

N° Ordre/Faculté/UMBB/2020.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

AOUANOUK Amine

REDJAH Mohamed Islem

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Redistribution optimisée du gaz d'injection par recoupement
des méthodes d'analyse de data et simulation par bilan
matière.**

Devant le jury :

BENYOUNES Khaled
GARECHE Mourad
SAIFI Rheda
ZERAIBI Nourreddine

Professeur
MCA
MCB
Professeur

Président. UMBB
Examineur. UMBB
Examineur. UMBB
Encadreur UMBB

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Au premier temps, nous tenons à remercier le bon dieu, qui nous 'a donné la force et le courage pour continuer ce modeste travail.

Nous aimerons bien exprimer notre plus profonde gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail, leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail.

Nous tenons à remercier notre professeur consultant Mr N.ZERAIBI pour son encadrement pédagogique et ses conseils précieux. Nous le remercions vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il nous 'a accordé le long de cette période malgré ses occupations et la conjoncture actuelle de la pandémie (COVID-19).

Nous tenons à remercier aussi notre encadreur au niveau de «SONATRACH PED Hydra » Mr AOUANOUK Lotfi (Senior Reservoir Engineer), qui était présent lors de toutes les étapes de ce travail même durant la période du confinement (COVID-19). Nous lui sommes gré de nous avoir apporté son extrême compétence scientifique, un grand intérêt pour notre travail, son soutien et sa gentillesse.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à notre formation en particulier : Mr.GARECHE , Mr.HAJJAJ, Mr.BEN YOUNES , Mr.SAIFI , Mr. NAIT AMMAR et Mr.AZZOUG.

Sans oublier toute l'équipe du département Production pour leurs encouragements durant tous notre parcours universitaire.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements au personnel du pôle « SONATRACH Hydra » en particulier : Mr AIT MOHAMED Karim et Mr OUFKIR Oussama

Enfin, tous nos remerciements vont à notre famille et à tous nos amis de l'INHC qui ont été nombreux à nous aider et qui nous ont porté un soutien moral.

Dédicace

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

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

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

A mes précieux frères AbdelKarim et Djawad qui je souhaitent beaucoup de succès et de réussite dans leurs études et leur vie.

A mes encadreurs Mr. ZERAIBI et Mr. L.AOUANOUK,

A tous mes amis d'ElKhroub (Constantine).

A toute ma grande famille, Redjah et Zaouai.

A tous mes amis de l'INH partout chaque un a son nom.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à tous ceux qui j'aime et je respecte ainsi que mon binôme AOUANOUK Amine.

Mohamed Islem.

Dédicace

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

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

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

A ma chère sœur à qui je souhaite beaucoup de succès et de réussite dans ses études et dans sa vie.

A ma grand-mère 'Hasni '.

A toute ma grande famille, AOUANOUK et AHNOUCHE.

A mes encadreurs Mr. ZERAIBI et mon cousin Lotfi

A tous mes amis de Hydra (Alger) et de Freha (Tizi ousou) sans oublier mes amis de l'INH.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à tous ceux que j'aime et je respecte ainsi que mon binôme REDJAH Mohamed Islem

Amine.

Résumé:

L'objectif de notre travail consiste à évaluer les performances d'injection de gaz immiscible dans deux compartiments de la zone 20A (compartiments C11 et C16) afin d'obtenir un taux de récupération maximal et réduire le cout de gaz à injecter tout en gardant le bon état du réservoir.

Dans un premier temps, nous avons présenté le champs de Hassi Messaoud en général et la zone 20A en particulier, ainsi que les caractéristiques pétrophysiques du réservoir et les propriétés de ses fluides, ensuite on a expliqué en détail toutes les notions théoriques à propos des différents modes de récupération ,l'équation de bilan matière et aussi la méthode de VRR utilisée pour distribuer le gaz judicieusement .A l'issue de cette étude, on a pu déterminé les différents compartiments et optimiser le débit d'injection des différents puits constituant la zone étudiée en utilisant une macro VBA (Excel).

Mots clés: injection, gaz immiscible, compartiment, récupération, macro VBA.

Abstract:

The objective of our work consists in evaluating the injection performance of immiscible gas in two compartments of zone 20A (C11 and C16 compartment) in order to obtain a maximum recovery rate and reduce the cost of injected gas while keeping the good conditions of the tank.

First, we presented the Hassi Messaoud field in general and zone 20A in particular, as well as the petrophysical characteristics of the reservoir and fluids properties, then we explained in detail all the theoretical notions about the different recovery modes, the material balance equation and the VRR method used to distribute the gas judiciously. At the end of this study, the different compartments were determined and the injection rate was optimized using a VBA macro (Excel).

Keywords: injection, immiscible gas, compartment, recovery, VBA macro.

ملخص:

يتمثل الهدف من عملنا في تقييم أداء حقن الغاز غير القابل للاختلاط مع النفط في جزأين من المنطقة 20A (المقصورتان C11 و C16) من أجل الحصول على أقصى معدل استرداد وتقليل تكلفة الغاز المراد حقنه مع الاحتفاظ حالة الخزان الجيدة.

أولاً ، قدمنا حقل حاسي مسعود بشكل عام والمنطقة 20A بشكل خاص ، وكذلك الخصائص البتروفيزيائية للخزان وخصائص سوائله ، ثم شرحنا بالتفصيل جميع المفاهيم النظرية حول مختلف طرق الاستعادة ومعادلة توازن المواد وكذلك طريقة VRR المستخدمة لتوزيع الغاز بحكمة ، وفي نهاية هذه الدراسة تم تحديد الأجزاء المختلفة ومعدل الحقن للآبار المختلفة ،تمت دراسة المنطقة باستخدام ماكرو VBA (Excel) .

الكلمات المفتاحية: الحقن ، الغاز غير القابل للاختلاط ، المقصورة ، الاسترداد ، الماكرو VBA .

Sommaire

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Abréviations	
Introduction Générale.....	1
Chapitre N° I : Présentation du champ de Hassi Messaoud	
I.1 Historique du champ.....	2
I.2 Situation géographique.....	2
I.3 Structure du champ.....	4
I.4 Zonation du champ	4
I.5 Description du réservoir.....	6
I.6 Géologie du réservoir de Hassi – Messaoud.....	6
I.7 Caractéristique des fluides.....	8
I.7 A- Les caractéristiques des huiles.....	8
I.7 B- Les caractéristiques de gaz associé.....	9
I.8 Problèmes d'exploitation rencontrés au champ Hassi – Messaoud.....	9
I.9 Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien	10

I.10 Epaisseur moyenne des drains.....	10
--	----

Chapitre N° II : Étude de la Zone 20A

II.1 Localisation.....	13
II.2 Type de production.....	13
II.3 Stratigraphie–Drains en présence.....	13
II.4 Porosité.....	15
II.5 Perméabilité.....	15
II.6 PVT.....	16
II.7 Analyse de basic reservoir engineering.....	16
II.7.1 Analyse de la production d’huile.....	17
II.7.2 Analyse de l’injection.....	19
II.8 Analyse des percées de gaz.....	21

Chapitre N° III : Les modes de récupération

III.1 Introduction.....	23
III.2 Mécanisme de drainage.....	23
III.2.1 Expansion de la roche et de l’eau interstitielle.....	23
III.2.2 Expansion monophasique d’huile et du gaz dissout (solution gas drive).....	24
III.2.3 Expansion du gaz libre (Gas cap drive).....	24
III.2.4 Expansion d’eau de l’aquifère (Water drive).....	25
III.2.5 Drainage par gravité.....	26
III.2.6 Drainage combiné.....	26
III.3 Méthodes de récupération assistée.....	26

III.3.1 Récupération assistée (classique).....	26
III.3 .1 a- Injection d'eau (water flooding).....	26
III.3.1b- Injection du gaz.....	27
III.3.2 Récupération tertiaire.....	28
III.3.2 a- Méthodes chimiques.....	28
III.3.2 b- Méthodes miscibles.....	28
III.3.2 c- Méthodes thermiques : huiles lourdes.....	28
III.4 Les configurations d'injection (patterns)	28
III.4 a Injection groupée.....	29
III.4 b Injection dispersée.....	29

Chapitre N° IV : L'équation du bilan matière

IV.1 Théorie	31
IV.2 Hypothèses de base dans l'équation du bilan matières.....	31
IV.3 Equation de bilan de matière généralisée	32
IV.4 Developpement du MBE	33

Chapitre N° V : Optimisation de l'injection du gaz immiscible par la méthode du VRR

V.1 Notions théoriques sur la méthode du VRR	38
V.1.1 Présentation du logiciel OFM	38
V.1.2 Définition du Voidage Replacement Ratio (VRR).....	38
V.1.3 Définition du JORDAN Plot.....	39
V.1.4 Définition d'un pattern.....	40

V.2 Pattern monitoring.....	41
V.2.1 Conception des patterns.....	41
V.2.2 Facteurs d`allocation et facteurs de pertes.....	41

Chapitre N° VI : Partie pratique

VI.1 Position du problème.....	42
VI.2 Méthodologie.....	42
VI.3 Cas d`étude compartiment de la zone 20A.....	43
VI.3.1. Etape de compartimentation.....	43
VI.3.2 Performance du compartiment C16 et C11 (Application de la méthode material balanc.....	46
a) Définition du Tank Model associés au compartiment C16 et C11.....	46
b) Estimation du No pour chaque compartiment C11 et C16.....	47
c) L`utilisation du code « Mbal_Macro » sur Excel, pour la simulation Material Balance.....	48
d) Les Contributions de chaque puits au Tank (Allocation Factors).....	48
e) Les indicateurs de performance (KPI du Tank) et leurs significations en reservoir management	52
f) Matrice de décision et redistribution du gaz d`injection.....	54
VI.4 Application et résultats pour les tanks C11 et C16.....	55
VI.4.1 Le compartiment C11.....	55
VI.4.1.1 Présentation du compartiment C11.....	55
VI.4.1.2 Les paramètres réservoir.....	56
VI.4.1.3 Les Outputs pour le compartiment C11.....	56

VI.4.1.4 Allocation factors après calage.....	57
VI.4.1.5 Les graphes associés au KPi.....	57
VI.4.1.5.1 KPi performance du Tank C11.....	57
VI.4.1.5.2 KPi pour analyse de l'injection dans le C11.....	58
VI.4.1.5.3 KPi pour estimer le besoin en gaz d'injection dans la période n.....	60
VI.4.2 Le compartiment C16.....	61
VI.4.2.1 Présentation du compartiment C16.....	61
VI.4.2.2 Input paramètres réservoir.....	61
VI.4.2.3 Output pour le compartiment C16.....	62
VI.4.2.4 Allocation factors après calage.....	62
VI.4.2.5 Les graphes associés au KPi.....	63
VI.4.2.5.1 KPi performance du Tank C16.....	63
VI.4.2.5.2 KPi pour analyse de l'injection dans le C1.....	64
VI.4.2.5.3 KPi pour estimer le besoin en gaz d'injection dans la période n.....	65
Conclusion et recommandation.....	68

Bibliographie

Annexe

Listes des figures

Liste des figures

Figure I-1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud.....	3
Figure I-2 : Zonation du champ Hassi Messaoud.....	5
Figure I-3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud.....	11
Figure I-4 : Coupe lithologique du champ de Hassi-Messaoud.....	12
Figure II-1: Localisation de zone étudiée dans l'ensemble du champ de Hassi Messaoud.....	13
Figure II-2 : Ecorché des réservoirs cambriens sous discordance hercynienne – zone 20A.....	14
Figure II-3 : Histogramme des porosités carottes moyennes au puits par drain dans la zone20A.....	15
Figure II-4 : Histogramme des moyennes géométriques de perméabilité carotte au puits par drain dans la zone 20A.....	16
Figure II-5 : Périodes d'ouverture des puits producteurs de la zone 20A.....	17
Figure II-6 : Carte à bulles des débits journaliers moyens des puits de la zone 20A au 1 ^{er} janvier2004.....	18
Figure II-7 : Carte à bulles de cumulé d'injection de gaz dans les puits de la zone 20A..	20
Figure II.8 : Analyse des percées de gaz pour la zone 20A.....	21
Figure III -1 : Stages de développement d'un champ pétrolier.....	23
Figure III -2 : Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.....	24
Figure III -3 : Expansion d'huile et du gaz dissout.....	24
Figure III -4 : Expansion du gaz libre.....	25

Liste des figures

Figure III -5 : Expansion d'eau de l'aquifère.....	25
Figure III -6 : Drainage par gravité.....	26
Figure III -7: Injection d'eau.....	27
Figure III -8 : Injection du gaz.....	27
Figure III -9 : Injection centrale.....	29
Figure III -10 : Injection périphérique.....	29
Figure III -11 : Schéma d'implantation des puits injecteurs.....	30
Figure IV-1 : les neuf termes composant le MBE.....	35
Figure V-1 : Fenêtre principale de l'OFM 2014.....	38
Figure V-2: Courbe du Jordan.....	40
Figure V-3 : Configuration d'un pattern.....	41
Figure VI-1 : Allure générale de la pression du compartiment C11.....	45
Figure VI-2 : la tendance des puits de la zone 20A.....	45
Figure VI-3 : Les compartiments de la zone 20A.....	46
Figure VI-4 : Les trends de pression pour les différents puits de la zone 20A.....	46
Figure VI-5 : Le workflow pour l'identification de compartiment	47
Figure VI-6 : Code « Mbal_Macro » pour la simulation Material Balance.....	49
Figure VI-7 : Etape 1.....	51
Figure VI-8 : Etape 2.....	51
Figure VI-9 : Etape 3.....	52

Liste des figures

Figure VI-10: Etape 4.....	52
Figure VI-11 : Matrice de décision.....	56
Figure VI-12 : Présentation du compartiment C11.....	57
Figure VI-13 : Facteur d'allocation du C11.....	57
Figure VI-14 : les puits affectant le compartiment C11.....	58
Figure VI-15 : Graphe de \bar{P} VS Date et $P_{mesurée}$ VS Date.....	58
Figure VI-16 : Graphe de $N_{p,mensuel}$ VS Date et $P_{reservoir}$ VS Date.....	59
Figure VI-17 : GOR de production mensuel VS Date.....	59
Figure VI-18 : Graphe de VRR_{cum} VS Date et $N_{p,cum}$ VS Date.....	60
Figure VI-19 : Graphe de $I VRR$ VS Date et $N_{p,mensuel}$ VS Date.....	60
Figure VI-20 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date.....	61
Figure VI-21 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date.....	61
Figure VI-22 : Tableau de paramètres PVT et paramètres reservoir	61
Figure VI-23 : Présentation du compartiment C16.....	62
Figure VI-24: Facteur d'allocation du C16.....	63
Figure VI-25 : les puits affectant le compartiment C16.....	63
Figure VI-26 : Graphe de \bar{P} VS Date et $P_{mesurée}$ VS Date.....	64
Figure VI-27 : Graphe de $GOR_{mensuel}$ VS Date.....	64
Figure VI-28 : Graphe de \bar{P} et $P_{mesurée}$ VS Date et débit Vs Date.....	65
Figure VI-29 : Graphe de VRR_{cum} VS Date et $N_{p,cum}$ VS Date.....	65

Liste des figures

Figure VI-30 : Graphe de $I VRR$ VS Date et $N_{p,mensuel}$ VS Date.....	65
Figure VI-31 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date.....	66
Figure VI-32 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date.....	66
Figure VI-33 : Tableau de paramètres PVT et paramètres réservoir.....	66
Figure VI-34 : La matrice de décision finale.....	67

Listes des tableaux

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Caractéristiques pétrophysiques moyenne du réservoir cambrien.....	10
Tableau I-2 : Epaisseur moyenne des drains.....	10
Tableau II-1 : Valeur de la pression de saturation des réservoirs pour la zone 20A.....	16
Tableau II-2: Liste des Puits producteurs et injecteurs dans la zone 20A.....	17
Tableau II-3 : Tableau des puits producteurs et la date du début de production.....	19
Tableau II-4 : Liste des puits injecteurs et leur date de mise en service.....	20
Tableau II-5 : Liste de puits soumis ou ayant été soumis au gaz lift.....	22
Tableau II-6 : Dates de début et de fermeture du gaz lift dans les puits soumis à ce mécanisme de production.....	22
Tableau VI-1 : Estimation du volume en place de la C11 par Excel.....	48
Tableau VI-2 : Estimation du volume en place de la C16 par Excel.....	48

Nomenclature

Nomenclature

ΔP : différence de pression en psi.

B_g : facteur volumétrique de formation du gaz en rb/Scf.

B_{gi} : Facteur de volume initial de formation du gaz en rb/scf.

B_o : facteur volumétrique de formation de l'huile en rb/Scf.

B_{oi} : volumétrique de formation de l'huile initial en rb/Scf.

B_w : facteur volumétrique de formation de l'eau en rb/Scf.

C_w : Compressibilité à l'eau en psi^{-1} .

C_f : Compressibilité de la formation (roche) en psi^{-1} .

G : Volume de gaz libre initial en scf.

G_{inj} : Gaz cumulé injecté en scf.

GOR : gas oil ratio en scf/bbl.

G_p : Quantité de gaz cumulatif produite en scf.

h_u : la hauteur utile moyen de la couche en ft .

m : Rapport entre le volume initial de gaz et le volume initial volume d'huile du réservoir en bbl/bbl.

N : Quantité d'huile initiale sur place en STB.

N_p : Quantité d'huile cumulée produite en STB.

P_b : pression de point de bulle en psi.

P_{fd} : pression de fond dynamique en psi.

P : pression de gisement en psi.

P_i : pression initial de réservoir en psi.

$Q_{inj-opt}$: débit optimum de gaz injecté en Mscf/day.

$Q_{n-mois-prd}$: débit mensuel produit en rb/month.

Q_{t-prd} : débit total produit en rb/day.

R_p : GOR de production en scf/STB.

R_s : facteur de solubilité du gaz en scf/STB.

R_{si} : Solubilité initiale du gaz en scf/STB.

S_{wi} : saturation en eau moyen.

V_{prd} : volume produit en rb.

$V_{prd/mois}$: volume produit par mois en rb.

W_e : Entrée d'eau cumulée en bbl.

W_{inj} : Eau cumulée injectée en STB.

W_p : Quantité d'eau cumulée produite en STB.

Abréviations

Liste des abréviations

CumVRR : VRR cumulé.

FP : Facteur de participation.

GOC : Gas Oil Contact.

HMD : Hassi Messaoud.

IVRR : VRR instantané.

Mbal : Material balance.

MBE : Material balance equation.

OFM : Oil Field Manager.

OOIP : original oil in place.

PV : pore volume.

PVT : pressure volume temperature.

rb : Réservoir Baril.

Scf : Standard Cubic Feet.

STB : Stock Tank Baril.

TVD : True Vertical Depth.

VRR : Voidage Replacement Ratio.

WOC : Water Oil Contact.

Introduction générale

Introduction :

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, ce qui nécessite d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération d'où l'apparition de la récupération secondaire. Après l'épuisement du gisement ou lorsque les propriétés du réservoir sont altérées, une récupération tertiaire est nécessaire.

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans 2% de la production mondiale. Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

La zone 20A est une zone compacte, caractérisée par ses pauvres propriétés pétrophysiques (perméabilité et porosité), c'est pour ça que l'injection du gaz miscible qui est une méthode de récupération tertiaire a été adoptée.

Afin de mieux positionner le sujet de cette étude, cinq chapitres ont été développés, Le premier chapitre et le deuxième décrivent la géologie du champ de Hassi Messaoud en général et de la zone 20A ainsi que l'historique de production et d'injection. Dans le troisième chapitre nous présentons les modes de récupération dans les champs pétroliers (récupération primaire, secondaire et tertiaire) tandis que le quatrième chapitre est consacré à une étude théorique des méthodes utilisées pour le calcul des réserves en place (méthode volumétrique et méthode Mbal). En ce qui suit le chapitre précédant nous avons présenté la méthode de l'optimisation des débits de gaz injecté en utilisant la méthode du VRR (la décomposition des patterns, l'obtention des facteurs d'allocation de chaque puit) et intégrer une partie pratique concernant les deux compartiments (C16 et C11) étudiés. L'étude est terminée par une conclusion générale et quelques recommandations.

