - \frac{(N_p \cdot B_o + N_p \cdot B_g \cdot (R_p - R_s) + W_p \cdot B_w - W_i \cdot G_i \cdot B_g - N \cdot (B_o - B_{oi}))}{N \cdot B_{oi} \cdot (C_w \cdot S_w + C_f) / (1 - S_w)} = 0 \quad (V.2)$$

Donc la fonction $f(x)$ s'écrit comme suit :

$$f(x) = P_i - P - f(P) = 0 \quad (V.3)$$

Avec
$$f(P) = \frac{(N_p \cdot B_o + N_p \cdot B_g \cdot (R_p - R_s) + W_p \cdot B_w - W_i \cdot G_i \cdot B_g - N \cdot (B_o - B_{oi}))}{N \cdot B_{oi} \cdot (C_w \cdot S_w + C_f) / (1 - S_w)}$$

Alors l'algorithme de la dichotomie nous permet de déterminer la pression par bilan matière pour chaque cumul de production soutiré.

c) Calage de la pression

La pression recalculée par la méthode citée auparavant 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 présente dans 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 AF (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 AF affectés pour le même puits égale 1.
- Calcul de la pression Mbal par la méthode de dichotomie en utilisant une macro Excel.
- Variation des AF jusqu'à l'obtention d'un match acceptable de la pression Mbal avec les pressions observées dans la période d'injection.

Chapitre V : ANALYSE ET ETUDE DE PERFORMANCE DES PATTERNS D'INJECTION DE LA ZONE 25

- 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.

Après correction des réserves en place et des facteurs d'allocation, le pattern est parfaitement calé.