Partie théorique

Chapitre I

*Présentation du champ de
Hassi Messaoud*

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud

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 - 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.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

I.2 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud- sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation :

-En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- 790.000 @ 840.000 EST
- 110.000 @ 150.000 Nord

-En coordonnées géographique :

- Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud

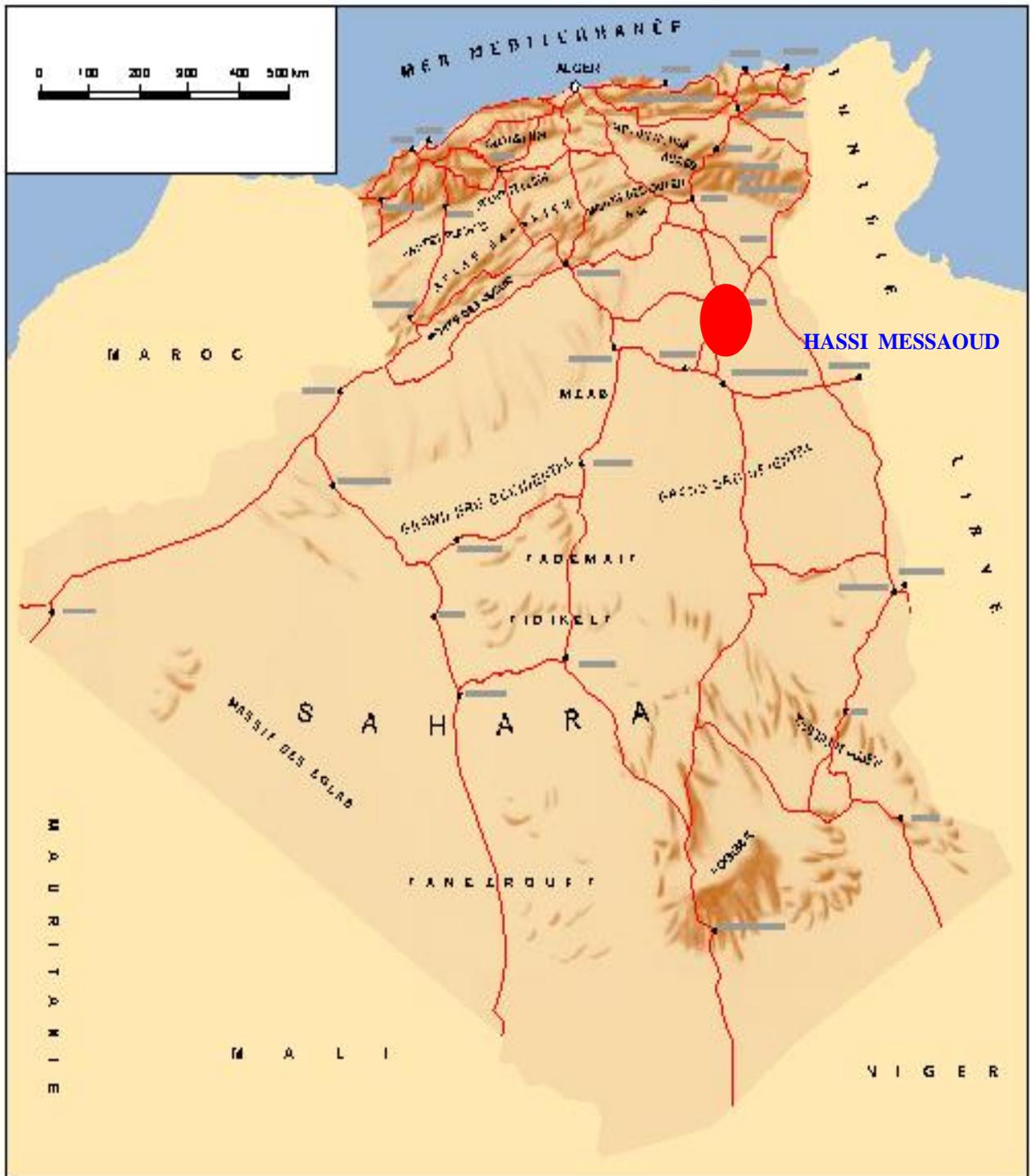


Figure I-1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud

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 accidents affectant le réservoir sont les deux types :

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

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées.

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

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

I.4 Zonation du champ :

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

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

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Nord et sud, chaqu'un a sa propre numérotation.

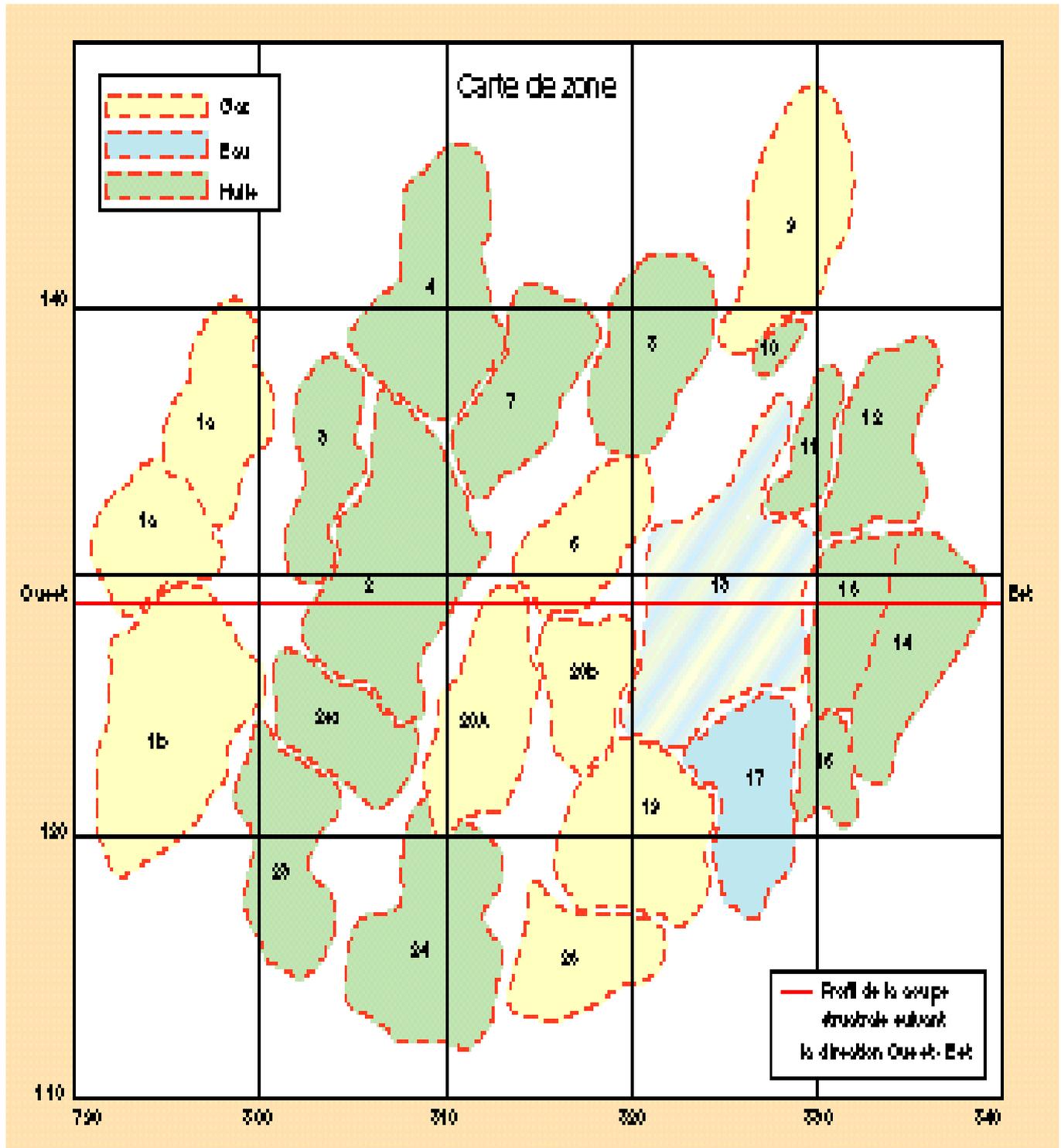


Figure I-2 : Zonation du champ Hassi Messaoud

I.5 Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

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

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne à éroder une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

I.6 Géologie du réservoir de Hassi - Messaoud :

❖ Le cambrien :

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fin à grossiers, recoupés par des pellicules siliceuses argilo – micacés, ces matériaux sont dit grès de Messaoud.

De bas en haut, le réservoir cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques R3, R2, Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grés d'El-Gassi.

A - Niveau R3:

Il se caractérise par :

- Une épaisseur maximale non érodé de 270m
- Du sable et du gravier et autres minéraux tel que le Feldspath, le mica et la sidérite.
- De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- Il est très peu perméable.
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

B – Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux :

Le R2C, et le R2AB, le niveau R2 se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 80 m
- Des grains d'une sphéricité améliorée.
- De 17 % d'argile en moyenne.
- Une perméabilité améliorée dans le R2AB.
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours

C - Niveau Ra :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne de 120 m.
- Une unité de sédimentation décimétrique a stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
- Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
- De 5 à 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite).
- Les couches sont constitués d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

Le Ra est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie.

a) Zone I :

Grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par :

- Drain D1.
- Drain ID (l'inter drain).
- Drain D2.

b) Zone II :

(Fine intermédiaire) ou aussi Drain D3.

c) Zone III

(Grossière supérieure) ou Drain D4.

D - Niveau Ri (D5) :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée)

Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ.

Sa composition est :

- De 30 % d'argile environ.
- Une faible taille des grains.
- Une bonne continuité des couches.
- Une faible perméabilité.
- Compaction des grés.

I.7 Caractéristique des fluides :

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg/cm^2 pour un rapport gaz / huile de dissolution R_s égal à $240 \text{ stm}^3 / \text{m}^3$, A l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg/cm^2 pour un rapport de gaz / huile de dissolution égal à $160 \text{ stm}^3 / \text{m}^3$.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

I.7 A- Les caractéristiques des huiles : sont les suivantes

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4)
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm² ;
- La température est de l'ordre de 118°C ;
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus (cas d'OML 63 et 633)
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10% ;
- La perméabilité est assez faible ;
- La viscosité est de 0,2 cp ;
- Le facteur de volume est de 1,7.

I.7 B- Les caractéristiques de gaz associé : est pour :

- Un point de bulle de 160 kg / cm² on a :
- Viscosité de gaz est 0.02 cp
- La compressibilité est de 0.8 (bar)⁻¹

I.8 Problèmes d'exploitation rencontrés au champ Hassi – Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing.

Un second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte.

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.9 Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien:

Réservoir	K min (md)	k moy (md)	Kmax (md)	Φ min %	Φ moy %	Φ max %	Swi %
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17
Ra	2	15	100	6	8	10	10
R2	1	2.5	7	-	10	-	17

Tableau I-1 : Caractéristiques pétrophysiques moyenne du réservoir cambrien

I.10 Epaisseur moyenne des drains :

Réservoir	Drains	Épaisseur (m)		
Ri	D5	40	45	50
Ra	D4	25	32	40
	D3	18	22	26
	D2	20	24	30
	ID	25	28	32
	D1	27	30	33
R2	R2ab	33	35	38

Tableau I-2 : Epaisseur moyenne des drains

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud

CHAMP DE HASSI MESSAOUD COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE DIFFERENTES PHASES DE FORAGE

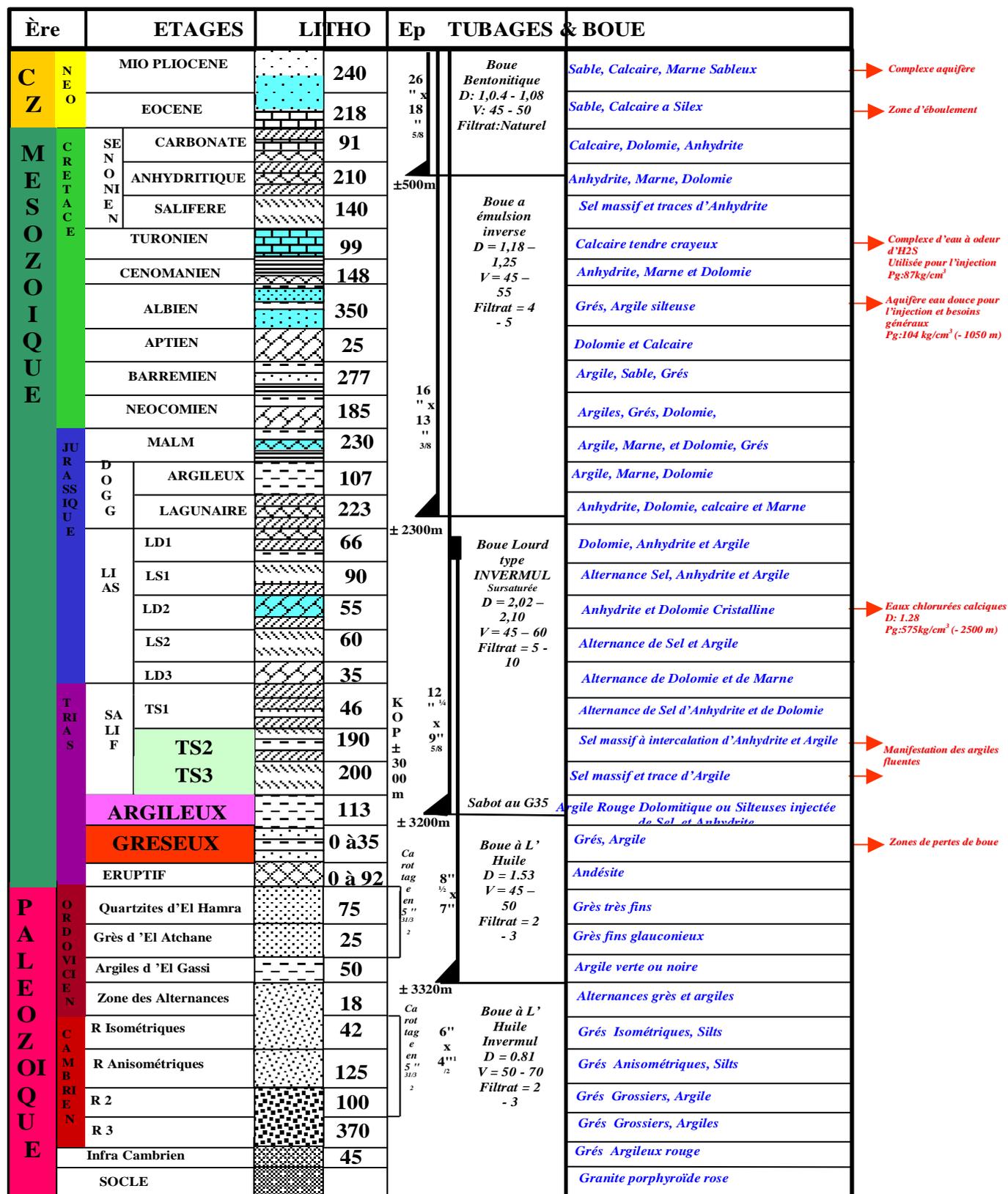


Figure I-3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
C Z	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
M E S O Z O I Q U E	SE NO NI EN	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
		SALIFERE	149	SEL MASSIF	
	TURONIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTIEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	D O G G	ARGILEUX		107	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE		211	ANHYDRITE, DOLOMIE
	L I A S	LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1		90	SEL, ANHYDRITE
LD2			55	DOLOMIE, MARNE	
LS2			58	SEL MASSIF	
LD3			31	DOLOMIE, MARNE	
T R I A S	S A L I F	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE	
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
		TS3	202	SEL MASSIF	
	ARGILEUX		113	ARGILE	
	GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE	
	ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE	
P A L E O Z O I Q U E	O R D O V I C I	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins	
		Grès d 'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux	
		Argiles d 'El-Gassi	50	Argile verte ou noire	
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles	
	C A M B R I E N	R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts	
		R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts	
		R 2	100	GRES Grossiers, Argile	
		R 3	370	GRES Grossiers, Argiles	
P R O T E R O Z O I Q U E	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge		
	SOCLE		Granite porphyroïde rose		

Figure I-4 : Coupe lithologique du champ de Hassi-Messaoud

Chapitre II

Etude de la zone 20A

II.1 Localisation:

La zone 20A est située au centre du champ de Hassi Messaoud, comme montré sur la figure suivante:

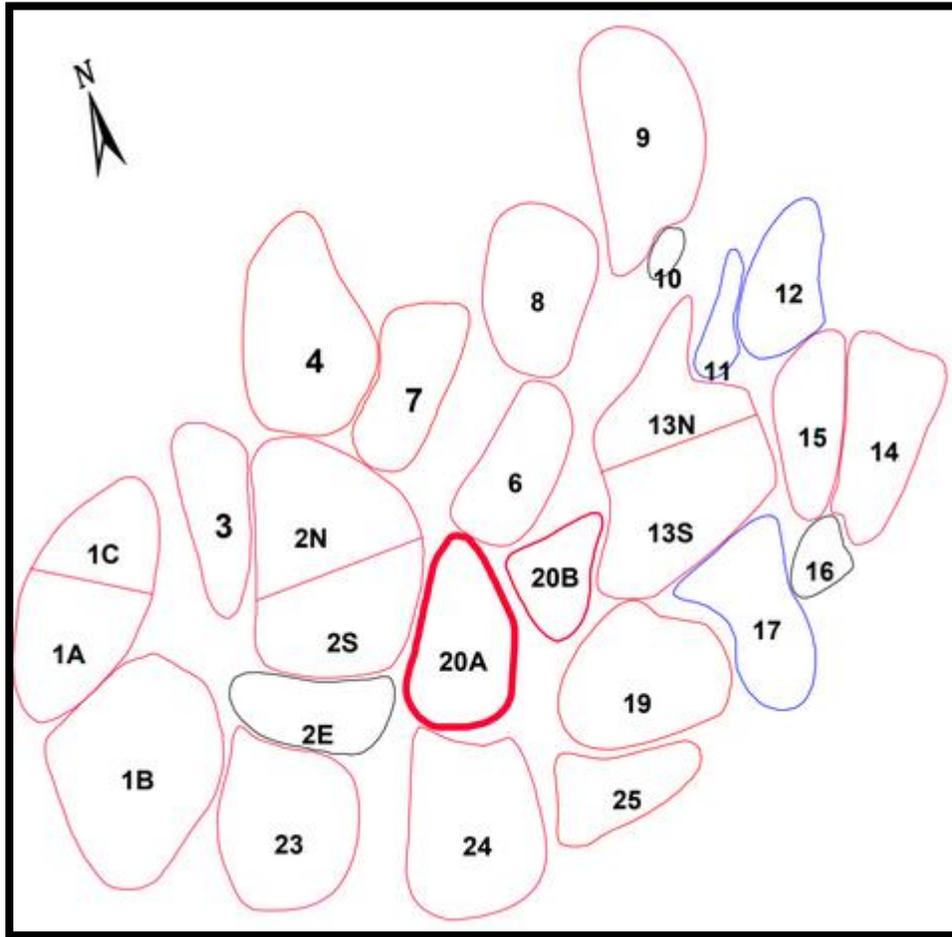


Figure II-1: Localisation de zone étudiée dans l'ensemble du champ de Hassi Messaoud

II.2 Type de production :

En terme de mécanisme de production, la zone 20A est balayée au gaz, l'injection de gaz a débuté en 1977, sur les puits MD123-IG au Nord, MD88-IG et MD160-IG au Sud-Est.

II.3 Stratigraphie–Drains en présence :

Il est à noter que l'on entend ici par drain en présence tout drain réservoir cambrien présentant un potentiel d'huile exploitable c'est-à-dire physiquement présent (déposé et non érodé) et dont la position structurale le met au-dessus de son plan SW65 théorique. Schématiquement, les drains présents vont de la totalité des réservoirs à l'extrême Sud de la zone (même si les réservoirs les plus superficiels ne sont jamais très épais sur la zone),

à des séquences allant de R3 à l'ID seulement au Nord de la zone, le reste des réservoirs ayant été érodés. On note par ailleurs que l'épaisseur totale du R2ab est au-dessus du plan SW65 sur la quasi-totalité de la zone et qu'une épaisseur de R2c/R3, pouvant aller jusqu'à plus de 70m au Nord se trouvent au-dessus du plan SW65, mais que le R2c/R3 se trouve sous son plan SW65 théorique au Sud de la zone.