Pattern 1

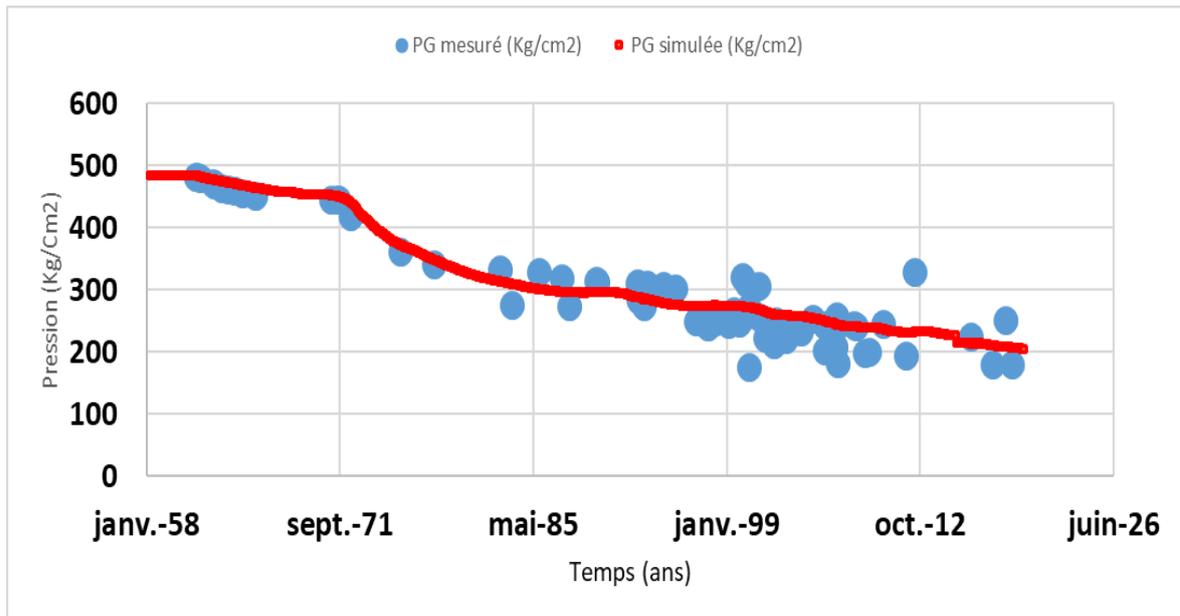


Figure V.6: Calage de la pression du pattern 1

Pattern2

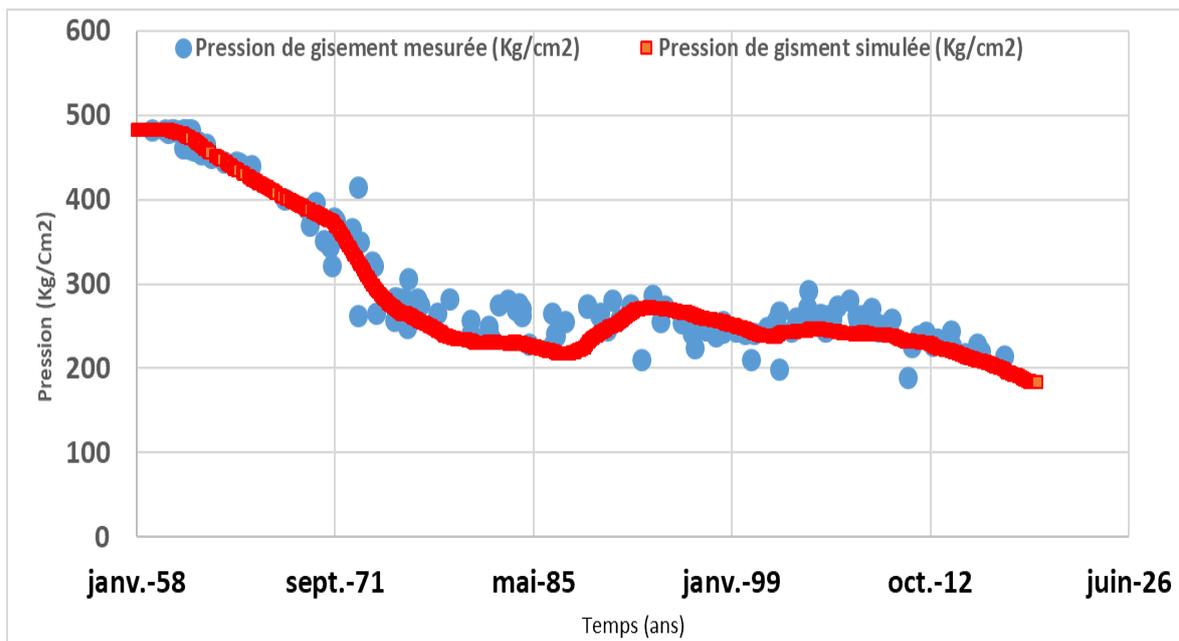


Figure V.7: Calage de la pression du pattern 2

Pattern3

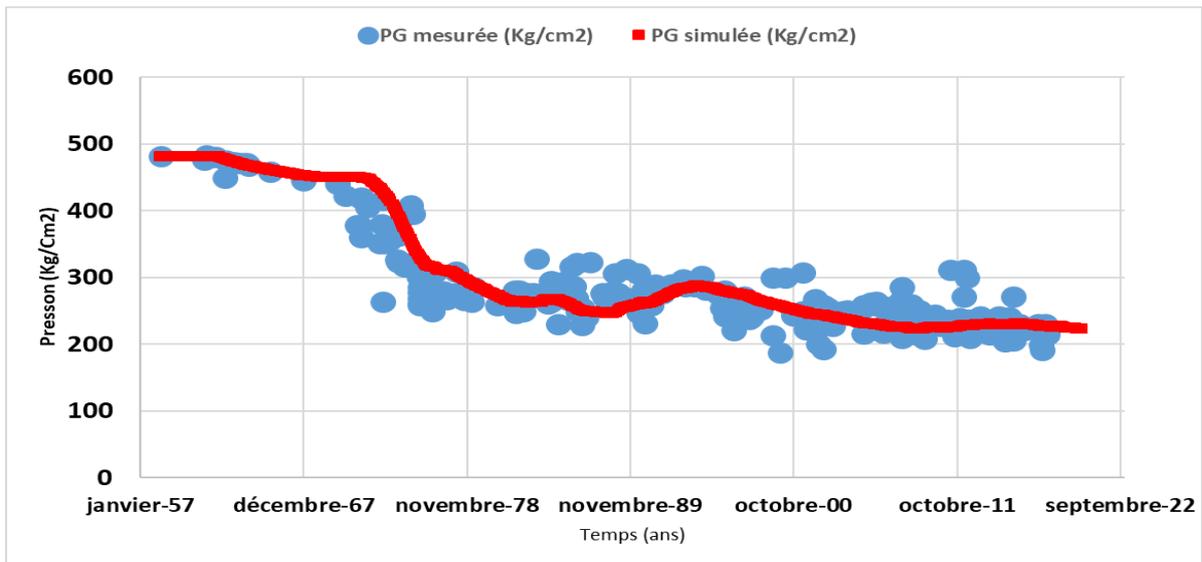


Figure V.8: Calage de la pression du pattern 3

Les profils de pression recalculée par Mbal pour chaque pattern sont bien calés 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 sur le maintien de pression de ces patterns.

V.2 Etude de Performance des patterns d'injection

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

Pour effectuer cette étude nous avons suivi les points d'analyse suivant :

V.2.1 Pattern 1

a) Analyse de la courbe du VRR (Voidage Replacement Ratio)

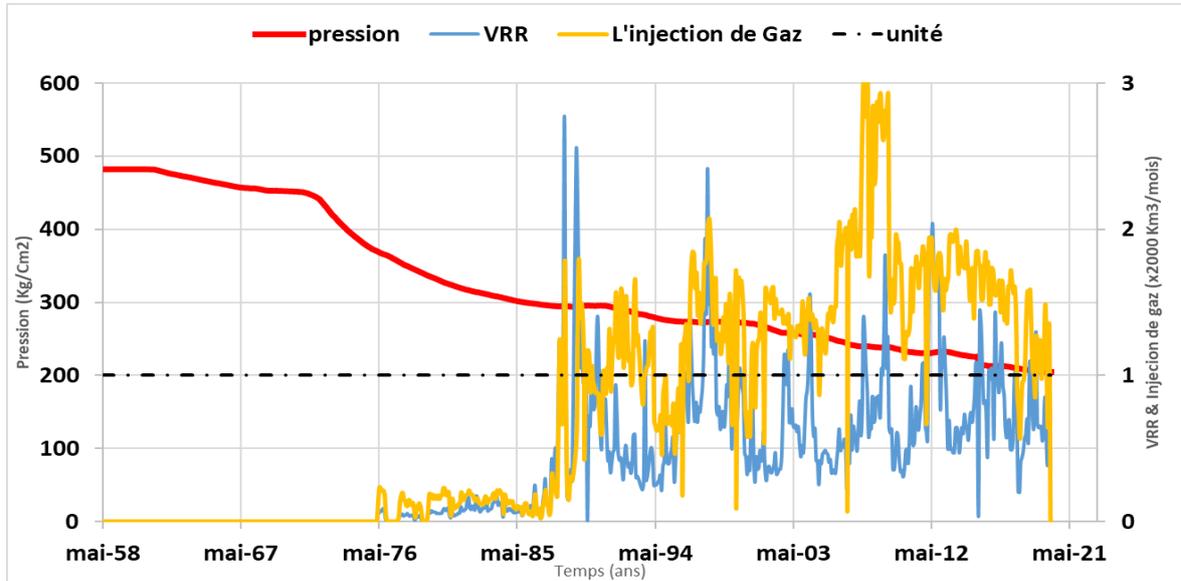


Figure V.9:VRR & pression de réservoir du pattern 1

A partir de l'initiation de l'injection dans ce pattern en avril 1976 et sur une période de 12 ans, le VRR est fluctue légèrement au-dessous de l'unité et la balance entre l'injection et le soutirage n'était pas assurée à cause d'une faible injection en raison de nombre important des puits producteurs par rapport aux puits injecteurs

Depuis 1988, le VRR varie fortement autour de l'unité, un équilibre d'injection-soutirage n'était pas bien assuré à cause d'une grande fluctuation dans l'injection. L'effet de l'injection se fait sentir d'abord par une amélioration de la production d'huile mais la pression de réservoir n'augmente pas, on suspecte la perte d'injection en dehors du pattern.

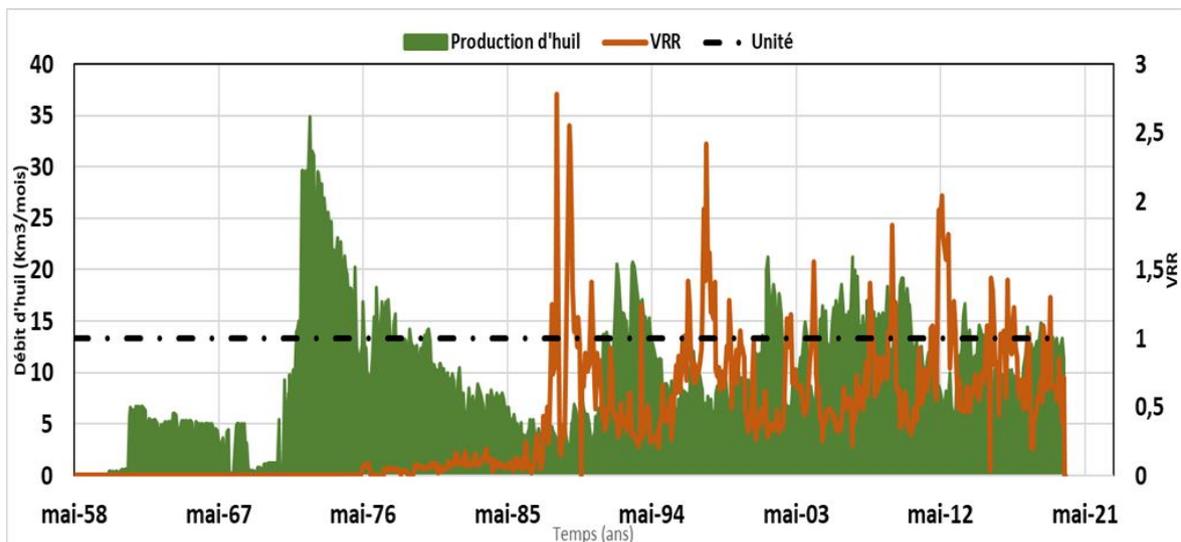


Figure V.10: courbe de VRR & débit d'huile du pattern 1

b) Impact de l'injection sur le taux de la récupération

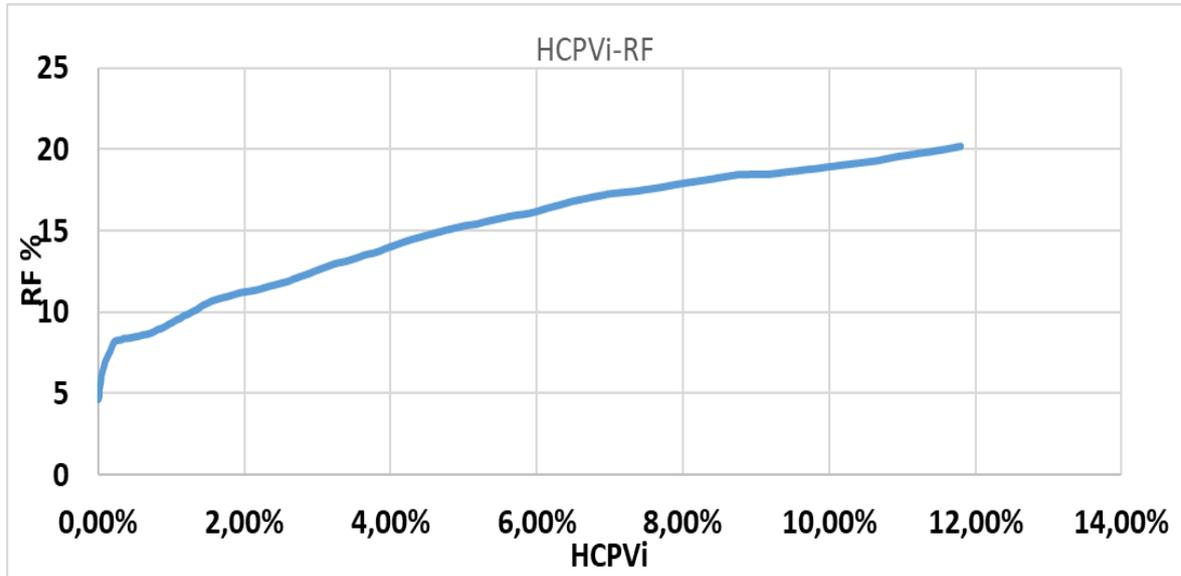


Figure V.11: Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 1

Le taux de récupération dans le pattern 1 était de 4,6% avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un *gas cap*.

Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 20,2% après l'injection d'un volume de gaz correspondant à un HCPVi de 11,8%. Cette faible valeur indique que ce pattern n'est pas encore saturé en gaz et qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer.

V.2.2 Pattern 2

a) Analyse de la courbe du VRR (Voidage Replacement Ratio)

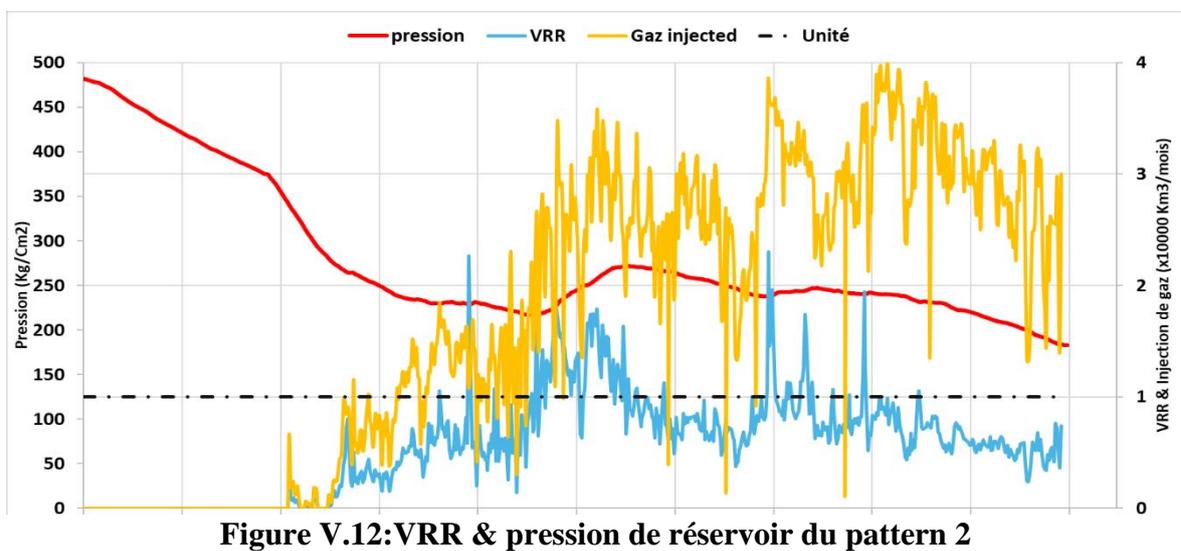


Figure V.12: VRR & pression de réservoir du pattern 2

Chapitre V : ANALYSE ET ETUDE DE PERFORMANCE DES PATTERNS D'INJECTION DE LA ZONE 25

A partir de l'initiation de l'injection dans ce pattern en 1973 et sur une période de neuf ans, le VRR variait fortement et la balance entre l'injection et le soutirage n'était pas assurée à cause d'une grande fluctuation dans l'injection et une faible réponse des puits producteurs à l'injection en raison de leur nombre important par rapport aux injecteurs et aussi à l'étendue du pattern.

Les valeurs du VRR dans la période de 1982 à 2012 oscillent fortement autour de l'unité. De point de vue maintien de pression l'injection dans cette période a commencé avec des quantités importantes ce qui explique un VRR largement supérieur à un. Le but de cette sur-injection est de dissoudre le gaz d'injection pour avoir la miscibilité et donc d'assurer le fill-up du réservoir. Pendant cette période est marquée par une amélioration de la production.

Depuis fin 2012, le VRR tombe au-dessous de l'unité sous l'effet d'une diminution de la quantité injectée suite à la dégradation de l'injectivité de certains puits injecteurs. Donc un impact négatif sur le maintien de pression et sur la récupération de l'huile.