Plus précisément :

- Le Ri est quasiment partout absent sauf à l'extrême sud de la zone (au niveau des puits MD455 et MD384 et MD77). On note cependant que son épaisseur ne dépasse pas 10 à 15m sur la zone
- Le D4, est un peu plus présent mais également de manière limitée au Sud de la zone et le D4 est ici relativement peu épais.
- Le D3 est plus significativement présent, sur un tiers Sud de la zone
- Le D2 est présent quasiment partout, même si le haut du D2 est encore érodé sur une bonne partie de la zone, notamment au Nord-Ouest
- Les drains sous-jacents, à partir de l'ID sont présents sur la quasi-totalité de la zone, sans présenter d'érosion.

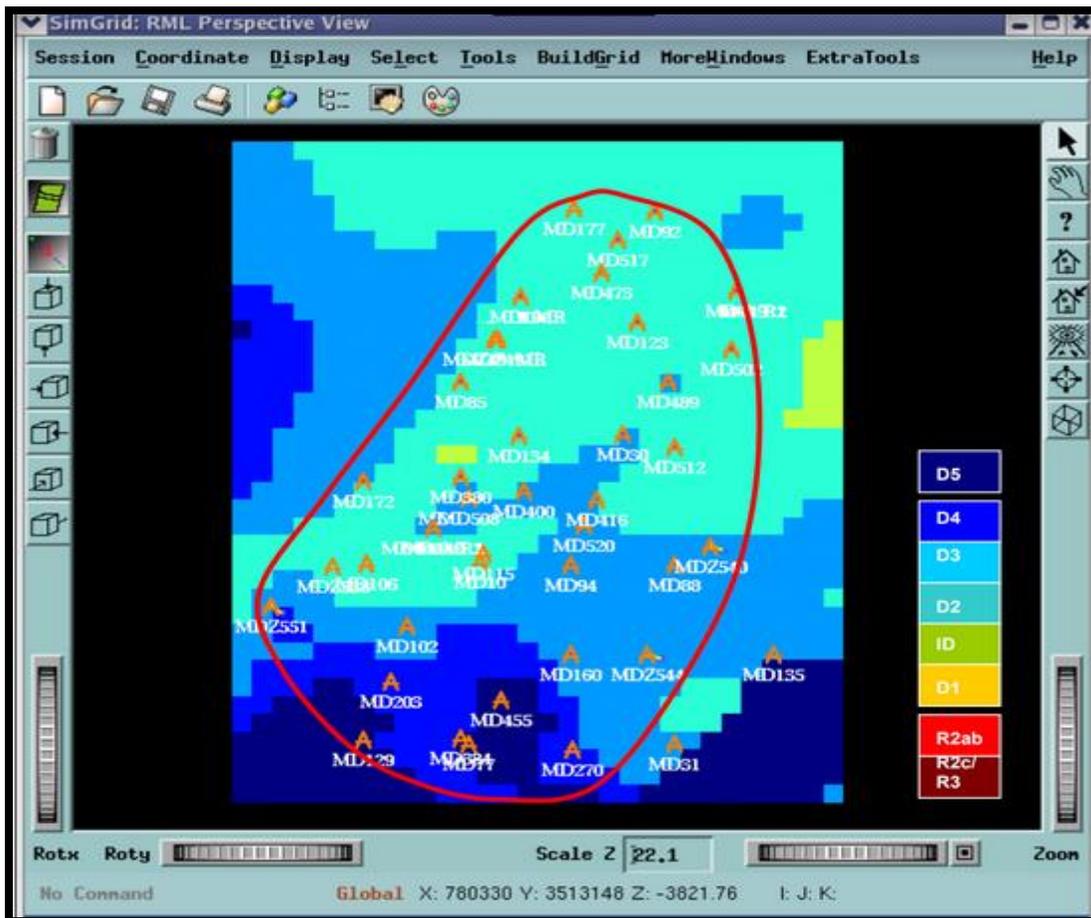


Figure II-2 : Ecorché des réservoirs cambriens sous discordance hercynienne – zone 20A

II.4 Porosité :

D'une manière générale, les porosités moyennes par drains sont médiocres à bonnes. Entre 11 et 12% pour le Rab à 8% environ pour le Ra, avec notamment les drains D2 à D4 – donc les plus érodés – présentant des porosités plutôt médiocres en dessous de 8% (voir Figure II.3).

NB : La moyenne par drain est établie comme étant la somme des produits des hauteurs utiles par les porosités divisées par la somme des hauteurs utiles.

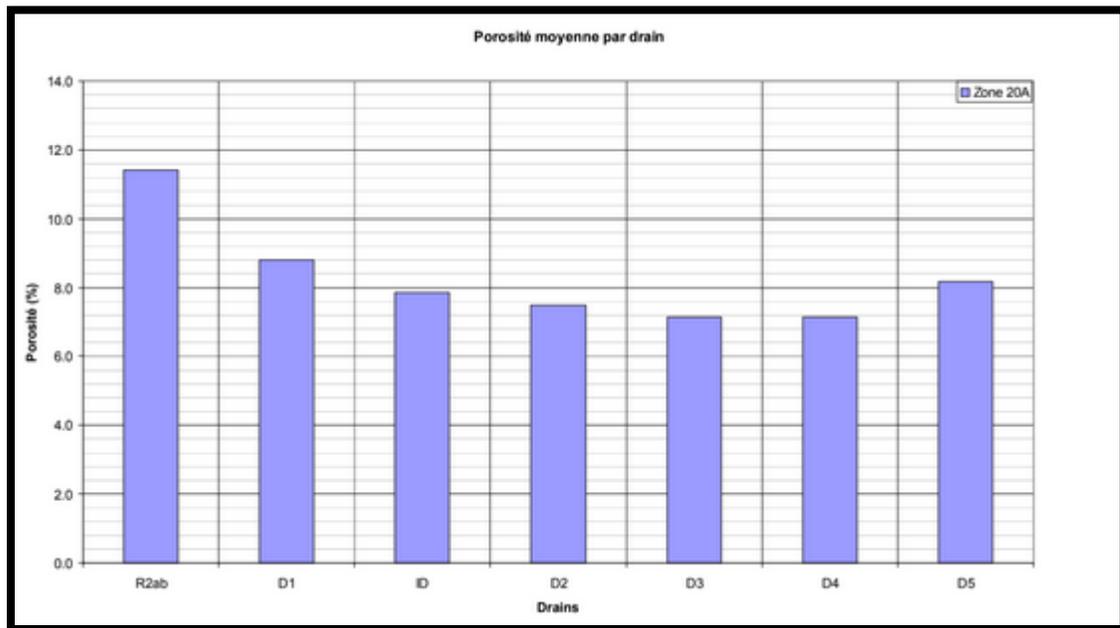


Figure II-3 : Histogramme des porosités carottes moyennes au puits par drain dans la zone 20A.

II.5 Perméabilité :

On retrouve au niveau des puits de la zone les deux principaux drains - D1 et D2 – comme les drains présentant, en moyenne, les meilleures perméabilités avec des moyennes de respectivement 6.8 et 4.2 mD, et le drain ID comme étant un drain intermédiaire avec quasiment 3 mD de moyenne de perméabilité.

Les autres drains présentent des perméabilités médiocres à mauvaises, notamment le R2ab et le Ri avec des moyennes (géométriques) de perméabilités en dessous du milli Darcy. Le Ra, dans son ensemble présente une moyenne de perméabilité plutôt médiocre avec 4 mD environ. (Voir la figure II.4)

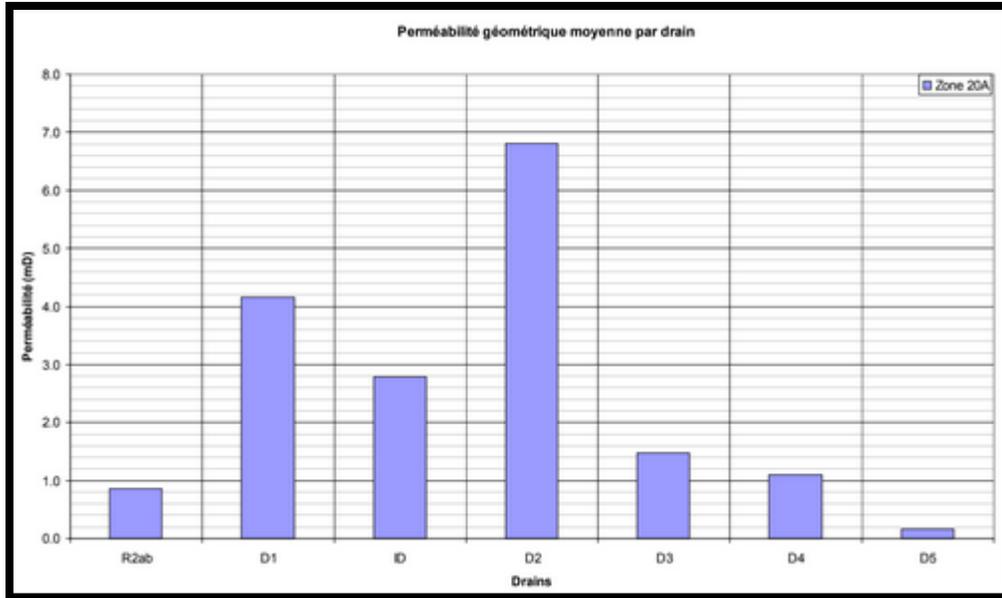


Figure II-4 : Histogramme des moyennes géométriques de perméabilité carotte au puits par drain dans la zone 20A.

II.6 PVT :

Dans le modèle de Hassi Messaoud les pressions de saturation ont été définies pour le Ra, suivant la table ci-dessous :

Zone 20A	Pb, ($kg \cdot cm^{-2}$)
Ri	195
Ra	185
R2ab	170
R2c-R3	160

Tableau II-1 : Valeur de la pression de saturation des réservoirs pour la zone 20A.

Pour les formations R2ab et R2c - R3 ces caractéristiques sont déterminées grâce aux relations suivantes :

$$Pb(R2ab) = Pb(Ra) - 15$$

$$Pb(R2c-R3) = Pb(Ra) - 25$$

II.7 Analyse de basic reservoir engineering:

Dans le but d'obtenir une connaissance détaillée des zones, en termes de comportement des puits, une analyse des courbes de pression a été réalisée, en intégrant les profils de production et d'injection des puits, l'évolution du GOR, les venues d'eau, la distribution des propriétés pétrophysiques, la localisation des puits par rapport aux failles et la fracturation des roches. Il devient alors possible d'avoir une idée de la compartimentation des zones, du comportement étanche ou non des failles et de faire une évaluation de l'efficacité du schéma d'injection adopté.

Les régimes de pression de tous les puits de la zone ont fait l'objet d'une analyse et de corrélations.

II.7.1 Analyse de la production d'huile :

La liste de tous les puits analysés pendant l'étude de compartimentation dynamique de la zone 20A est présentée dans la table suivante. Sur la Figure II-2 il est possible d'observer la distribution spatiale des puits étudiés.

Zone 20A	
Puits producteurs	MD10, MD30, MD31, MD34, MD34MR, MD77, MD85, MD88, MD92, MD92MR, MD94, MD102, MD106, MD110, MD110MR, MD115, MD123, MD129, MD134, MD135, MD137, MD160, MD172, MD177, MD190, MD203, MD240, MD265, MD265B, MD270, MD270MR1, MD270MR2, MD380, MD384, MD400, MD416, MD443, MD443MR1, MD449, MD449MR1, MD449MR2, MD455, MD473, MD489, MD502, MD508, MD508MR1, MD508MR2, MD512, MD517, MD520, MDZ491, MDZ509, MDZ538, MDZ540, MDZ544, MDZ551.
Puits injecteurs	MD88-IG, MD123-IG, MD160-IG, MD384-IG, MD172-IG.

Tableau II-2: Liste des Puits producteurs et injecteurs dans la Zone 20A.

La figure suivante représente la période d'ouverture des puits producteurs de la zone 20A

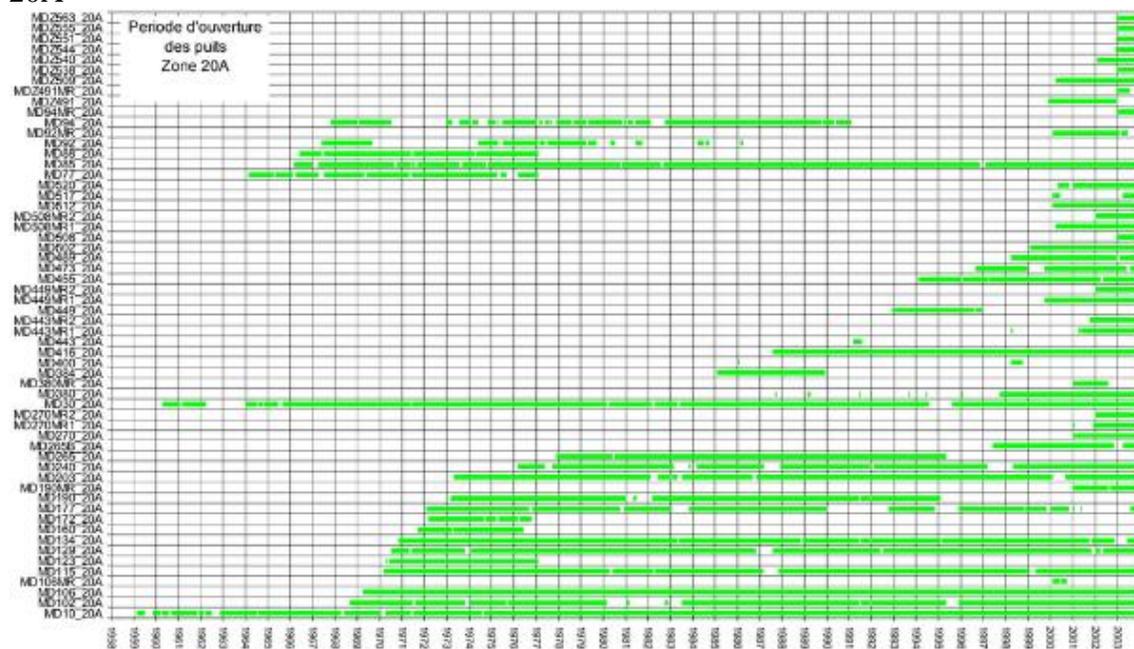


Figure II-5 : Périodes d'ouverture des puits producteurs de la zone 20A

Puits	Début de la production
MD473	30/06/1996
MD265B	01/04/1997
MD489	02/03/1998
MD443MR1	30/03/1998
MD502	30/12/1998
MDZ491	11/07/1999
MD449MR2	14/07/1999
MD449MR1	11/09/1999
MD512	16/11/1999
MDZ491MR	01/12/1999
MD106MR	10/12/1999
MD92MR	17/12/1999
MD508	01/01/2000
MD517	11/01/2000
MD508MR2	28/01/2000
MD508MR1	29/02/2000
MD520	17/03/2000
MDZ509	24/03/2000
MD270MR2	04/11/2000
MD190MR	29/11/2000
MD270MR1	27/12/2000
MD443MR2	21/09/2001
MDZ538	20/12/2001
MDZ540	31/12/2001
MD380MR	01/08/2002
MDZ544	22/10/2002
MDZ551	13/10/2003

Puits	Début de la production
MD10	06/08/1958
MD30	24/11/1959
MD77	10/09/1963
MD85	30/11/1965
MD88	05/02/1966
MD92	24/02/1967
MD94	01/04/1967
MD102	11/08/1968
MD106	28/01/1969
MD115	05/02/1970
MD123	23/02/1970
MD129	31/05/1970
MD134	28/08/1970
MD177	29/01/1971
MD160	24/05/1971
MD172	12/11/1971
MD190	17/02/1973
MD203	21/04/1973
MD240	26/02/1976
MD265	02/06/1977
MD270	28/10/1977
MD380	10/11/1984
MD384	14/01/1985
MD400	21/12/1985
MD416	05/05/1987
MD443	13/01/1991
MD449	08/10/1992
MD455	03/11/1993

Tableau II-3 : Tableau des puits producteurs et la date du début de production

55 drains ont été forés sur la zone au 1/1/2004 dont 3 puits secs (MD270 et MD508 et MDZ538 pour le moment). Une reprise (MD94MR) a été forée dans la zone depuis le 1/1/2004.

II.7.2 Analyse de l'injection:

Il y a six puits qui ont été convertis en injecteur dans la zone de la 20A, mais seuls 4 d'entre eux injectent de manière réellement significative.

L'injection a commencé en 1977, année au cours de laquelle les trois injecteurs principaux ont été convertis, ce qui permet très vite d'injecter un grand débit atteignant un million de standard mètre cube. Elle est augmentée à la fin des années 80 après la mise

en injection d'un autre puits en 1991, ce qu'a permis au débit journalier d'injection de franchir la barre d'un million de standard mètre cube dans les années 2000.

- Le tableau suivant résume la liste des puits injecteurs et leur date de mise en service :

Puits	Mise en service
MD123-IG	Mars 1977
MD160-IG	Mai 1977
MD172-IG	Mars 1978
MD384-IG	Mars 1981
MD77-IG	Avril 1978
MD88-IG	Février 1977

Tableau II-4 : Liste des puits injecteurs et leur date de mise en service

- La figure II.7 montre des bulles de cumulé d'injection de gaz dans les puits de la zone 20A.

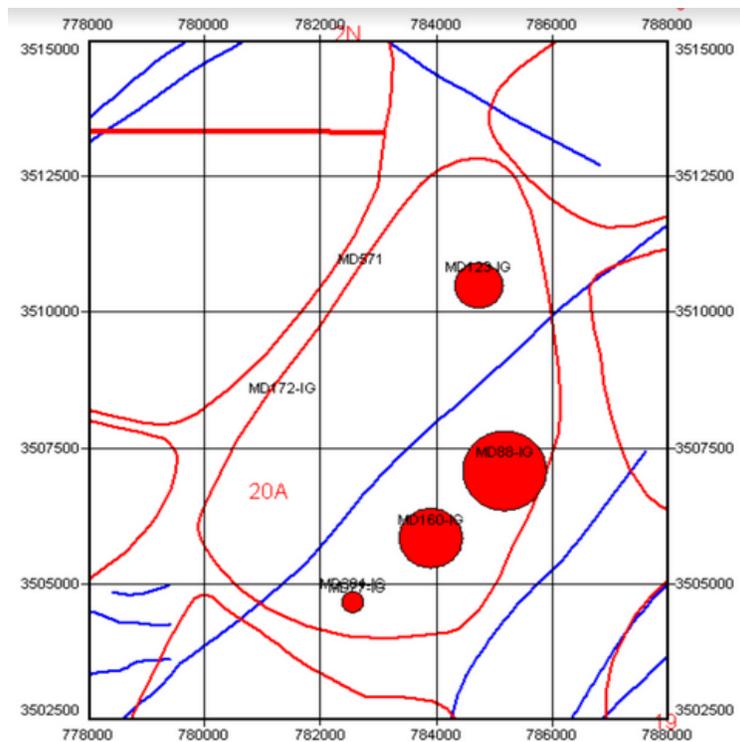


Figure II-7 : Carte à bulles de cumulé d'injection de gaz dans les puits de la zone 20A.

II.8 Analyse des percées de gaz :

La zone 20A présente actuellement de nombreux puits produisant avec un GOR supérieur à 1500 m³/m³ pour lesquels la percée est intervenue à partir des injecteurs mis en activité en 1977 dans les parties Ouest et Sud-Est. Aucun puits ne dépasse 400 m³/m³ de GOR dans le compartiment Nord-Ouest qui est très bien isolé de l'injecteur MD123-IG. Le compartiment NE est situé en position basse par rapport à l'injecteur MD123-IG. Il est isolé des injecteurs MD14-IG, MD160-IG et MD88-IG par une barrière de perméabilité très efficace. Aucun puits ne présente de percée dans cette zone.

La percée du gaz injecté au puits MD123-IG est observée aux puits MD30, MD489, MD502, MD134 et très légèrement en MD449.

Il est difficile de savoir si la percée de certains puits résulte plus de MD160-IG ou de MD88-IG. La proximité géographique a été retenue pour désigner le puits responsable de la percée. Une contribution des deux injecteurs peut être envisagée pour MD94, MD10 et MD115. La percée du gaz à partir de MD88-IG est arrivée au puits MD416, MD520, MD94.

La percée de gaz à partir de MD160-IG est arrivée au puits MD102 et MD203. Il est possible que MD160-IG contribue à la percée du gaz au puits MD455. Il est également possible que le gaz arrive depuis MD384-IG ou que les deux injecteurs contribuent à la percée pour ce puits. L'origine du gaz produit par MD270MR est également difficile à établir.

Le gaz perce au puits MD129 à partir de MD384-IG et ou MD168-IG. Il est probable que le gaz mesuré en MD240 provienne de MD168-IG.

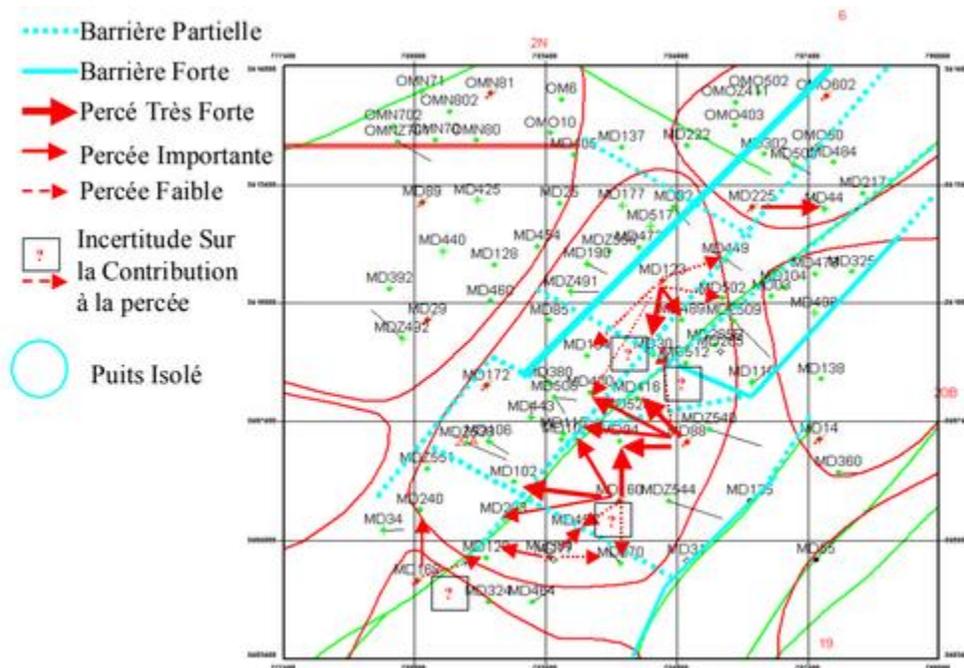


Figure II.8 : Analyse des percées de gaz pour la zone 20A

Il est à noter qu'un certain nombre de puits sont actuellement en gaz lift sur la zone. Les Tableaux suivants donnent la liste connue des puits concernés et la période de mise en gaz lift.

- Liste de puits soumis ou ayant été soumis au gaz lift :

Puits en Gas Lift	MD190MR, MD265B, MD517, MD177, MD473, MD92MR
-------------------	---

Tableau II-5 : Liste de puits soumis ou ayant été soumis au gaz lift.

- Dates de début et de fermeture du gaz lift dans les puits soumis à ce mécanisme de production.

Puits	Mise en service	Statut
MD190MR	17/05/2003	Gas Lift Activé
MD265B	01/01/2002	Gas Lift Activé
MD517	01/01/2003	Gas Lift Activé
MD177	11/08/2003	Gas Lift Activé
MD473	01/08/2003	Gas Lift Activé
MD92MR	28/04/2003	Gas Lift Activé

Tableau II-6 : Dates de début et de fermeture du gaz lift dans les puits soumis à ce mécanisme de production.

Chapitre III

Les modes de récupération

III.1 Introduction :

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.

La récupération par drainage naturel dépasse assez rarement 30%, et elle est souvent inférieure à cette valeur en ce qui concerne les gisements d'huile. C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération.

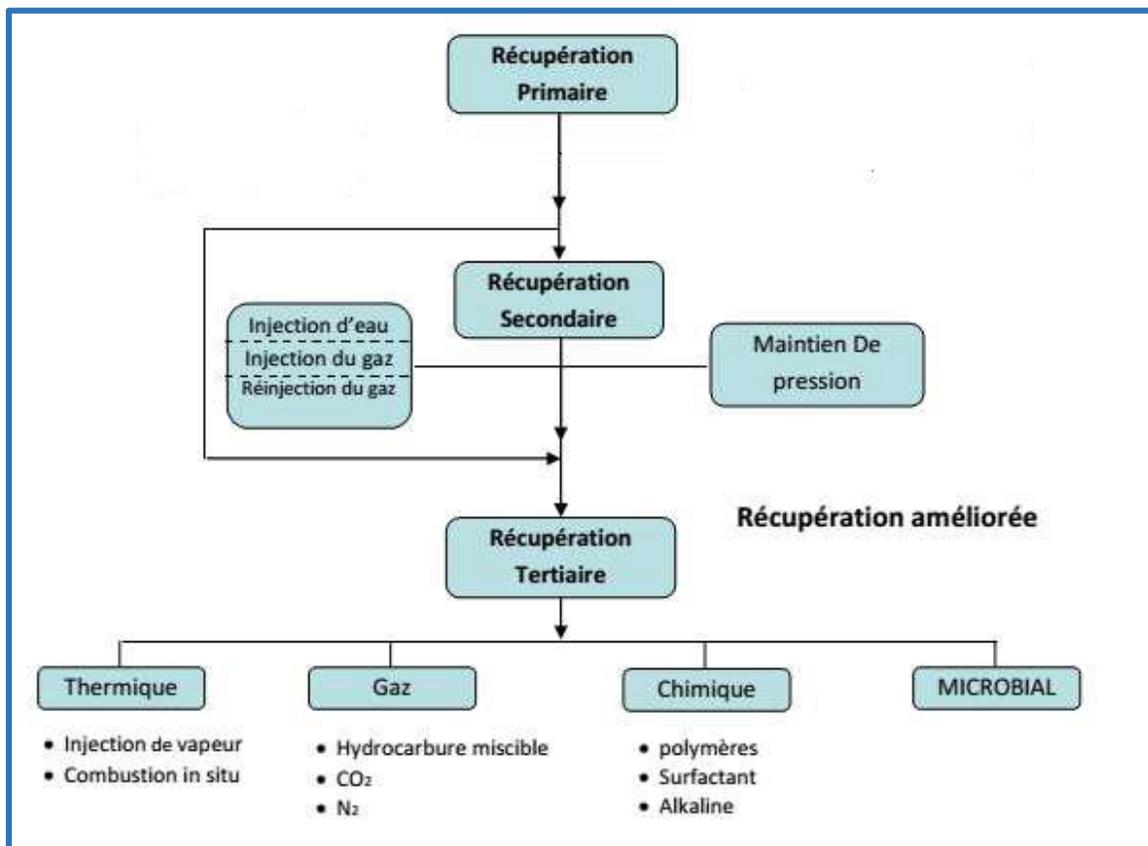


Figure III -1 : Stages de développement d'un champ pétrolier

III.2 Mécanisme de drainage:

III.2.1 Expansion de la roche et de l'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 (gas oil ratio) constant et possède le plus faible taux de récupération (5% -10%).

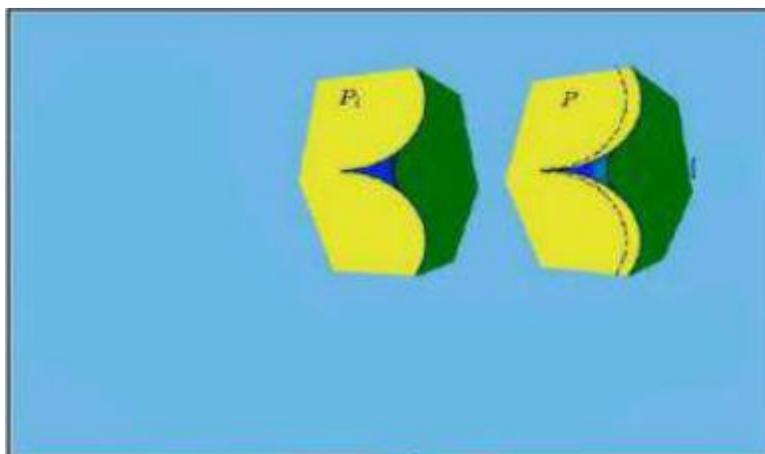


Figure III -2 : Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.

III.2.2 Expansion monphasique d'huile et du gaz dissout (solution gas drive) :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle ou initialement est égale à la pression de bulle, par effet de soutirage. Ce qui fait que le gaz dissout dans l'huile est dégagé, 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.

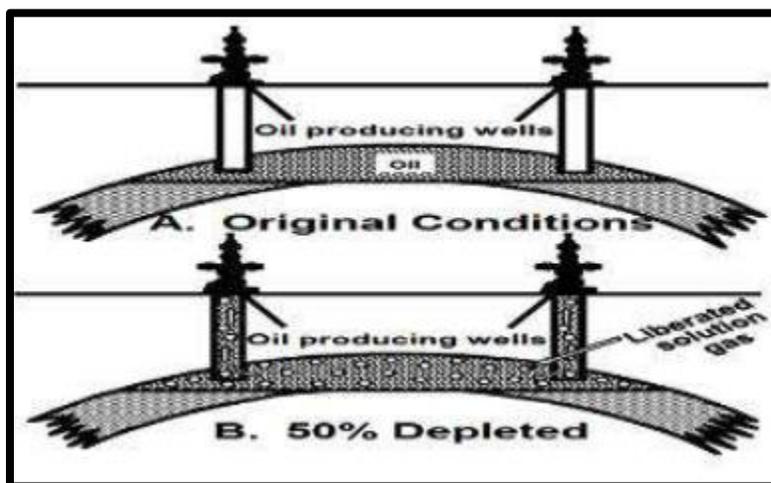


Figure III -3 : Expansion d'huile et du gaz dissout.

III.2.3 Expansion du gaz libre (Gas cap drive) :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gas cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle, généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50 mD, avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gas cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gas cap drive.

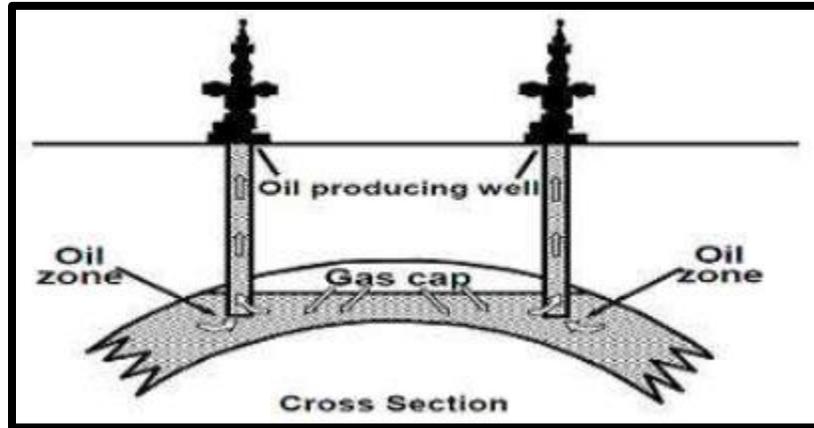


Figure III -4 : Expansion du gaz libre.

III.2.4 Expansion d'eau de l'aquifère (Water drive) :

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 (water oil contact) 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.

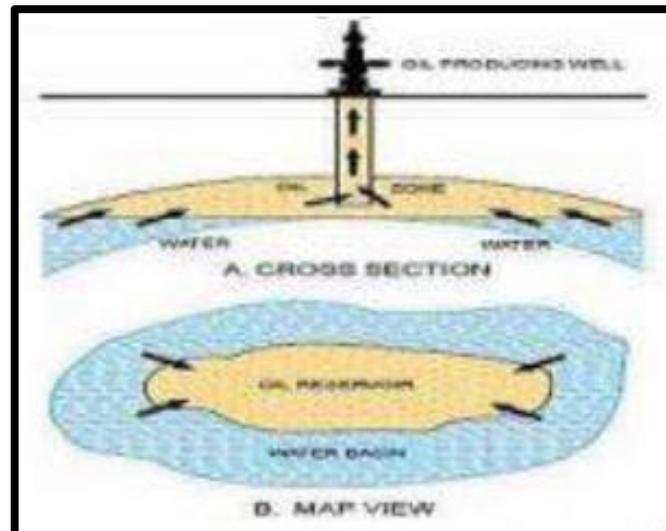


Figure III -5 : Expansion d'eau de l'aquifère.

III.2.5 Drainage par gravité :

Il est dû à la différence des densités des fluides coexistants 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 (gas oil contact).

La ségrégation gravitationnelle des fluides en place contribue considérablement à la récupération de l'huile du réservoir.

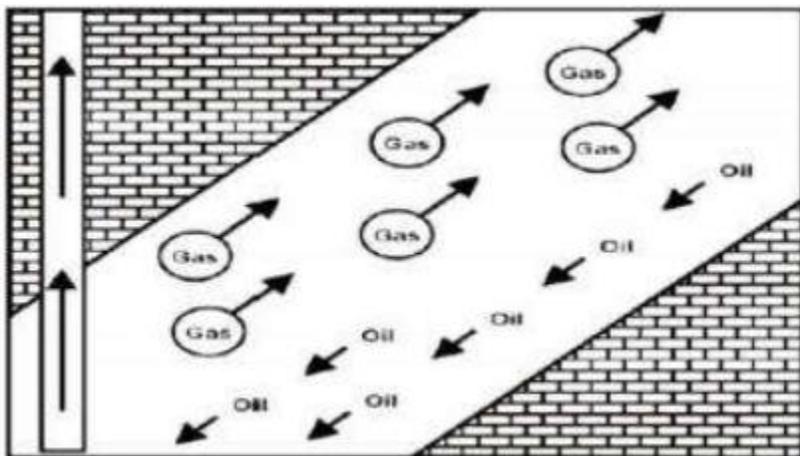


Figure III -6 : Drainage par gravité.

III.2.6 Drainage combiné :

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

III.3 Méthodes de récupération assistée :

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération (balayage d'huile) et au même temps pour pallier la chute de pression du gisement. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau et injection du gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire (Secondary recovery).

III.3.1 Récupération assistée (classique) :

III.3.1 a- Injection d'eau (water flooding):

L'injection d'eau est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, il reste le plus employé, il permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.

- Maintenir la pression de gisement, si l'expansion de l'aquifère (ou du gaz cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée pendant la production.

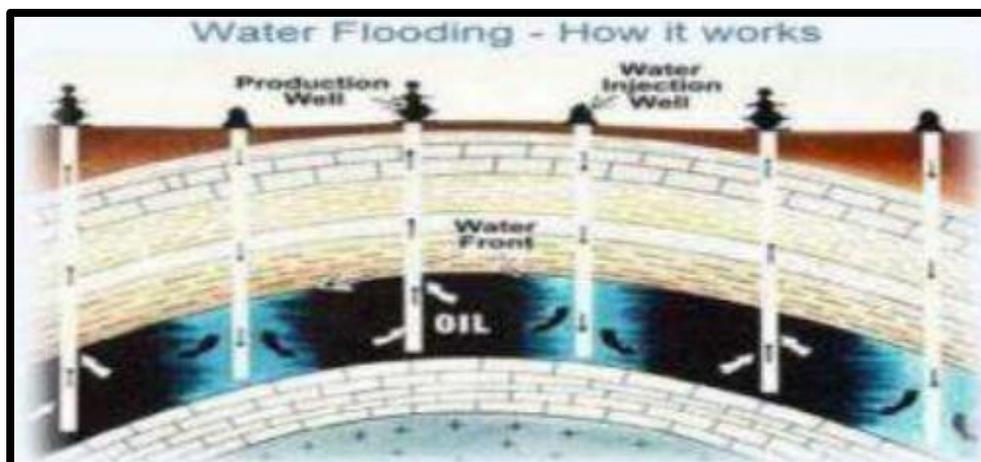


Figure III -7: Injection d'eau.

III.3.1b- Injection du gaz :

Cette méthode peut parfois être envisagée concurremment à l'injection d'eau quand il y a, à proximité du gisement, une source du gaz. Le drainage par le gaz est moins efficace que celui par l'eau ; en effet, le gaz ne mouille pas la roche et se déplace simultanément à l'huile dès que sa saturation devient de l'ordre de 5 à 10 %. Cependant, les investissements sont moins importants que dans le cas d'une injection d'eau.

En effet, le nombre de puits nécessaires est moindre par suite de la grande facilité de circulation du gaz. Il y a deux types de drainage possibles :

- Injection du gaz dans un gas-cap existant.
- Injection du gaz directement dans l'huile. Le gaz injecté a alors un mouvement radial.

En général, le gaz injecté n'est pas miscible avec l'huile. Il y a parfois miscibilité lorsque l'huile est légère et à haute pression. Dans ce dernier cas l'injection est plus efficace, car l'efficacité au niveau microscopique est nettement améliorée.

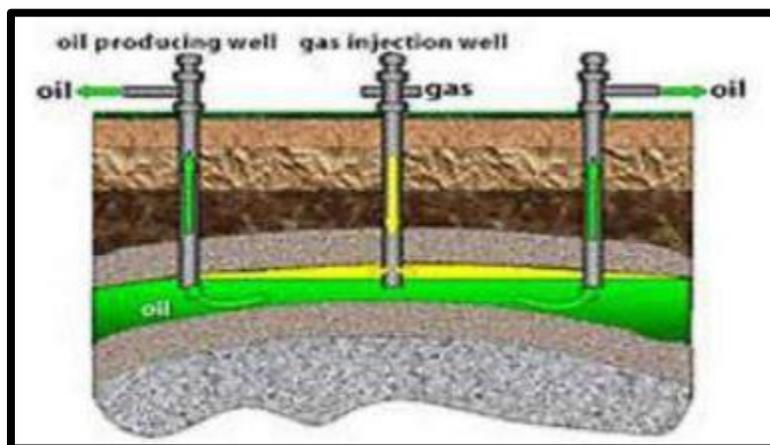


Figure III -8 : Injection du gaz.

III.3.2 Récupération tertiaire :

III.3.2 a- Méthodes chimiques :

➤ Utilisation de solutions de polymères dans l'eau :

Le but est d'améliorer l'efficacité de balayage en augmentant la viscosité de l'eau, ce qui a pour effet de donner un meilleur rapport de mobilité. La viscosité de l'eau peut ainsi être augmentée jusqu'à 50 fois.

➤ Utilisation de tensio-actifs et de micro-émulsion :

Le but est d'améliorer l'efficacité de déplacement (microscopique) par réduction ou annulation de la tension interfaciale eau-hydrocarbures. On peut injecter un bouchon de tensio-actifs à forte concentration dans l'eau ou une micro-émulsion. La propriété essentielle d'une micro-émulsion est d'être miscible à la fois avec l'huile et avec l'eau (miscibilité totale). La récupération est ainsi nettement améliorée. Mais les coûts techniques sont très élevés.

III.3.2 b- Méthodes miscibles :

➤ Utilisation du gaz carbonique :

Son action va diminuer les forces capillaires (il est plus ou moins miscible avec l'eau, le gaz ou l'huile en place). Elle va également diminuer la viscosité de l'huile et augmenter son volume de 10 à 20 %. On utilise le gaz carbonique soit en injection gazeuse, soit dissous dans l'eau injectée. Là encore les coûts sont très élevés.