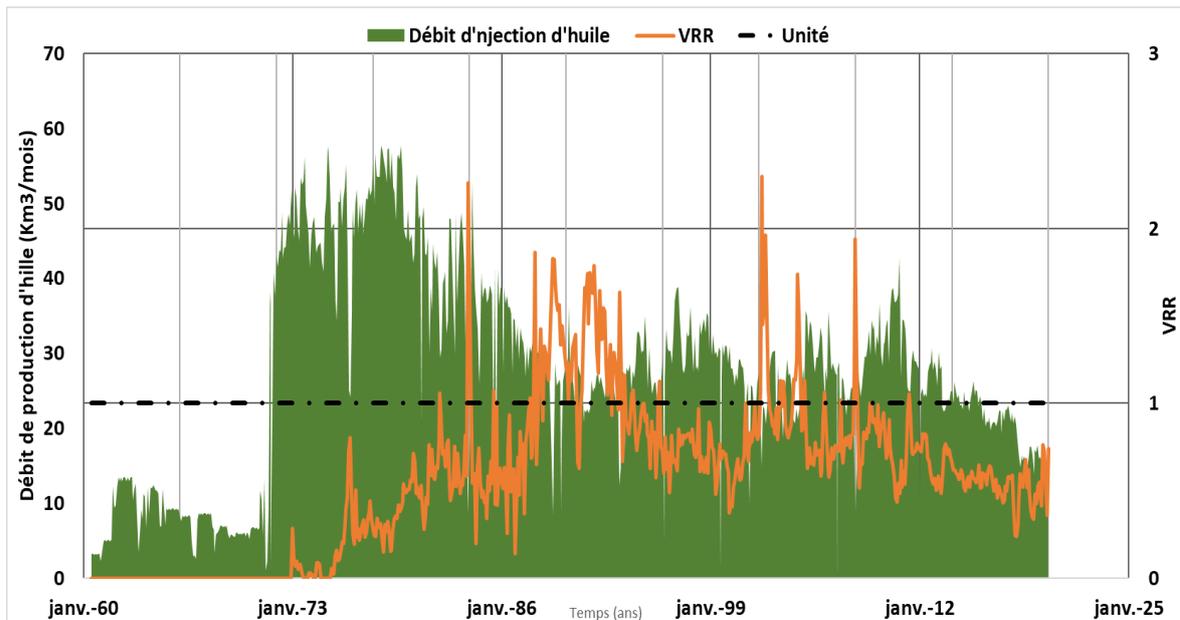


Figure V.13: courbe de VRR & débit d'huile du pattern 2

b) Impact de l'injection sur le taux récupération

Le taux de la récupération dans ce pattern est actuellement estimé à 32,5% et cela pour une valeur de HCPVi de 62,2% sachant qu'au début de l'injection dans ce pattern, la récupération était de 3 %.

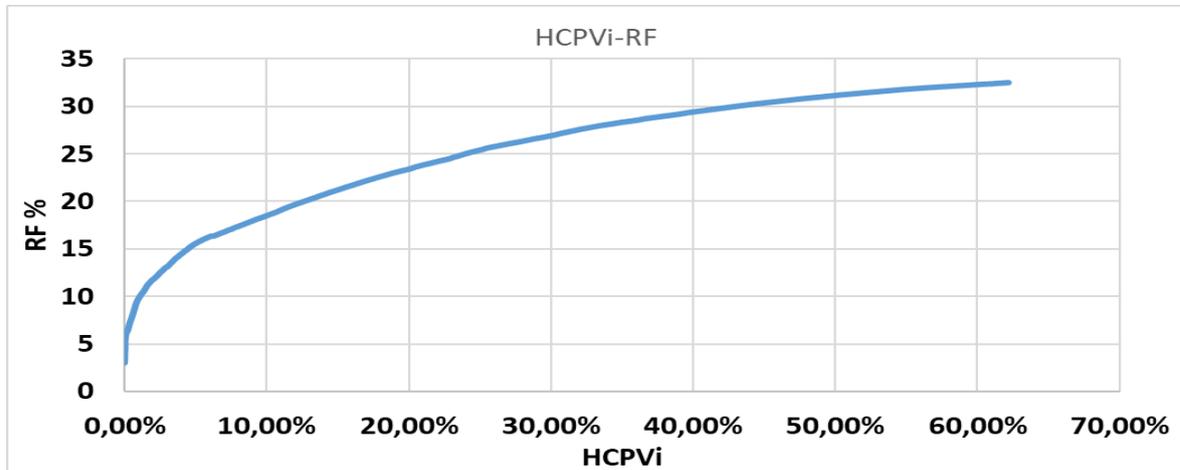


Figure V.14: Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 2

On peut en conclure que le compartiment est saturée en gaz. Toutefois, les problèmes des percées de gaz ont causé la fermeture prématurée de nombreux puits producteurs dans ce pattern, ce qui signifie que l'efficacité de l'injection s'agissant du balayage de l'huile est très faible.

V.2.3 Pattern 3

a) Analyse de la courbe du VRR (Voidage Replacement Ratio)

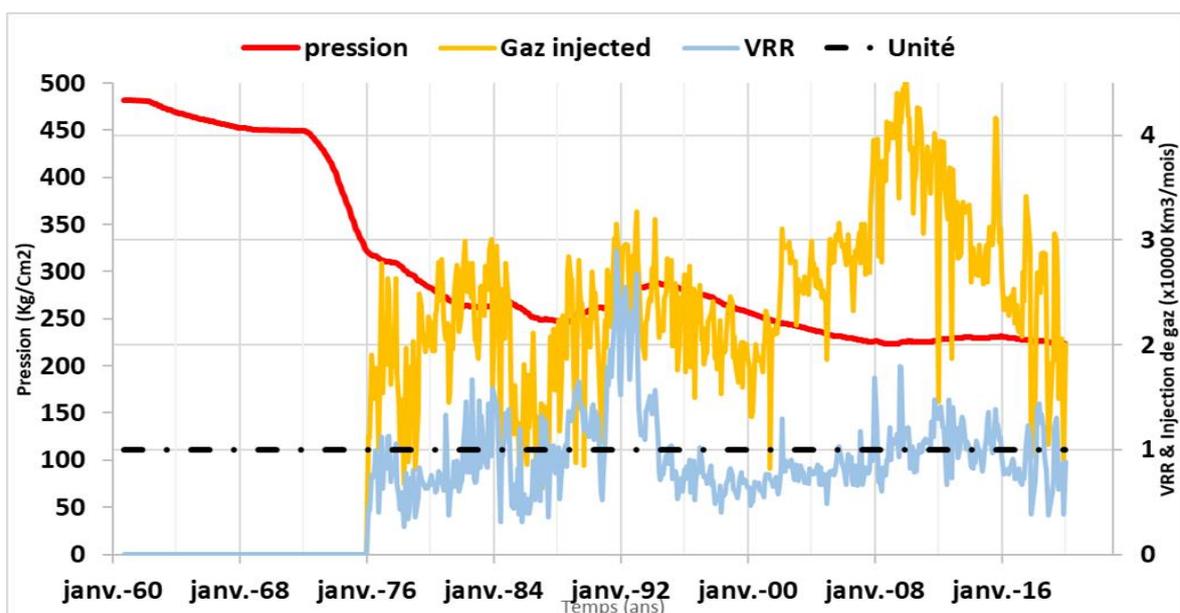


Figure V.15: VRR & pression de réservoir du pattern 3

**Chapitre V : ANALYSE ET ETUDE DE PERFORMANCE DES PATTERNS
D'INJECTION DE LA ZONE 25**

Sur une large partie de l'historique du pattern, le VRR est supérieur à un. La période d'initiation de l'injection est marquée par un VRR très élevé. Le but de cette sur-injection est de dissoudre le gaz libre et donc d'assurer le fill-up du réservoir. La fin de cette période est marquée par une amélioration de la production. A partir de 1995, le VRR se stabilise relativement autour de l'unité un équilibre d'injection-soutirage est donc établi. L'effet de l'injection se fait sentir d'abord par une amélioration de la production d'huile et aussi le maintien de pression de réservoir.