III.3.2 c- Méthodes thermiques : huiles lourdes

➤ Injection de vapeur :

Cette méthode agit sur la viscosité de l'huile. L'injection de vapeur peut avoir lieu en continu ou cycliquement. Dans ce dernier cas, qui est plutôt une méthode de stimulation, on commence par injecter de la vapeur, on laisse alors le puits fermé quelque temps et on le met en production et ainsi de suite plusieurs fois. Cette technique est assez développée à l'heure actuelle.

➤ Combustion in situ :

Cette méthode est surtout applicable aux gisements d'huile très visqueuse. Elle consiste à brûler une partie des hydrocarbures en place en injectant de l'air dans le gisement, de manière à diminuer la viscosité de l'huile résiduelle. Elle est peu utilisée actuellement.

III.4 Les configurations d'injection (patterns) :

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son contenu fluide, et de l'importance du volume de roche imprégné qu'il faut balayer.

On distingue deux schémas d'injection qui peuvent éventuellement être utilisés conjointement sur certains réservoirs :

- L'injection groupée ou les puits d'injection sont groupés localement.
- L'injection dispersée ou les puits d'injection et de production sont intercalés.

a) Injection groupée :

Elle est utilisée dans le cas d'un réservoir à fort pendage (effet gravitaire) ou très perméable (associé à un gradient de pression bas), les puits d'injection sont disposés afin d'obtenir un déplacement régulier, de type « piston » ; ceci permet de balayer des surfaces considérables et retarder le noyage des puits producteurs. On distingue deux types :

- **Injection centrale** : si on injecte du gaz.

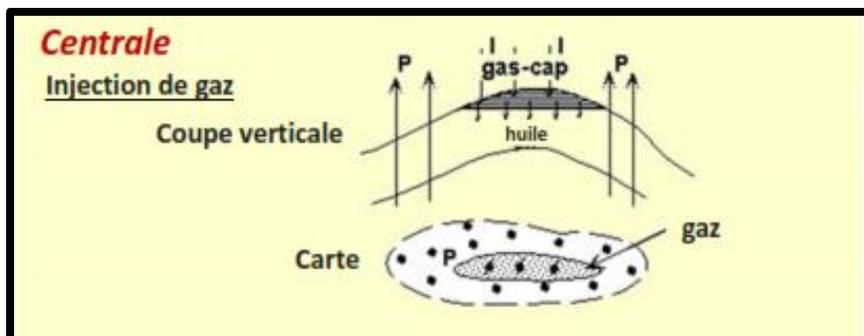


Figure III -9 : Injection centrale

- **Injection périphérique** : si on injecte de l'eau.

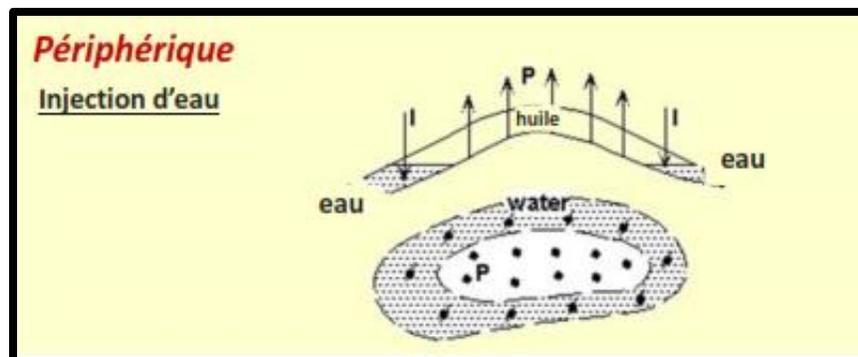


Figure III -10 : Injection périphérique

b) Injection dispersée :

Elle est utilisée dans le cas d'un réservoir qui n'est pas soumis aux effets gravitaires (horizontal) ou à la présence d'une faible perméabilité, seule une zone très limitée est effectivement balayée.

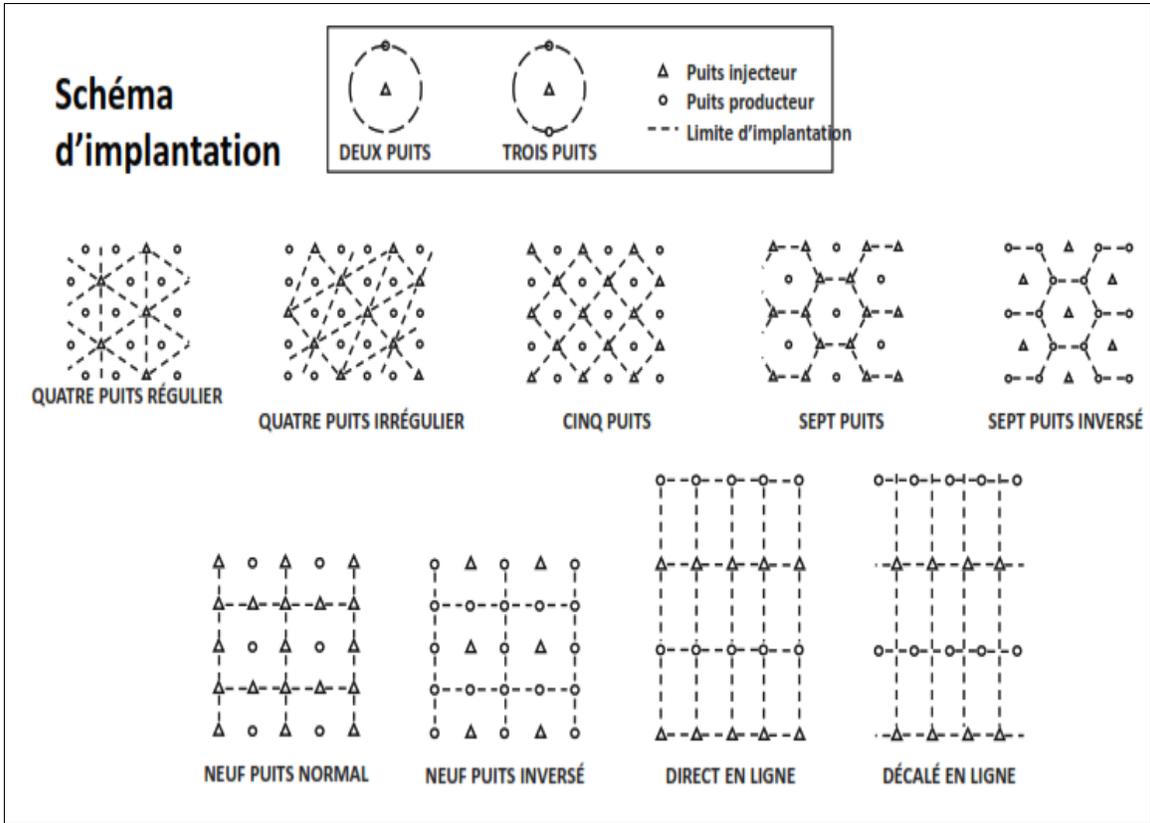


Figure III -11 : Schéma d'implantation des puits injecteurs

Chapitre IV

Equation du bilan matière

IV.1 Théorie :

Pour calculer le volume des hydrocarbures initial en place (OOIP) dans n'importe quelle partie du réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminés avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est la meilleure alternative pour l'estimation des réserves en place.

L'équation du bilan matières (MBE) est reconnue depuis longtemps comme l'un des outils de base des ingénieurs réservoir pour interpréter et prédire les performances du réservoir.

L'équation du bilan matières, lorsqu'elle est correctement appliquée, peut être utilisée pour:

- Estimer les volumes d'hydrocarbures initiaux en place;
- Prédire la pression du réservoir.
- Calculer l'apport d'eau.
- Prédire les performances futures du réservoir.
- Prédire la récupération ultime des hydrocarbures sous divers types de mécanismes d'entraînement primaire.

L'équation du bilan matières est conçu pour traiter le réservoir comme une seule région caractérisée par des propriétés de roche homogènes et décrit par une pression moyenne, c'est-à-dire aucune variation de pression à travers le réservoir à tout moment particulier ou stade de production. Par conséquent, le MBE est généralement appelé modèle du réservoir.

Ces suppositions sont bien sûr irréalistes car les réservoirs sont généralement considérés comme hétérogènes avec des variations des pressions dans tout le réservoir. Cependant, il est montré que le modèle du réservoir prédit avec précision le comportement du réservoir dans la plupart des cas si les moyennes des pressions et les données de production sont disponibles.

IV.2 Hypothèses de base dans l'équation du bilan matières

Le MBE tient un inventaire de tout le matériel entrant, sortant, ou s'accumulant dans une région sur des périodes discrètes de temps au cours de l'histoire de la production. Le calcul est le plus fiable à un bon nombre d'hypothèses sous-jacentes au début de séquence d'épuisement lorsque les mouvements des fluides sont limités et les changements de pression sont faibles. La fatigue asymétrique et partielle du développement du réservoir aggrave le problème de précision. Les hypothèses de base du MBE sont les suivantes:

➤ *Température constante*

On suppose que les variations pression-volume dans le réservoir se produisent sans aucun changement de température (constante).

➤ *Caractéristiques du réservoir*

Chapitre IV : L'équation du bilan matière

Le réservoir a une porosité, une perméabilité et une épaisseur. En outre, le changement du contact gaz-huile ou le contact huile-eau est uniforme le réservoir.

➤ *Récupération des fluides*

La récupération des fluides est considérée comme indépendante du débit, nombre de puits ou emplacement des puits. L'élément du temps est non explicitement exprimé dans le bilan matières lorsqu'elle est appliquée pour prédire les performances futures du réservoir.

➤ *Équilibre de pression*

Toutes les parties du réservoir ont la même pression et les propriétés des fluides sont donc constantes partout. De moindres variations au voisinage des puits de forage peuvent généralement être ignorées. Variation de pression importante à travers le réservoir peut provoquer une erreur de calcul excessive.

➤ *Volume de réservoir constant*

Le volume du réservoir est supposé constant, sauf pour les conditions d'expansion de la roche et de l'eau et l'afflux d'eau qui sont spécifiquement pris en compte dans l'équation. La formation est considérée comme étant rigide pour qu'aucun changement de volume se produise par le mouvement ou la reprise de la formation. L'hypothèse à volume constant rapporte également à un domaine d'intérêt auquel l'équation est appliquée.

➤ *Données de production fiables*

Toutes les données de production doivent être enregistrées par même période. Si possible, gaz cap et gaz de solution les registres de production doivent être conservés séparément.

Les mesures de gravité du gaz et du pétrole doivent être enregistrées en conjonction avec les données de volume de fluide. Quelques réservoirs nécessitent une analyse plus détaillée et le bilan matières pour être résolu pour les segments volumétriques.

Cette technique est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération.

IV.3 Equation de bilan de matière généralisée:

✚ L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :



IV.4 Développement du MBE :

Avant de dériver le bilan matières, il est impératif de désigner certains termes essentiels par des symboles qui seront utilisés suivant la nomenclature standard adoptée par la Society of Petroleum Engineers.

Nomenclature :

P_i : Pression initiale du réservoir, (psi)

P : Pression moyenne volumétrique du réservoir, (psi)

Δp : Variation de la pression du réservoir $= P_i - P$, (psi)

P_b : Pression du point de bulle, (psi)

N : Quantité d'huile initiale sur place, (STB)

N_p : Quantité d'huile cumulée produite, (STB)

G_p : Quantité de gaz cumulée produite, (scf)

W_p : Quantité d'eau cumulée produite, (STB)

R_p : GOR de production, (scf. STB⁻¹)

GOR : Rapport gaz / huile instantané, (scf. STB⁻¹)

R_{si} : Solubilité initiale du gaz, (scf. STB⁻¹)

R_s : Solubilité du gaz, (scf. STB⁻¹)

B_{oi} : Facteur de volume initial de formation d'huile, (bbl. STB⁻¹)

B_o : Facteur de volume de formation d'huile, (bbl. STB⁻¹)

B_{gi} : Facteur de volume initial de formation de gaz, (bbl.scf⁻¹)

B_g : Facteur de volume de formation de gaz, (bbl.scf⁻¹)

W_{inj} : Eau cumulée injectée, (STB)

G_{inj} : Gaz cumulé injecté, (scf)

W_e : Entrée d'eau cumulée, (bbl)

m : Rapport entre le volume initial de gaz et de d'huile du réservoir, (bbl.bbl⁻¹)

G : Volume de gaz libre initial, (scf)

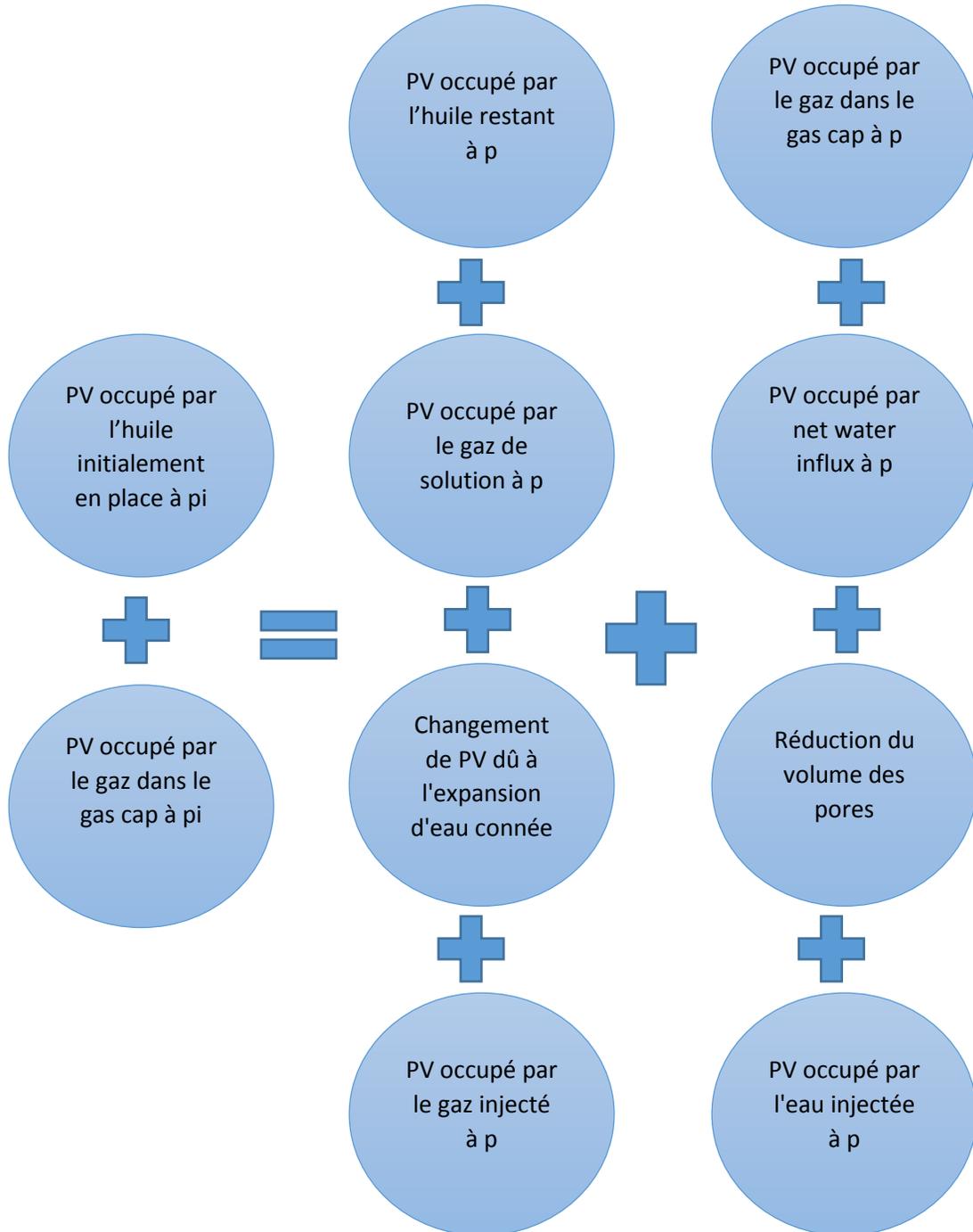
PV : Volume des pores, (bbl)

C_w : Compressibilité à l'eau, (psi⁻¹)

C_f : Compressibilité de la formation (roche), (psi⁻¹)

Chapitre IV : L'équation du bilan matière

Le traitement du volume des pores du réservoir comme un conteneur idéalisé des expressions d'équilibre volumétrique peut être dérivé pour tenir compte de tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive naturelle du réservoir. MBE peut être écrite sous une forme généralisée comme suit:



Chapitre IV : L'équation du bilan matière

Les neuf termes ci-dessus composant l'équation du bilan matière peuvent être déterminés séparément du PVT et de la roche hydrocarbonés propriétés, comme suit :

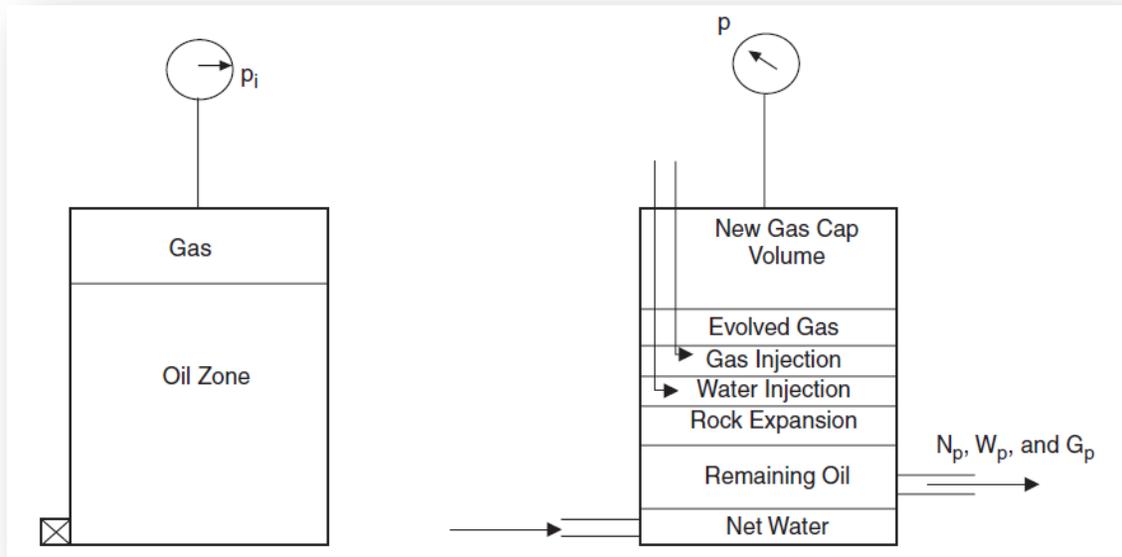


Figure IV-1 : Les neuf termes composant le MBE

Le changement de volume d'huile :

- Volume occupé par l'huile initial en place = $N \times B_{oi}$ (bbl)
- Volume de l'huile restante = $(N - N_p) \times B_o$ (bbl)

D'où

$$\text{le volume d'huile restante avec gaz dissous} = NB_{oi} - (N - N_p)B_o$$

Le changement de volume de gaz :

$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$	Le rapport de volume du gaz libre initial sur le volume initial d'huile.
$m \times N \times B_{oi}$	Volume du gas cap
$\frac{mNB_{oi} - RpNp}{B_{gi}}$	C'est le volume de gaz libre initiale –le volume de gaz produit à l'instant t =le volume de gaz libre à l'instant t.
$NR_{si} - (N - N_p)R_s$	C'est le volume de gaz dissout qui a été produit jusqu'à l'instant t

Chapitre IV : L'équation du bilan matière

Donc le volume de gaz à un temps t devient :

$$\text{Volume de gaz} = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} + (NR_{si}) - (R_p N_p) - (N - N_p)R_s \right] B_g$$

Diminution du volume de gaz :

$$\text{Diminution du volume de gaz} = mNB_{oi} - \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} + (NR_{si}) - (R_p N_p) - (N - N_p)R_s \right] B_g$$

Le changement du volume d'eau :

Le volume d'eau produit : $W_p B_w$ et le volume des entrées d'eau : W_e

D'où $\text{le changement de volume d'eau} = W_e - W_p \times B_w$

Le Changement du volume de la roche :

La composante décrivant la réduction du PV d'hydrocarbure en raison de l'expansion de l'eau initiale (connée) et de la roche réservoir ne peut être négligée pour un réservoir d'huile sous-saturé. La compressibilité de l'eau C_w et la compressibilité de la roche C_f sont généralement du même ordre de grandeur que la compressibilité de l'huile. Cependant, l'effet de ces deux les composants peuvent généralement être négligés pour l'entraînement du réservoir gas cap ou lorsque la pression du réservoir tombe au-dessous de la pression du point de bulle.