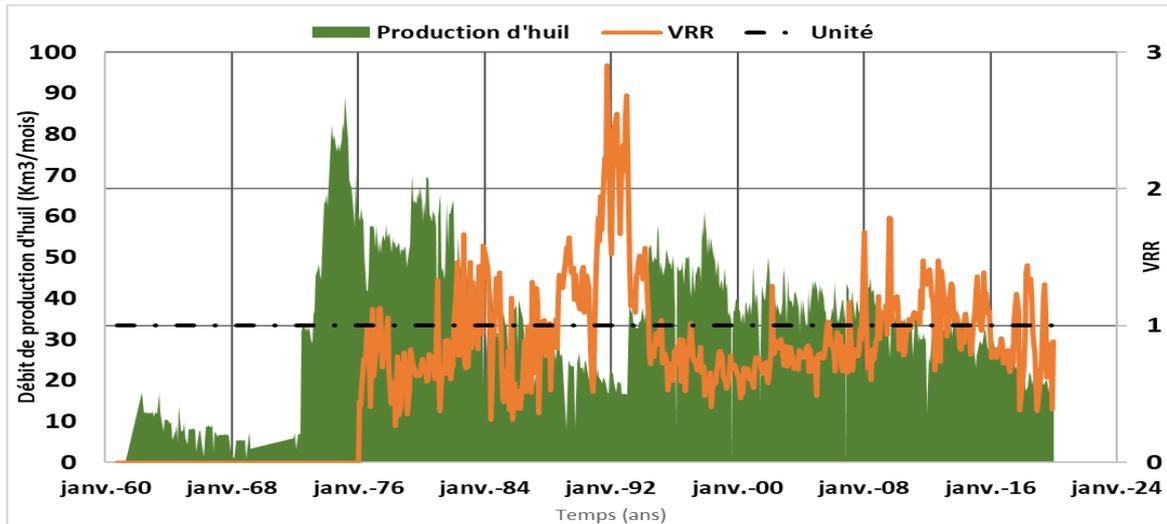


Figure V.16: courbe de VRR & débit d'huile du pattern 3

b) Impact de l'injection sur le taux de la récupération

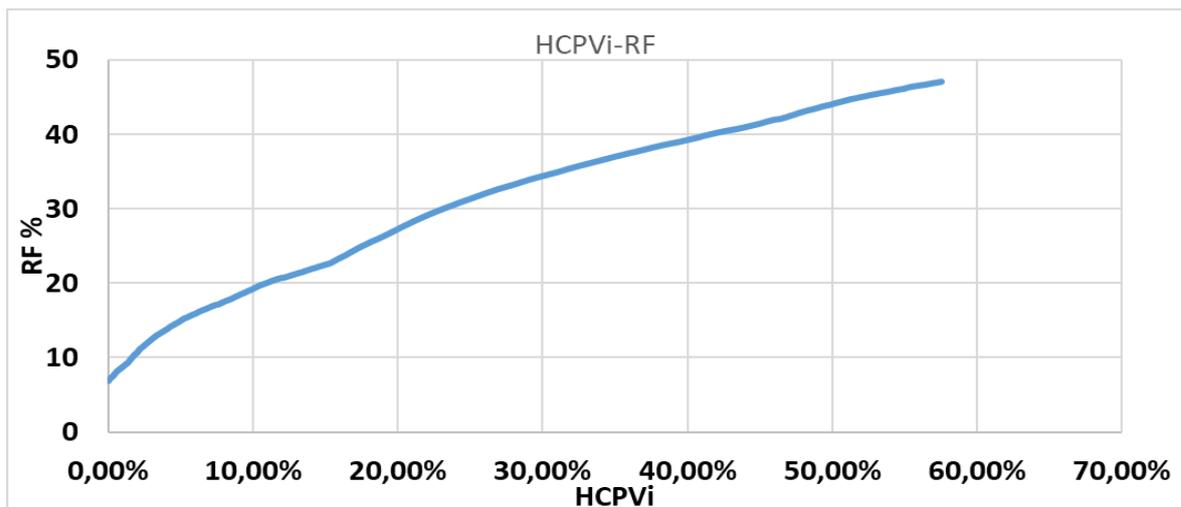


Figure V.17: Taux de récupération en fonction de HCPVi du pattern 3

La courbe du facteur de récupération en fonction HCPVi montre que la récupération par la déplétion naturelle est estimée à 6,9%. Elle atteint actuellement une valeur de 47% à un HCPVi de 57,6%.

On peut en conclure que l'injection de gaz miscible est très efficace et ils restent des quantités importantes d'huile 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 gaz cap ou 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 V.2:Récapitulatif des taux de récupération et des HCPVi des patterns d'injection

	Récupération primaire %	Récupération actuelle %	HCPVi %	Etat actuelle d'injection
Pattern 1	4,62	20,20	11,8	VRR ≥ 1
Pattern 2	3,01	32,46	62,18	VRR < 1
Pattern 3	6,92	47,02	57,56	VRR ≥ 1

- Plus d'injection est recommandée dans le pattern 2 par l'intervention sur les puits injecteurs fermés ou par la conversion d'autres puits producteurs. Alors que dans les autres patterns l'effet de la fermeture des puits producteurs a masqué la nécessité de ces régions à l'injection de gaz.
- La fermeture prématurée des puits producteurs à cause des percées de gaz limite la récupération et exigent d'aller plus loin dans une étude attentive appliquant d'autres techniques dans un autre palier (échelle puits), dans le but d'améliorer l'efficacité de l'injection.

Conclusion Générale
&
Recommandations

CONCLUSION GENERALE

Le présent travail nous a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

- L'application de la méthode de bilan matière nous a permis de réévaluer les réserves initiales en place de la zone 25 sont 110 millions stm³.
- Le taux de récupération atteint actuellement 43,65%. Avant le début de l'injection, ce taux s'élevait à 40,65%.
- En l'absence d'un gas 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, dans une moindre mesure, l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Grâce à la méthode de restitution de pression par MBal, nous avons pu définir les patterns d'injection et évaluer les facteurs de participation de chaque puits dans les patterns auxquels il appartient.
- La performance de l'injection au niveau des patterns dépend étroitement du *voidage replacement ratio*. Maintenir ce ratio à un niveau proche, voire légèrement au-dessus, est nécessaire pour assurer une production stable.
- Le faible ratio entre puits injecteurs et producteurs rend la fermeture de tout puits injecteur particulièrement dommageable à la balance injection-soutirage.
- L'utilisation des techniques de diagnostic des problèmes de productions d'eau nous a aidés à déterminer la nature et l'origine de ces problèmes.

Recommandations

- Faire un suivi continu des puits et du réservoir avec le pattern monitoring pour préserver un bon état du réservoir.
- Effectuer une sensitivity study afin de réajuster les paramètres de pression, GOR et VRR et d'optimiser les débits d'injection chaque année.
- Réaliser des diagraphies PLT pour les puits à GOR élevé afin d'avoir la contribution de chaque couche et éviter les zones productrices de gaz .
- Assurer la miscibilité pour les puits à basse pression
- Améliorer la pression du réservoir en augmentant les débits d'injection et/ou durant les puits producteurs.
- Diminuer la pression minimale de miscibilité en injectant du CO₂ ou en ajoutant des éléments légers au gaz sec injecté.
- Améliorer les IP des puits à faibles caractéristiques pétrophysique en effectuant des forages horizontaux et/ou des fracturations.
- Faire un nettoyage de puits régulier
- Améliorer les conditions de surface

Références bibliographiques

Références Bibliographiques

1. *Well Evaluation Conference-WEC Algeria*. **AZOUG, Y., et al. Well Evaluation Conference**. Houston, TX, USA : Schlumberger, 2007.
2. **T. Ahmed, N. Meehan**. *Advanced Reservoir Management and Engineering*. s.l. : Gulf Professional Publishing 2011 ,..
3. **M.Latit**. *Cours de production tome 6 : récupération assisté*. s.l. : Edition technip , 1975.
4. **Bahadori, Alireza**. *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs*. s.l. : Gulf Professional Publishing, 2018.
5. **Enas-Rajeh Aljamal, Bonavian Hasiholan**. *Voidage Replacement & Production Balancing Strategy to Optimize Incremental Oil Recovery & CO2 Sequestration*. s.l. : Springer Singapore, 2019.
6. *Nouvelles technologies pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz: comptes rendus du deuxième symposium européen, Luxembourg, 5-7 décembre 1984, Volume 2*. s.l. : Editions TECHNIP, 1986. Communautés européennes. Direction générale de l'énergie.
7. **Lake, Larry W**. *Enhanced Oil Recovery*. s.l. : Prentice Hall, 1989.
8. **Apostolos Kantzas, PhD P. Eng. Jonathan Bryan, PhD, P. Eng. Saeed Taheri, PhD**. *Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media*.
9. [En ligne] <http://www.alnaft.gov.dz/index.php/le-d%C3%A9veloppement-des-hydrocarbures-en-chiffres/g%C3%A9ologie-de-l-alg%C3%A9rie>.
10. *Performance of the injection of different gases for enhanced oil recovery in a compositionally grading oil reservoir*. **Fath, Sajad Pourhadi & Aref Hashemi**. 10, 641–661 (2020)., 2019.
11. *Analytical Method for Voidage Replacement Ratio Calculation in Reservoirs With Quasicritical Fluids*. **O. Rosario and J. C. Fernandez Hernandez, Petrolera RN LTD, A. I. Korabelnikov, ROSNEFT et L. Albornett, PDVS.A. SPE-187331-MS, San Antonio, Texas, USA : Society of Petroleum Engineers, 2017**.
12. [En ligne] <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure>.

ANNEXE

Annexe A : Tableaux

Tableau A.1: Historique de la zone 25

Année	P_g (Kg/cm ²)	N_p (kSm ³)	G_p (kSm ³)	W_p (kSm ³)	G_{inj} (kSm ³)	W_{inj} (kSm ³)
01/05/1958	481,887	0	0	0	0	0
01/01/1959	481,887	0	0	0	0	0
01/01/1960	481,887	0	0	0	0	0
01/01/1961	481,422	26,5215	5596,31	0	0	0
01/01/1962	479,686	125,074	26672,9	0	0	0
01/01/1963	473,658	467,34	100102	0	0	0
01/01/1964	468,562	757,802	162204	0	0	0
01/01/1965	463,613	1040,26	222825	0	0	0
01/01/1966	459,322	1285,77	275495	0	0	0
01/01/1967	455,726	1492,54	319569	0	0	0
01/01/1968	452,21	1694,51	362967	0	0	0
01/01/1969	449,428	1854,65	397349	0	0	0
01/01/1970	447,869	1944,12	416797	0	0	0
01/01/1971	446,229	2038,51	437319	0	0	0
01/01/1972	440,112	2392,88	513655	0	0	0
01/01/1973	421,308	3503,31	753084	0	6649,17	0
01/01/1974	396,407	5012,14	1,08E+06	0	19665,9	0
01/01/1975	368,575	6733,82	1,44E+06	0	26418,5	0
01/01/1976	343,503	8375,8	1,80E+06	0	42109	0
01/01/1977	332,466	9695,57	2,09E+06	0	305832	0
01/01/1978	321,812	11127	2,43E+06	0	634536	0
01/01/1979	308,02	12567,3	2,80E+06	0	883492	0
01/01/1980	295,582	14083,3	3,23E+06	0	1,21E+06	0
01/01/1981	286,357	15470,7	3,71E+06	0	1,64E+06	0
01/01/1982	277,251	16767,9	4,20E+06	0	2,05E+06	0
01/01/1983	273,133	17811,3	4,65E+06	0	2,53E+06	0
01/01/1984	271,489	18677,6	5,02E+06	0,20475	3,00E+06	0
01/01/1985	267,513	19597,6	5,43E+06	0,40365	3,43E+06	0
01/01/1986	259,816	20475,7	5,91E+06	0,40365	3,74E+06	0
01/01/1987	253,042	21287,6	6,35E+06	0,40365	4,03E+06	0

ANNEXE

01/01/1988	250,573	22002,4	6,72E+06	0,40365	4,41E+06	0
01/01/1989	252,884	22675,4	7,12E+06	0,40365	4,99E+06	0
01/01/1990	260,568	23190,7	7,39E+06	2,9554	5,66E+06	0
01/01/1991	263,075	23776,4	7,75E+06	17,3957	6,22E+06	0
01/01/1992	268,28	24442,1	8,08E+06	33,7927	6,91E+06	0
01/01/1993	272,695	25157,3	8,46E+06	48,0677	7,65E+06	0
01/01/1994	272,712	26021,2	8,89E+06	75,3097	8,26E+06	0
01/01/1995	270,679	27089,4	9,42E+06	102,852	8,90E+06	0
01/01/1996	266,814	28070,9	1,00E+07	126,505	9,48E+06	0
26/01/1996	266,413	28137,8	1,01E+07	127,805	9,52E+06	0
01/01/1997	261,829	29140,3	1,07E+07	142,271	1,01E+07	0
01/01/1998	258,302	30201,2	1,13E+07	159,59	1,07E+07	0
01/01/1999	252,913	31270,6	1,21E+07	186,738	1,13E+07	0
01/01/2000	248,004	32201	1,27E+07	220,968	1,19E+07	0
01/01/2001	241,524	33101,5	1,34E+07	245,928	1,23E+07	0
01/01/2002	236,582	34082,7	1,41E+07	274,355	1,29E+07	0
01/01/2003	235,866	34984	1,48E+07	292,736	1,37E+07	0
01/01/2004	233,151	35882	1,56E+07	310,099	1,45E+07	0
01/01/2005	231,422	36776,5	1,63E+07	331,429	1,52E+07	0
01/01/2006	227,006	37772	1,71E+07	355,568	1,59E+07	0
01/01/2007	221,808	38778	1,80E+07	400,549	1,66E+07	0,127585
01/01/2008	219,917	39617,1	1,88E+07	441,306	1,74E+07	1,35307
01/01/2009	217,078	40602,6	1,98E+07	495,179	1,83E+07	2,58191
01/01/2010	216,109	41583	2,07E+07	510,007	1,93E+07	49,994
01/01/2011	210,736	42591,2	2,18E+07	525,094	2,02E+07	52,081
01/01/2012	208,958	43426,9	2,27E+07	538,454	2,11E+07	65,5635
01/01/2013	208,035	44179,4	2,36E+07	549,597	2,19E+07	208,582
01/01/2014	205,846	45026	2,46E+07	565,713	2,27E+07	254,109
01/01/2015	202,548	45844,6	2,56E+07	580,109	2,34E+07	353,285
01/01/2016	197,694	46600,9	2,67E+07	594,098	2,42E+07	483,89
01/01/2017	194,813	47292	2,76E+07	615,169	2,49E+07	620,06
01/01/2018	190,689	47975,3	2,86E+07	699,502	2,55E+07	741,221
01/01/2019	187,571	48572,3	2,96E+07	750,304	2,61E+07	856,749
01/01/2020	184,496	49122	3,04E+07	806,463	2,66E+07	975,376