Le coefficient de compressibilité qui décrit les changements dans le volume (expansion) du fluide ou du matériau avec changement de pression est donnée par:

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

- Changement de volume de pore = $C_f \cdot V_p \cdot \Delta P$
- Changement de volume de l'eau = $C_w \cdot V_w \cdot \Delta P = C_w \cdot V_p \cdot S_{wi} \cdot \Delta P$ car : $S_{wi} = \frac{V_w}{V_p}$

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

$$\implies \boxed{\Delta V_R = V_p \times (C_f + C_w \times S_{wi}) \Delta P} \dots\dots (A)$$

On a aussi $V_p = V_w + V_o + V_g$ d'où :

$$\implies \boxed{V_p(1 - S_{wi}) = V_o + V_g = m \times N \times B_{oi} + NB_o} \dots\dots (B)$$

Chapitre IV : L'équation du bilan matière

Tel que :

- C_f : Compressibilité de la formation
- V_p : volume poreux
- ΔP : Chute de la pression

De (A) et (B) on tire l'expression suivante :

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

PV occupé par le gaz d'injection et l'eau

En supposant que les volumes de gaz G_{inj} et les volumes d'eau W_{inj} ont été injectés pour le maintien de la pression, la PV totale occupée par les deux fluides injectés est donnée par:

$$\text{Total volume} = G_{inj} \times B_g + W_{inj} \times B_w$$

Et par égalisation des équations précédentes on obtient l'équation finale qui est l'équation générale du bilan matière (MBE).

MATERIAL BALANCE EQUATION

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

Chapitre V

*Optimisation de l'injection du
gaz immiscible par la
méthode du VRR*

Chapitre V : Optimisation de l'injection du gaz immiscible par la méthode du VRR

V.1 Notions théoriques sur la méthode du VRR :

V.1.1 Présentation du logiciel OFM :

OFM est une puissante suite de programmes, conçus pour aider à la surveillance et à la gestion continue des champs de pétrole et de gaz. OFM nous permet de visualiser, d'améliorer et d'analyser des données de production et de réservoir, il nous permet d'effectuer des analyses de base ou complexe pour des opérations simples ou multiples, sur des groupes de puits, un champ entier, ou de plusieurs champs.

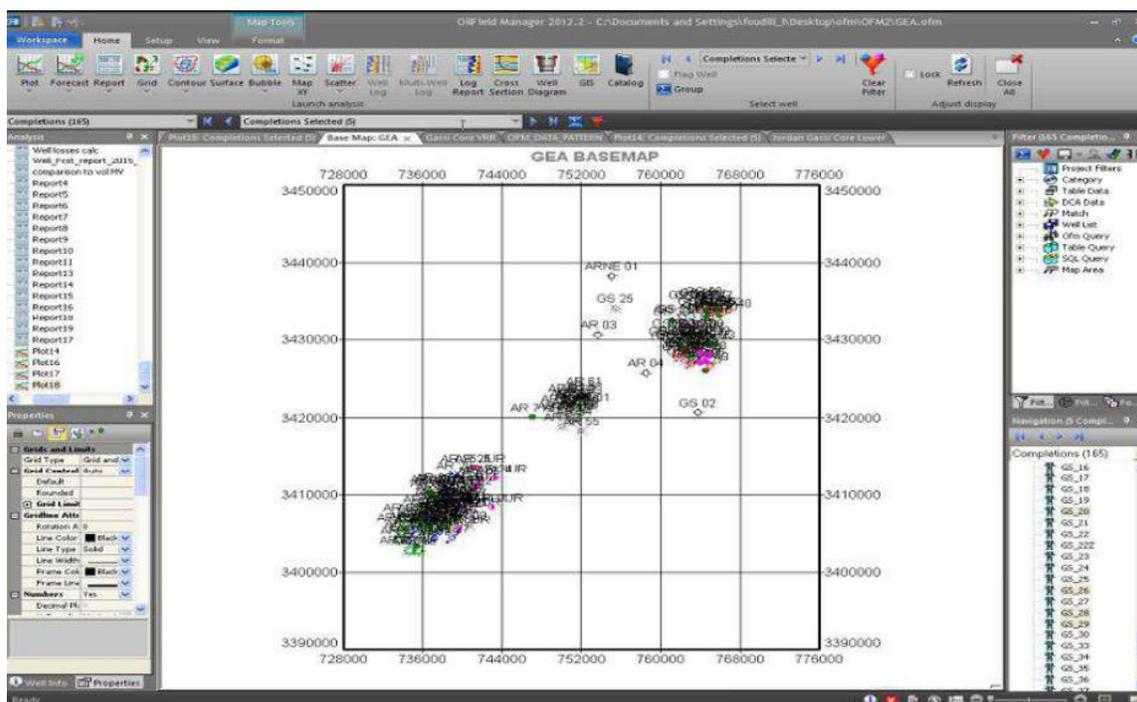


Figure V-1 : Fenêtre principale de l'OFM 2014.

V.1.2 Définition du Voidage Replacement Ratio (VRR):

Voidage Replacement Ratio (VRR) est défini comme étant le volume total des fluides injectés divisé par le volume total des fluides produits, tous les deux dans les conditions du réservoir. Un VRR idéal est approximativement égal à 1.

Les valeurs élevées du VRR indiquent une situation dans laquelle le cumule du débit injecté est plus grand par rapport au cumule du débit produit c'est-à-dire qu'on a une perte d'une partie du débit injecté. Cette perte est causée par les "loss zones" qui prennent le gaz injecté, la perméabilité élevée des couches provoquant l'écoulement préférentiel, ou par les réservoirs fracturés qui provoquent l'écoulement direct du gaz entre les puits injecteurs et producteurs.

Chapitre V : Optimisation de l'injection du gaz immiscible par la méthode du VRR

Les faibles valeurs du VRR indiquent une situation dans laquelle le volume produit est plus grand par rapport au volume injecté. Cela se traduit par une diminution de pression et une augmentation de la saturation du gaz libre dans le réservoir qui est indésirable. On peut définir le VRR instantané noté (IVRR) a un temps donné et le VRR cumulé (VRRcum) qui tient en compte les volumes d'huile produits avant le début de l'injection jusqu'à ce jour :

$$IVRR = \frac{Q_{ginj} * B_g + Q_{winj} * B_w}{Q_{opr} * B_o + (Q_{gpr} - Q_{opr} * R_s) * B_g + Q_{wpr} * B_w}$$

$$CumVRR = \frac{Cum(Q_{ginj} * B_g) + Cum(Q_{winj} * B_w)}{Cum(Q_{opr} * B_o) + Cum((Q_{gpr} - Q_{opr} * GOR) * B_g) + Cum(Q_{wpr} * B_w)}$$

V.1.3 Définition du JORDAN Plot:

Le Jordan plot est une courbe de la production totale cumulée en fonction de l'injection cumulée, le graphe commence à la date du début de l'injection c'est-à-dire qu'on ne prend pas en considération la production dès le début mais juste les données à partir du premier jour de l'injection.

Dans le Jordan plot on trace deux courbes l'une représente l'unité et l'autre c'est le cumule de la production en fonction du cumule de l'injection en comparant cette courbe avec la première bissectrice on peut distinguer trois cas :

1. Si la pente est supérieure à un (1) c'est-à-dire que la courbe est située au-dessus de la première bissectrice, alors la pression doit diminuer, si la pression est maintenue, le pattern d'injection obtient un fluide en dehors des injecteurs de notre pattern.
2. Si la pente est inférieure à un (1) c'est-à-dire que la courbe est située au-dessous de la première bissectrice, alors la pression doit augmenter, si la pression est maintenue, la cellule d'injection perd un certain volume du gaz injecté.
3. Si la pente égale à un (1) c'est-à-dire que la courbe est parallèle à la première bissectrice, dans ce cas la pression doit rester constante. -Dans les trois cas précédents :

- si la pente égale à 1 on dit que l'IVRR = 1.
- si la pente augmente l'IVRR diminue.
- si la pente diminue l'IVRR augmente.

Chapitre V : Optimisation de l'injection du gaz immiscible par la méthode du VRR

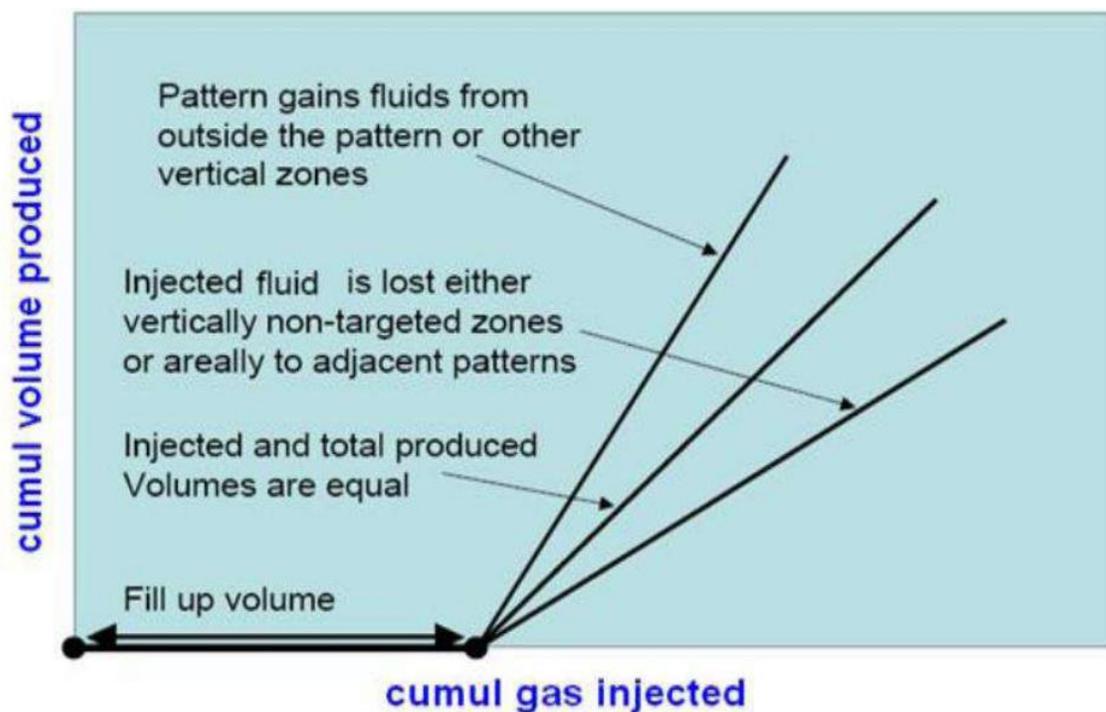


Figure V-2: Courbe du Jordan.

Le Jordan plot permet aussi de voir l'influence de l'injection sur la production par exemple dans le cas où la courbe se situe au-dessous de la première bissectrice et la pente de cette courbe n'est pas constante mais elle augmente alors on dit que l'injection a une influence sur la production tel que la production augmente avec l'augmentation de l'injection, cette allure ou la pente augmente graduellement jusqu'à arriver à la pente d'unité est le comportement idéal observé au début d'un projet de maintien de pression.

V.1.4 Définition d'un pattern:

Il s'agit d'une organisation que l'on peut observer de façon répétée lors de l'étude d'un champ pétrolier, auquel on peut conférer des propriétés caractéristiques.

Chaque pattern contient un puits injecteur et les puits producteurs aux alentours, Pour créer un pattern, il faut utiliser notre jugement et connaissance à propos du réservoir pour attribuer une fraction logique de production et d'injection de la partie du réservoir incluse dans le pattern.

Après la création des paternes, on peut comparer les performances, surveiller et optimiser les débits ou on fait recours aux opérations de puits pour avoir des débits cible au niveau de la cellule d'injection, considérant à la fois les puits injecteurs et producteurs.

Chapitre V : Optimisation de l'injection du gaz immiscible par la méthode du VRR

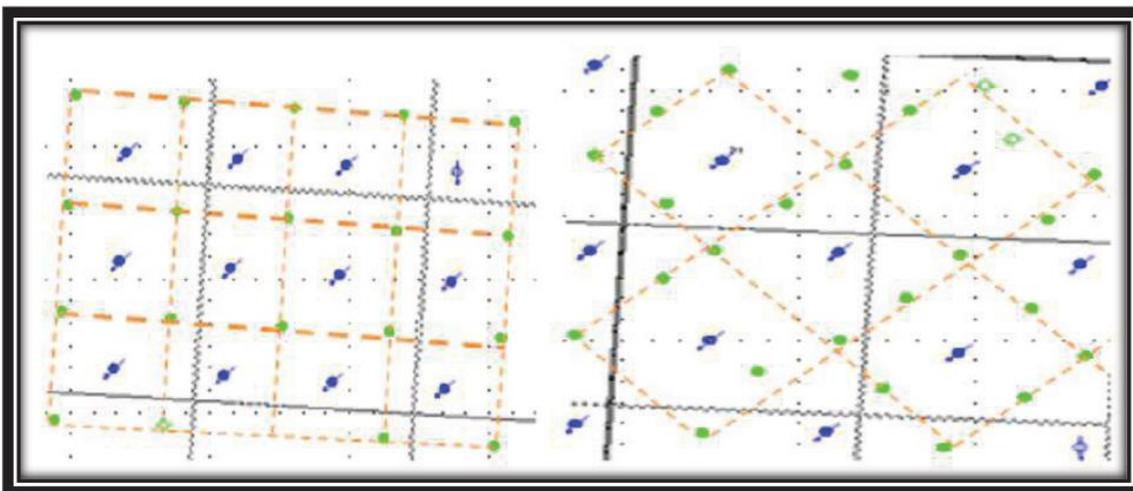


Figure V-3 : Configuration d'un pattern.

V.2 Pattern monitoring :

V.2.1 Conception des patterns :

Un schéma de pattern idéal pour l'injection de gaz doit correspondre aux exigences suivantes :

- Promouvoir une réponse plus rapide de la production d'huile.
- Utiliser des puits et des installations préexistantes et forer un nombre minimum de nouveaux puits.
- Assurer une couverture volumétrique maximale du réservoir.
- Accommoder l'hétérogénéité et l'anisotropie du réservoir.
- Réduire les débits d'injection de gaz en conservant le débit de production souhaité et gérer la disposition des puits injecteurs.

V.2.2 Facteurs d'allocation et facteurs de pertes :

Définitions :

- **Facteur de participation (FP)** : représente la quantité du puits d'injection destinée à alimenter chaque pattern.

- **Facteur de perte** : représente la quantité injectée et perdue dans les zones adjacentes à notre pattern étudié.

NB : le facteur effectif = Facteur de participation – Facteur de perte.

Partie pratique

VI.1 Position du problème

L'injection de gaz miscible dans les champs pétroliers est un procédé de récupération potentiellement attractif pour améliorer la récupération d'huile. Dans beaucoup de cas il est possible d'atteindre des saturations d'huile résiduelles appréciables (Sor). Toutefois, un projet d'injection de gaz requière l'existence d'une source garantissant les volumes de gaz d'injection.

Pour un réservoir donné, la récupération d'huile en mode injection miscible et immiscible dépend :

1. La composition de gaz d'injection : si le gaz est riche, il est possible d'avoir une miscibilité à des pressions faibles.
2. La configuration des patterns d'injection : affecte la récupération à travers l'efficacité de balayage et le ratio injection / production et aussi le volume d'injection nécessaire au procédé de récupération
3. La pression d'injection : augmente les volumes de gaz injecté et améliore le rendement des effets compositionnel (miscibilité).

Le thème de ce projet, s'intéresse au volet **configuration des patterns d'injection et l'optimisation de volumes à injecter (i.e. volet 2)**.

L'approche présentée est recommandée pour les champs matures ayant un grand historique de data mesurés à savoir (Pression statique, données de productions et d'injections), le champ de Hassi Messaoud est un champ mature qui vérifie toutes ces conditions.

Le workflow présenté sera appliqué à un secteur du centre du champ de Hassi Messaoud (secteur dans la zone 20A), notre choix s'est porté sur cette zone car la récupération par injection de gaz constitue le mode de récupération prédominant depuis plus de 20 ans sur cette dernière.

En somme nous allons répondre à deux challenges pratiques qui sont intimement liés:

- i. Partie A : Estimation de la quantité du gaz à injecter dans un pattern donné (un pattern ou compartiment constitue un groupe de puits injecteurs et producteurs rassemblé suite à une logique donnée).
- ii. Partie B : Comment répartir le volume du gaz à injecter d'une manière optimale sans faire appel aux techniques de simulation chronophage et tout particulièrement pour un gisement de la grandeur du Hassi Messaoud.

VI.2 Méthodologie d'analyse:

La méthode passe par deux étapes essentielles :

1. Identification des compartiments par analyse exhaustive de l'historique de pression statique des puits (il faut que ces puits soient voisins appartient à la même surface géométrique), appliquée à des secteurs du champ ciblé.
2. Chaque compartiment identifié est assimilé à un tank ayant un volume en place à valider par la méthode de bilan matière.

Concernant la première étape l'analyse est faite en deux temps (avec un seul History Matching):

- La première partie (Calage et apprentissage) : Le modèle est calé sur tout l'historique jusqu'à la date finale (fin de l'historique considéré, le mois dernier par exemple), puis un bilan volumique est fait en condition fond. Le volume nécessaire à injecter est déduit par simple calcul de bilan, et les contributions de chaque puits au system sont récupérées avec précision.
- La deuxième partie (Optimisation) : Une matrice de décision est élaborée pour redistribuer le gaz d'une manière optimale, les résultats obtenus dans la première partie utilisés pour paramétrer le modèle.

Moyen à utiliser

- Principalement, tout le projet va être réalisé en utilisant Microsoft Excel et une macro VBA (Visual Basic for Application).
- La base de données Access de l'historique.
- OFM (Oil Field Manager) pour la partie compartimentation.

VI.3 Cas d'étude compartiment de la zone 20A :

Dans ce qui suit, nous allons illustrer pas à pas l'application de notre méthode à la zone étudiée (secteurs Est de la zone 20A, à chaque étape des explications seront présentées et des concepts appliqués).

VI.3.1. Etape de compartimentation :

L'hétérogénéité de Hassi Messaoud est l'une des difficultés rencontrées lors des études effectuées. La compartimentation du réservoir en blocks de pressions est une bonne approche pour réduire la complexité inhérente au problème. Pour la zone 20A nous présentons ici deux compartiments identifiés par un trend de déclin et gain de pression similaire.

Une étude exhaustive consistant à analyser l'historique de pression statique mesuré pour chaque puits producteur, nous mène à délimiter un compartiment donné. Physiquement, un compartiment est un block du réservoir de surface « Acomp » à délimiter, et d'épaisseur égale à celle du réservoir (H), il contient un certain nombre de puits, ces derniers présentent le même comportement en termes de déclin de pression dans la phase de déplétion naturelle (pas d'injection), et aussi il réagit de la même manière à l'injection à travers une augmentation de la pression.