Tableau A.2:Etat actuel des puits de la zone 25

Puits	Date fin de forage	Statut	Etat actuel	Qo (m3/h)	GOR (Sm3/Sm3)	Opération	Date opération	Gain ou perte (m3/h)
MDZ532	07/05/2001	GAZ LIFT	Ouvert	1.92	720.00			
MDZ559	15/08/2004	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	3.17	1263.00			
MDZ586	20/09/2006	GAZ LIFT	Fermé	0.20	9142.00			
MDZ589	14/01/2007	ABANDONNE	Fermé					
MDZ704	25/07/2018	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.87	110.00			
MD140	17/01/1971	GAZ LIFT	Fermé	0.59	4261.00	Fracturation hydraulique	23/08/1997	0
MD158	15/06/1971	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.94	2145.00	Fracturation hydraulique	19/10/1995	0
MD164	25/08/1971	GAZ LIFT	Ouvert	1.54	1755.00	Fracturation hydraulique	27/05/1994	9,16
MD167	05/09/1971	GAZ LIFT	Ouvert	0.60	3040.00	Fracturation hydraulique	27/11/2011	1,21
MD182	31/03/1972	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	2.50	5887.00			
MD185	03/05/1972	GAZ LIFT	Ouvert	2.89	246.00	Fracturation hydraulique	13/07/2017	6,9
MD189	25/10/1972	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.76	6755.00	Fracturation hydraulique	05/06/1995	0
MD198	22/01/1973	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	0.40	2007.00			
MD202	09/04/1973	INJECTEUR GAZ	Fermé		184.00			
MD208	20/09/1973	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	0.07	28372.00			
MD219	28/03/1974	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	7.80	618.00	Fracturation hydraulique	29/01/1993	8,1
MD224	17/07/1974	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.43	1928.00	Fracturation hydraulique	08/08/2016	1,32
MD228	05/03/1975	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	2.65	104.00	Fracturation hydraulique	01/12/2014	0
MD244	28/03/1976	INJECTEUR GAZ	Fermé		172.00	Fracturation hydraulique	01/10/2004	
MD245	22/01/1976	INJECTEUR GAZ	Fermé					
MD308	15/02/1979	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.97	4264.00	Fracturation hydraulique	23/06/2003	4,21
MD353	17/03/1982	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.40	5639.00	Fracturation hydraulique Short radius	12/03/1997 04/05/2010	0 1,03
MD39	08/05/1960	INJECTEUR GAZ	Fermé					
MD456	05/02/1994	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	0.93	8129.00	Fracturation hydraulique	31/03/1996	8,21

ANNEXE

MD457	10/03/1994	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	1.21	597.00	Fracturation hydraulique	28/11/1999	0,75
MD466	09/11/1995	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.22	7620.00	Fracturation hydraulique	02/06/2008	5,01
MD468	15/01/1996	GAZ LIFT	Ouvert	1.46	947.00	Fracturation hydraulique	25/10/2006	0,27
MD479	03/03/1997	ABANDONNE	Fermé	0.21	3829.00	Short radius	08/04/2002	0
MD483	02/07/1997	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	1.39	4063.00	Fracturation hydraulique	27/03/2013	2,23
MD518	19/03/2000	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.44	3256.00	Short radius	18/02/2005	4,13
MD528	30/10/2000	SEC	Fermé					
MD529	17/11/2000	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	0.25	6326.00	Fracturation hydraulique	11/03/2007	0
MD57	20/07/1961	GAZ LIFT	Ouvert	0.70	506.00	Fracturation hydraulique Short radius	16/11/1996 08/10/2006	0 3,23
MD641	04/05/2011	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	2.86	78.00	Short radius	15/06/2012	3,98
MD693	11/07/2017	PRODUCTEUR HUILE	Fermé	1.66	702.00	Fracturation hydraulique	13/04/2019	0
MD7	04/06/1958	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.63	2425.00	Short radius	26/10/2002	7,67
MD721	28/01/2019	PRODUCTEUR HUILE	Ouvert	0.79	9868.00			