Mode opératoire :

Sur un tableur (OFM, ou Excel), on charge le data pression statique Vs date des puits de notre zone (la 20A pour ce projet)

On utilise une carte de position des puits avec le réseau de failles affichées de préférence

Le processus est comme suit :

1. On choisit un puits donné (P_i) sur la carte puis on trace son allure de pression statique à travers le temps.
2. On trace sur le même graphe l'allure de pression du puits le plus proche (P_j), à ce moment-là deux cas de figure se présentent :
 - a. La tendance de P_j est la même que P_i , donc on le garde, et on recherche le puits le plus proche dans la même direction.
 - b. La tendance de P_j est différente de P_i , le puits ne sera pas pris ainsi que sa direction.
3. Le processus est reconduit jusqu'à arriver à délimiter le contour du compartiment.
4. Une fois le contour déterminé, on aura un certain nombre de puits producteurs et éventuellement des puits injecteurs (cas C11)

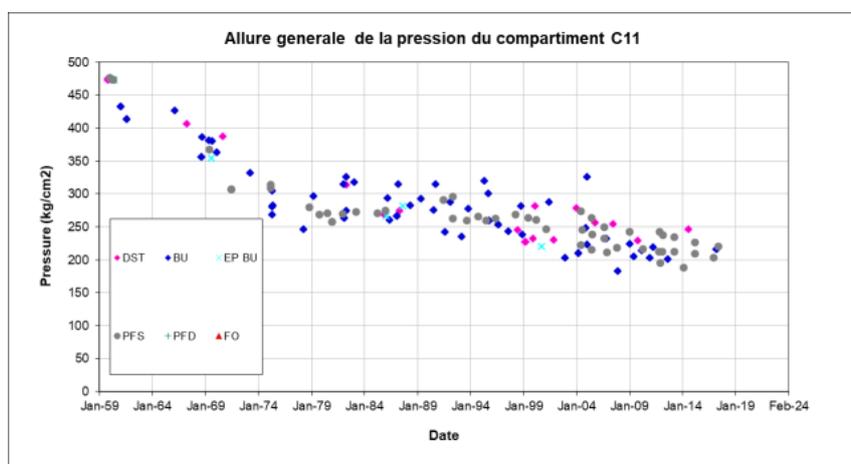


Figure VI-1 : Allure générale de la pression du compartiment C11

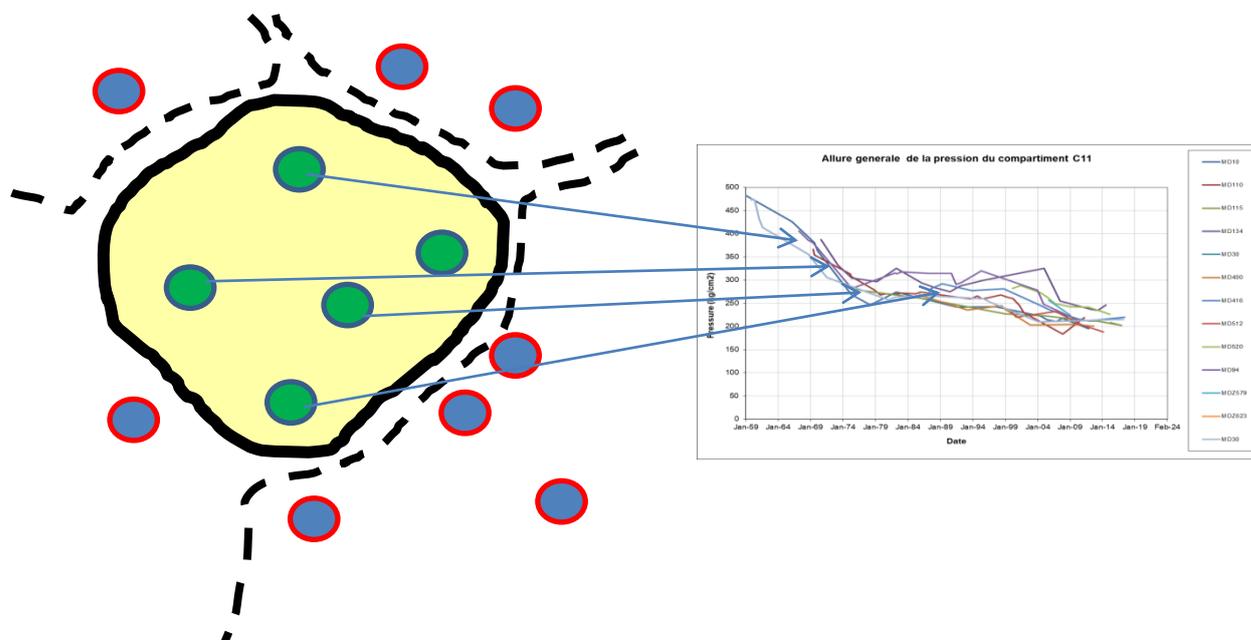


Figure VI-2 : la tendance des puits de la zone 20A

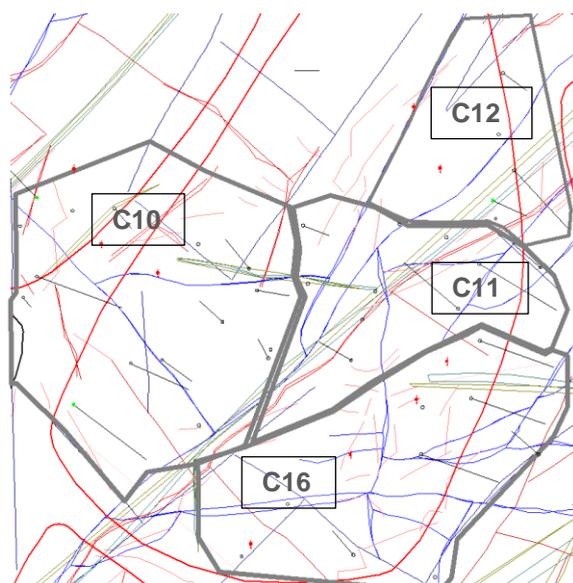


Figure VI-3 : Les compartiments de la zone 20A

A travers les tendances des puits de 20A on a pu délimiter les patterns constituant cette zone

La figure ci-dessous montre la tendance similaire des puits de chaque pattern

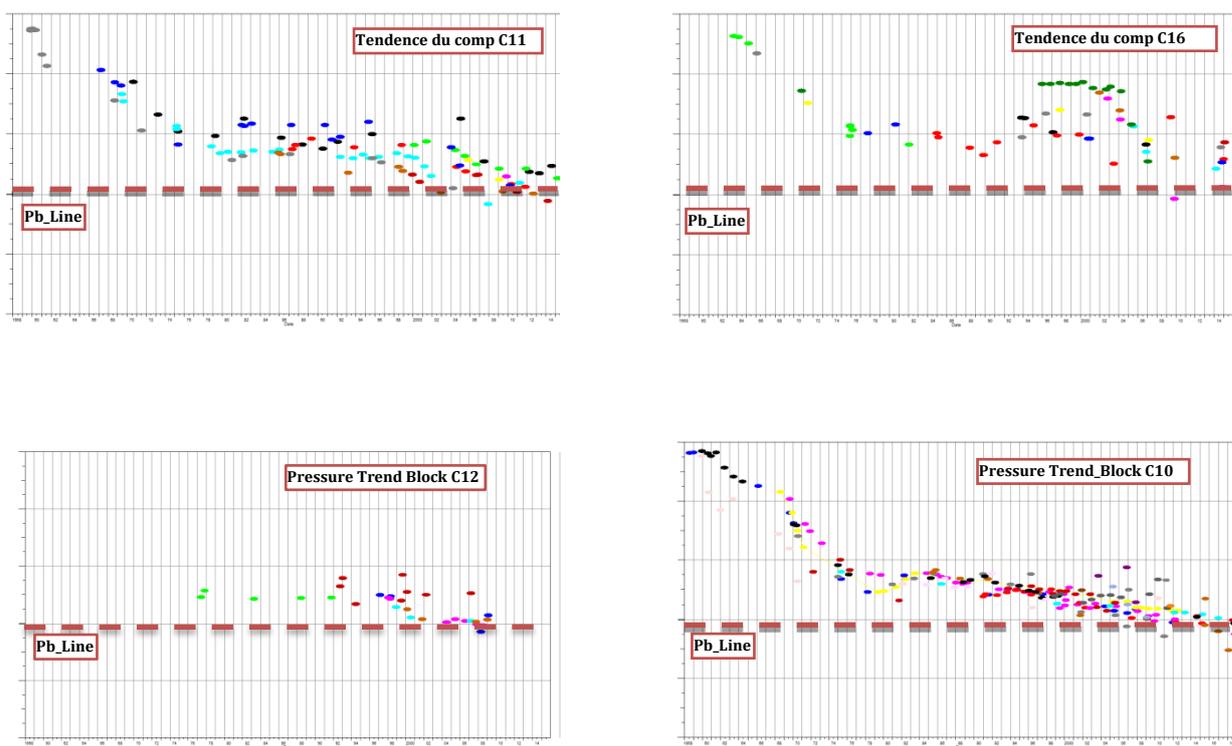


Figure VI-4 : Les trends de pression pour les différents puits de la zone 20A

La compartimentation horizontale aussi requiert l'analyse des GOR des puits analysés pour comprendre le gain de pression de quelque puits. Ceci dit un compartiment est un bloc caractérisé par une pression et qui peut contenir des producteurs, comme des injecteurs. Cette notion le différencie des dites cellules d'injections ou patterns conventionnels (5 spot, 9 spot), ou un groupe de puits est entouré de injecteurs. Le schéma suivant résume le workflow de la compartimentation.

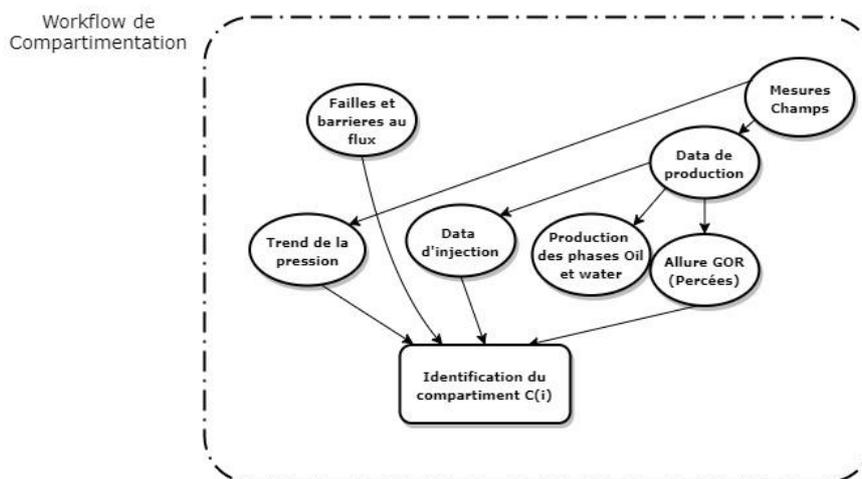


Figure VI-5 : Le workflow pour l'identification de compartiment

VI.3.2 Performance du compartiment C16 et C11 (Application de la méthode material balance)

a) Définition du Tank Model associés au compartiment C16 et C11

Ayant un régime de pression identifié, un compartiment peut être assimilé à un tank fortement isolé ou quasi isolé, et constituera ainsi un réservoir de dimension d'ordre zéro (Tank Model), sur lequel on appliquera la méthode bilan matière. Pour notre étude le choix s'est porté sur deux compartiments C16 et C11,

Un compartiment (Tank) est supposé :

- Réservoir volumétrique (pas d'aquifère actif dans la zone 20A).
- Les valeurs de porosité et saturation d'eau irréductible, la compressibilité de la roche est supposé constante.
- L'historique de production et injection est entré par puits.
- La valeur de No (STOIIP) est estimée par la méthode volumétrique. La surface du compartiment C16 et C11 étant déduite par OFM graphiquement
- PVT utilisé est celui de la zone 20A (black oil)
- L'injection de gaz est supposée immiscible.

b) Estimation du N_0 pour chaque compartiment C11 et C16

L'estimation des réserves volumétriques N_0 se fait par :

$$N_0 = \frac{A_{comp} \times (1 - S_{wi}) \times H_{ut} \times \varphi}{B_o}$$

- A_{comp} : est digitalisé par OFM graphiquement.
- H_{ut} : est estimé par analyse des logs (base de données)
- Φ : la porosité moyenne de la couche
- S_{wi} : saturation en eau moyen
- B_o : facteur volumétrique de fond initial

C11 :

Area OFM	m ²	6,94×10 ⁺⁰⁶	6,94 km ²
Porosité	Frac	0,1	
S_{wc}		0,12	
S_o		0,88	
H_u	m	79	
$B_{o,moy}$		1,65	
OIIP OFM	rm ³	4,82×10 ⁺⁰⁷	2,92×10 ⁺⁰⁷
SOIIP Petrel	sm ³		0,00

Tableau VI-1 : Estimation du volume en place de la C11 par Excel

C16 :

Area OFM	m ²	1,09×10 ⁺⁰⁷	10,9 km ²
Porosité	Frac	0,088	
S_{wc}		0,12	
S_o		0,88	
H_u	m	75	
$B_{o,moy}$		1,62	
OIIP OFM	rm ³	6,35×10 ⁺⁰⁷	3,92×10 ⁺⁰⁷
SOIIP Petrel	sm ³		0,00

Tableau VI-2 : Estimation du volume en place de la C16 par Excel

Donc pour les valeurs N_0 sont estimées à

- 29.2 MMsm³ pour C11
- 39.2 MMsm³ pour C16

c) L'utilisation du code « Mbal_Macro » sur Excel, pour la simulation Material Balance.

Une Macro VBA sur Excel développée suite à un projet sur Hassi Messaoud au PED a été utilisée pour calculer le bilan matière pour les compartiments C16, C11, les autres calculs qui concernent les compartiments adjacents aux C16 et C11 ont été fait sur d'autres projets et leurs résultats seront utilisés sur le présent projet comme données.

La structure de la macro est constituée comme suit :

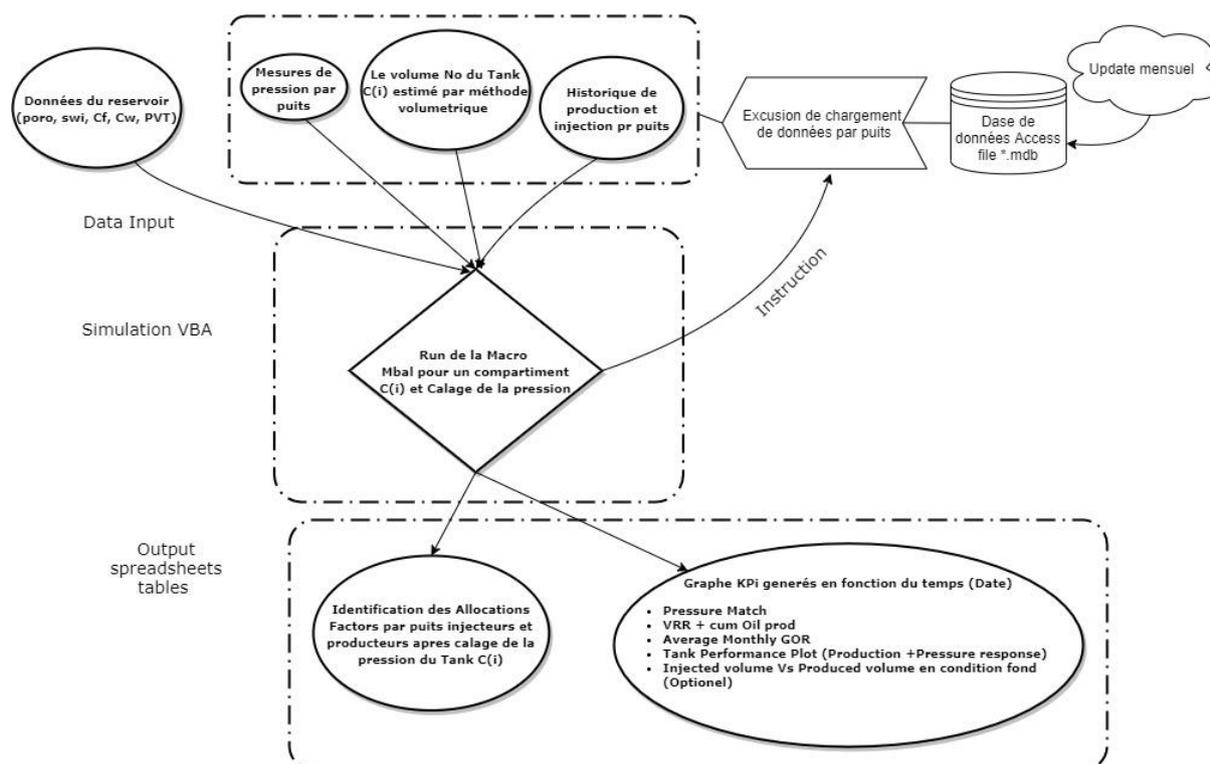


Figure VI-6 : Code « Mbal_Macro » pour la simulation Material Balance.

d) Les Contributions de chaque puits au Tank (Allocation Factors)

Un tank contient des injecteurs et des producteurs – le calage de l'historique de pression par la détermination des facteurs d'allocation (ie. Valeur entre 0 et 1) pour les puits producteurs et injecteurs, ces facteurs matérialisent la contribution de chaque puits au Tank. Il est à noter que le Tank peut avoir des influx de volume à travers ses limites géométriques. Les facteurs d'allocation une fois déterminés sont traités par une matrice de décision.

La détermination du facteur d'allocation se fait simultanément avec le callage de pression.

L'équation devient :

$$P = P_i - \frac{\sum_{i=1}^n q_{o,i} A F_i B_o + (\sum_{i=1}^n q_{g,i} A F_i - \sum_{i=1}^n q_{o,i} A F_i R_p) B_g + \sum_{i=1}^n q_{w,i} A F_i B_w - \sum_{j=1}^m q_{g,j} A F_j B_g + N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g]}{NB_{oi} \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right]}$$

Cette dernière permet d'avoir les valeurs de pression calculées on change à chaque fois les facteurs d'allocation de certains puits pour bien caler la courbe de pression mesurée et calculée.

Les étapes suivantes résument la procédure :

Etape 1 :

La première étape consiste à attribuer la valeur 1 à tous les facteurs d'allocation des puits, on suppose la contribution totale de tous les puits influençant le compartiment C11, comme le montre la figure suivante :

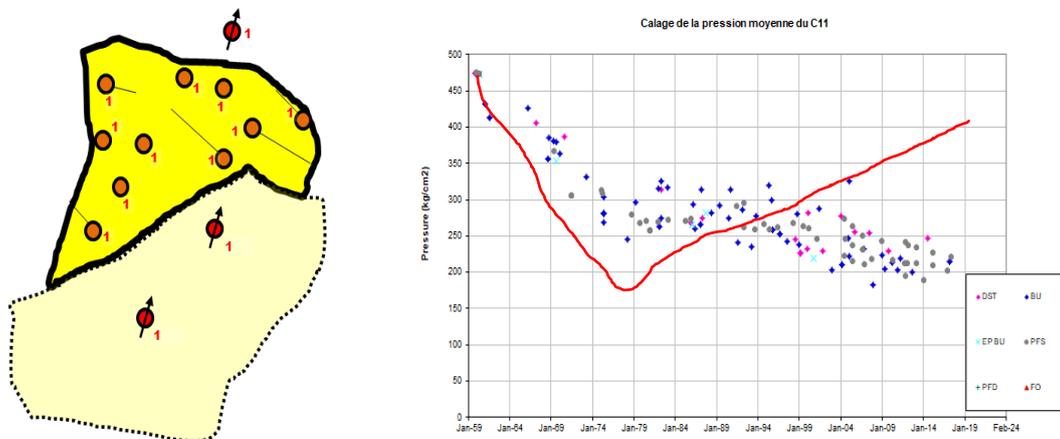


Figure VI-7 : Etape 1

Etape 2 :

Le matching n'est pas bien réalisé dans le premier cas, alors on attribue d'autres valeurs aux puits situés au périmètre du compartiment, comme l'indique la figure suivante :

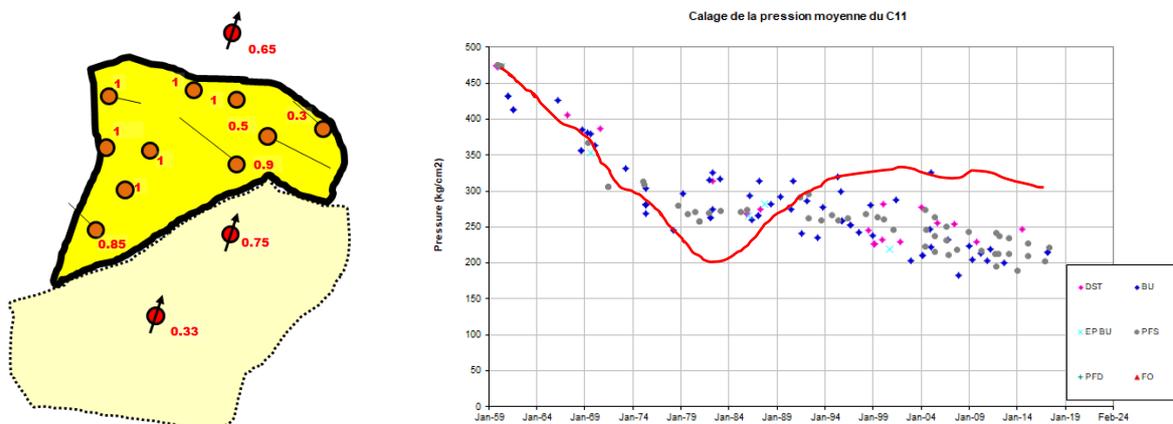


Figure VI-8 : Etape 2

Etape 3 :

On répète l'étape précédente jusqu'à avoir un bon matching.