Annexe B : figure

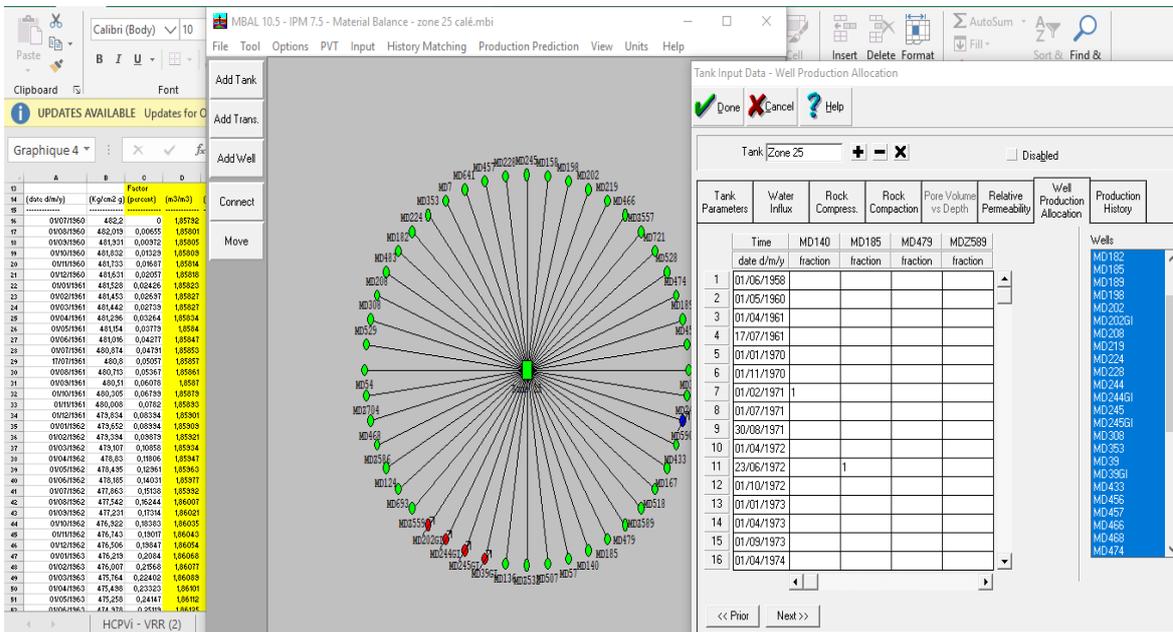


Figure B.1: Interface de la macro de restitution de pression la zone 25

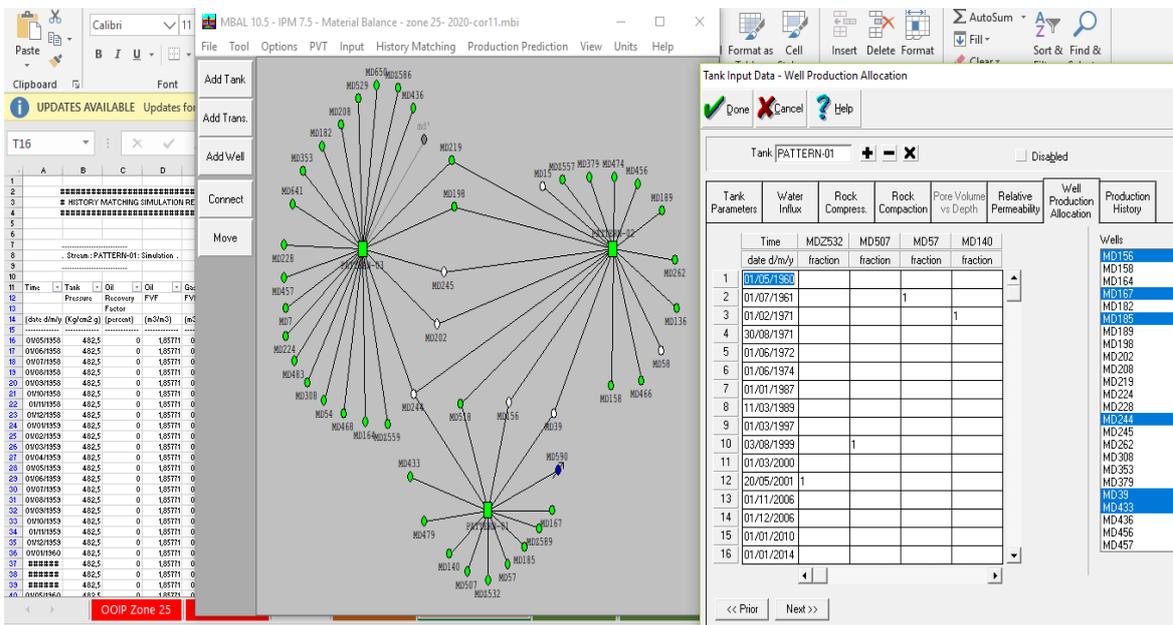


Figure 0.2: Interface de la macro de restitution de pression pattern 1

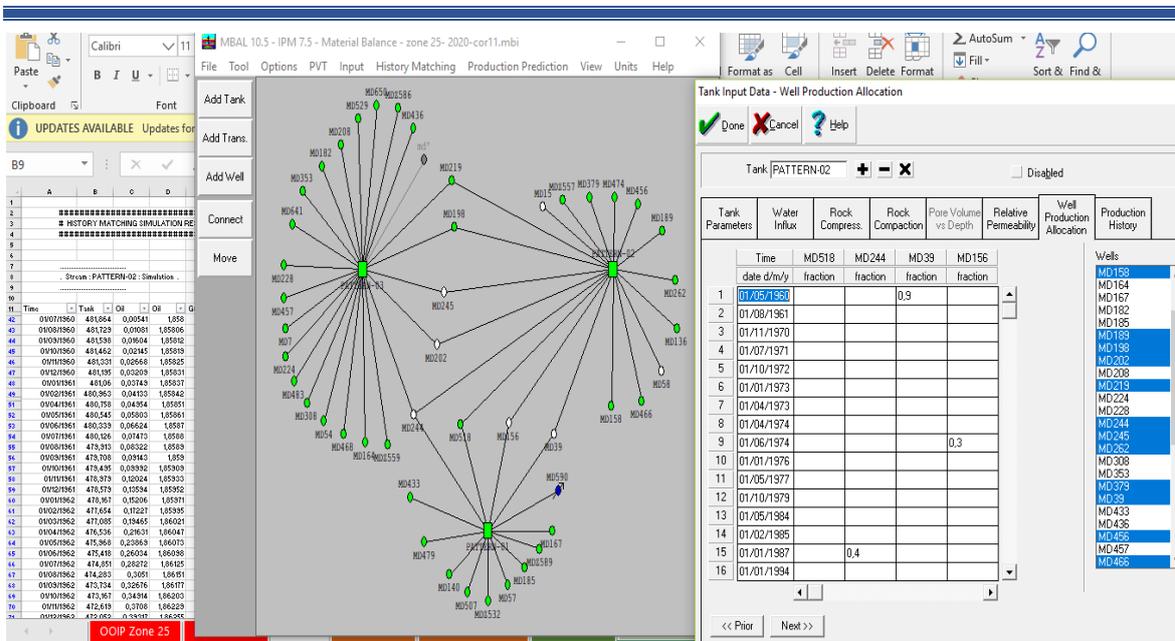


Figure B.3: Interface de la macro de restitution de pression pattern 2

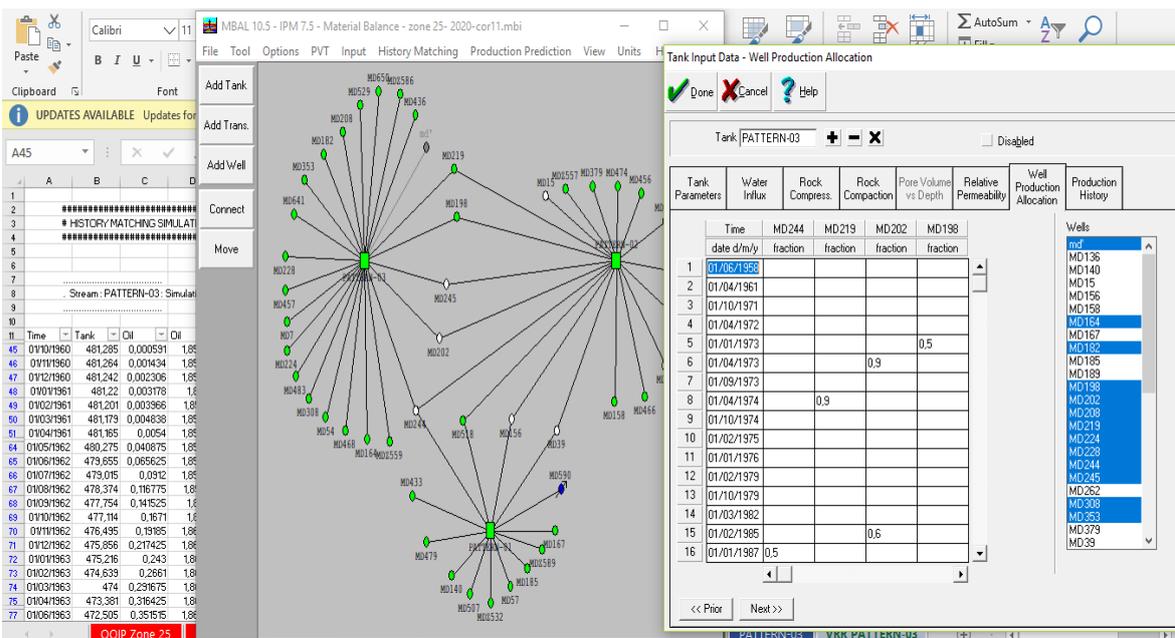


Figure B.4: Interface de la macro de restitution de pression pattern 3