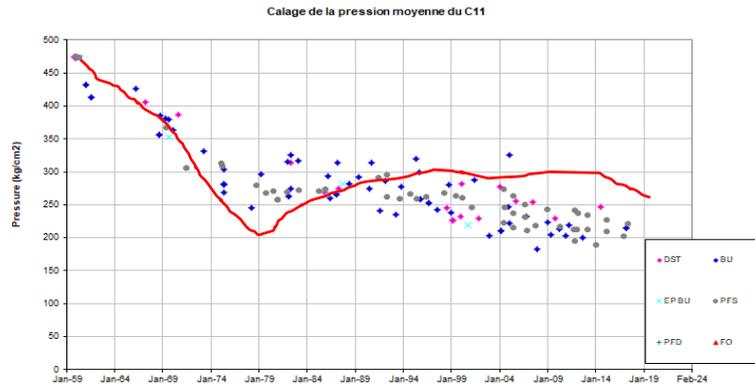
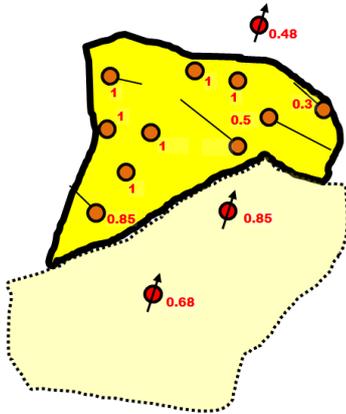


Figure VI-9 : Etape 3

Etape 4 :

Dans cette étape , on a pu identifié d'autre puits injecteurs influençant le C11.Ce qui permet d'avoir un bon matching ,

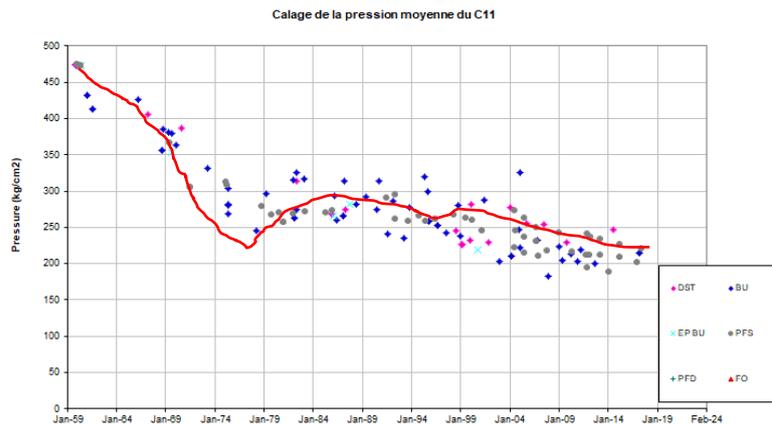
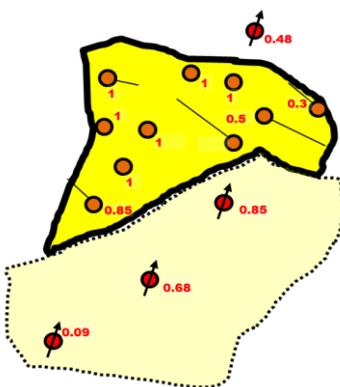


Figure VI-10: Etape 4

- Calage de pression : est réalisé à la base de l'équation de matériel balance, mais le travail cette fois-ci est inversé. On cherche à déterminer la pression P (inconnu), N considéré comme étant connu (déjà calculé), les données de production et d'injection (N_p, G_p, W_p, G_{inj}) sont disponibles et les autres paramètres sont fixes ou déterminés par extrapolation (le cas des paramètres PVT).

Le développement de l'équation est donné comme suit :

L'équation principale :

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

- $m=0$ (Pas de gas cap)
- $W_{inj} = 0$ (Pas d'injection d'eau)
- $W_e=0$ (Pas de water influx)

On cherche à trouver le terme de la pression P en fonction de N, on réarrange l'équation et on obtiendra l'équation suivante :

$$P = P_i - \frac{N_{p,comp}B_o + (G_{p,comp} - N_{p,comp}R_p)B_g + W_{p,comp}B_w - G_{inj,comp}B_g + N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g]}{NB_{oi}\left[\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}}\right]}$$

La résolution de ce problème numérique revient à résoudre l'équation du polynôme 1^{er} degré, car les données de production sont discrètes (pas une fonction continue) chaque mois la valeur est donnée tous le long de l'historique depuis l'année 1959 jusqu'à la fin de 2019. L'équation en terme mathématique est très simple, alors la résolution graphique est d'intérêt pratique et judicieux.

On introduit dans la dernière équation les facteurs d'allocation de chaque puits :

$$N_{P,comp} = \sum_{i=1}^n q_{o,i} \times \Delta t \times AF_i$$

$$G_{P,comp} = \sum_{i=1}^n q_{g,i} \times \Delta t \times AF_i$$

$$W_{P,comp} = \sum_{i=1}^n q_{w,i} \times \Delta t \times AF_i$$

$$G_{inj,comp} = \sum_{j=1}^m q_{g,j} \times \Delta t \times AF_j$$

Tel que :

i : numéro du puit producteur.

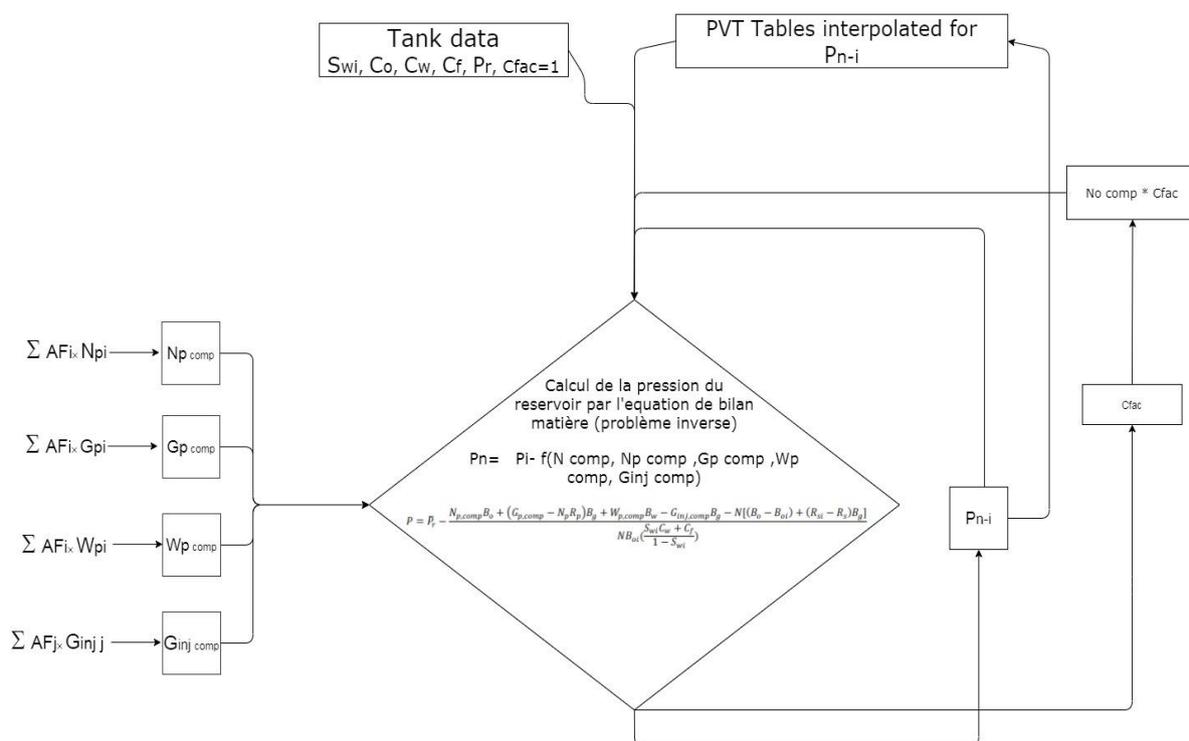
j : numéro du puit injecteur.

n : nombre de puits producteurs.

m : nombre de puits injecteurs.

q : débit de chaque puits ($sm^3/month$).

Diagramme méthode callage de pression



Remarque : On a réalisé ce diagramme en ligne à l'aide du site diagrams.net

e) Les indicateurs de performance (KPI du Tank) et leurs significations en reservoir management :

La simulation génère aussi des tables de résultats (Output) qui seront utilisés comme des Indicateurs de performances pour le tank (KPI : **Key performance Indicator**), des graphes KPi générés en fonction du temps (Date) sont comme suit :

- **KPi (PM : performance du model) pour analyser la performance du model (history matching) :**

Le calage de la pression simulée avec les pressions mesurées est une condition de validation de notre modèle de simulation le KPi(SIM_HM) représenté par le graphe ci-dessous constitue notre outil de vérification.

- Pression du réservoir mesurée et pression du réservoir simulée Vs Date

- **KPi (PT : performance du tank) pour analyser la performance du Tank (periode n-1) :**

Par définition la performance d'un réservoir est la capacité de celui-ci à produire le maximum d'hydrocarbure par 1 unité de déclin de pression,

- Production et pression historique Vs Date

- **KPi (PI : performance de l'injection) pour analyser la performance de l'injection historique (periode n-1)**

Le VRR est une représentation moyenne de l'état globale de notre injection en termes de bilan volumique, et c'est l'un des plus puissants indicateurs utilisés dans l'analyse de la production d'un champ en régime d'injection. Le ratio le VRR cumulatif (CVRR), supérieur à 0, nous dit à quel degré nous avons remplacé le volume produit du réservoir par le gaz d'injection sensé éviter dans un cas idéalisé (efficacité 100%) la déplétion du réservoir, en pratique pour compenser les pertes d'efficacité d'injection on cherchera à le garder supérieure à 1 voire à 1.2 pour assurer le remplissage du réservoir.

Dans la même logique le VRR instantané (IVRR) est un VRR calculé sur une période donnée (généralement par mois), il indique l'état du remplissage durant le mois.

- CVRR cumulatif et N_p Vs Date
- IVRR instantané et production mensuelle d'huile Vs Date

Le GOR de production aussi nous donne une indication sur l'efficacité de notre schéma d'injection ou de développement (déplétion naturelle), dans ce sens un décollement du GOR précocement est synonyme de cyclage de gaz dans le cas d'injection de gaz ou encore de déplétion du réservoir et l'approche de la pression de saturation de notre réservoir (P_b). En terme plus simple produire beaucoup de gaz d'un réservoir d'huile vaudrait dire qu'on est en train de perdre de l'énergie qui aurait pu contribuer au drainage d'huile.

- GOR de production (R_p) mensuel moyen Vs Temps.

- **KPi (GIN: besoin en gaz d'injection) pour estimer le besoin en gaz d'injection dans la période n.**

Le KPi (GIN : Gas Injection Needs) est un VRR en condition fond, le calcul de ce KPi requièrent un algorithme qui :

- Interpole les tables PVT (black oil) pour chaque pression moyenne du réservoir
- Utilise les PVT interpolé pour convertir le débit surface vers un débit fond.

Cet indicateur nous permet de voir pour chaque mois le volume nécessaire à l'injection (IVRR fond = 1 ou 1.2), la représentation graphique, est très intéressante en pratique :

- Volume injecté et volume produit en condition fond Vs Date

f) Matrice de décision et redistribution du gaz d'injection

Une matrice de décision est dressée, en incluant colonne par colonne les tanks identifiés et qui forme notre zone d'étude ou secteur du champ (pour notre cas c'est le C11 et C16, les autres tanks seront utilisés pour compléter la matrice). Cet outil d'aide à la décision nous permettra d'optimiser la redistribution du gaz prévu pour l'injection. La matrice est composée de deux parties l'une issue de l'analyse des Kpi et l'autre issue des résultats de la simulation Material Balance à savoir les facteurs d'allocations des puits injecteurs. Chaque compartiment (Tank) est représenté par une colonne de la table, affiche sept paramètres (ci-après) calculés pour le dernier trimestre, chacun dans une ligne :

- **Partie issue des Kpi :**
 1. La dernière pression moyenne du tank,
 2. L'allure de la pression en symbole (en déclin : --, en maintien : Δ ou en gain : +, ++),
 3. Le dernier GOR de production (R_p),
 4. Production mensuelle moyenne en huile,
 5. Le facteur de récupération du tank,
 6. L'IVRR pour le dernier trimestre (ou bimestre, mois,...)
 7. Le CVRR pour le dernier trimestre (ou bimestre, mois,...)
- **Partie issue du résultat de la simulation material balance macro :**

Liste des puits injecteurs :

La liste des puits injecteur est dressée sur la première colonne, puis pour chaque compartiment on introduit les facteurs d'allocations (après calage) des puits injecteurs lui appartenant. Les puits sont codifiés par trois couleurs traduisant le degré de contribution de celui-ci au tank de la colonne.

Volet Besoin de gaz

Le besoin de gaz « BG » est calculé par soustraction du volume injecté au volume produit, pour avoir une même représentabilité des volumes fluides gaz et liquides au niveau du réservoir, tous les volumes sont systématiquement convertis en condition fond, ceci est possible grâce à l'interpolation des tables PVT black oil pour chaque pression calculée. Le besoin de gaz égale est le volume manquant nécessaire pour que le rapport entre volume de gaz injecté / le volume produit du réservoir soit supérieur ou égal à 1 (ou 1.2 selon les objectifs)

Une fois la matrice complétée, elle est utilisée comme suit:

Pour chaque colonne on interprète les data du tank, pour en déduire l'état de l'injection. On répartit le besoin de gaz si' il existe sur les puits en code rouge, en respectant l'apport de chacun au tank.

Chapitre VI : Partie pratique

Une fois la table rempli, le système est optimisé et gaz à injecter est redistribué rationnellement, voir exemple ci-dessous.

		Indice de contribution à l'injection pour un compartiment donné		Indice de maintien de pression	
(*) BG	Besoin en gaz calculé par utilisation du Bilan au fond		Injecteur à forte incidence	--	Declin de pression sévère
Rp	GOR de production		Injecteur à moyenne incidence	Δ	Maintien
HMD	Hassi Messaoud		Injecteur à faible incidence	+	Pression supportée
RF	Recovery factor				
AF	Allocation Factor				

From Npi analysis	Compartiment	15	18	7	3	
	Zone de HMD	X	X	Y	Y	
	Dernière Pression du réservoir @T3 2019	218	240	218	238	
	Declin/Maintien durant T3 2019	--	+	Δ	-	
	Dernier Rp (v/v)	1800	750	450	1350	
	production Mensuelle moyenne@ T3 2019 (....)	900	10000	2000	5500	
	RF(compartiment) @T3 2019	14,80%	25,0%	19%	20%	
	CVVR @T3 2019	0,901				
	IVVR @T3 2019	0,57				Somme Facteur d'allocation (AF)
	Injecteurs					
Material balance output (Allocation Factors)	INJ 1		0,1		0,28	0,38
	INJ 2		0,8		0,2	1
	INJ 3		0,73		0,09	0,82
	INJ 4					0
	INJ 5					0,45
	INJ 6			0,45		0,27
	INJ 7			0,27		0
	INJ 8					1
	INJ 9			1		1
	INJ 10			1		0
	INJ 11				0,37	0,37
	INJ 12			1	0	1
	INJ 13			0,3		0,3
	INJ 14					0
Prevision		Inject +++	Same Inject	Inject +	Inject ++	
Besoin de gaz (BG)		200.000sm3/jsm3sm3sm3	
Instruction		Repartir le BG(*) sur INJ2 et INJ3	Statu quo	Injecter BG(*) sur INJ12	Injecter BG(*) sur INJ11	

Figure VI-11 : Matrice de décision

VI.4 Application et résultats pour les tanks C11 et C16

VI.4.1 Le compartiment C11 :

VI.4.1.1 Présentation du compartiment C11 :

Les inputs data du Compartiment C11 sont :

Input production :

- 13 puits producteurs verticaux, 0 injecteurs à l'intérieur du compartiment, mais ce dernier est influence par 3 injecteurs du compartiment C16 au sud.
- Un historique de production depuis 1959.
- Un Np (cumule de production) au 09/2019 de **10.9 MMsm3**

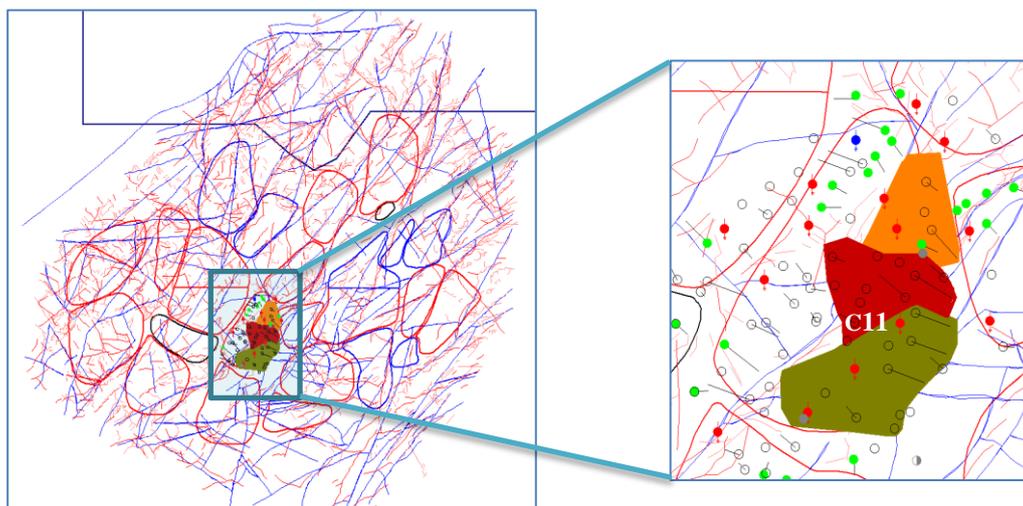


Figure VI-12 : Présentation du compartiment C11

VI.4.1.2 Les paramètres utilisés :

➤ Paramètres réservoir :

- $N_o = 29,220$ Millions de sm^3 d'huile
- $S_{wi} = 12\%$
- Porosité moyenne : 10%
- Compressibilité de la roche = $3,5 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kg}$
- Compressibilité de l'eau = $7 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kg}$
- Pression réservoir initiale : 476 kg/cm^2

➤ PVT (black oil tables de HMD_zone 20A):

- $P_b = 185 \text{ kg}/\text{cm}^2$
- $R_{si} = 195 \text{ vol}/\text{vol}$

VI.4.1.3 les Outputs pour le compartiment C11:

La valeur N (volume en places d'huile en condition surface)

Le meilleur calage de la pression historique a été obtenu en variant les AF puits puis en affectant de quelque pourcent la valeur de $N = 1.057 \times N_o$, les résultats obtenus sont comme suit :

N calé : 31 $MMsm^3$

Matched N	3,10E+07 sm^3
Pattern:	Z20A-C11
Area (km2)	6,9353
STOIP_Volumetric Method	29 220 731
	Dynamic Allocation
Well	Factor
MD10	0,29
MD110	1,00
MD115	0,64
MD134	1,00
MD30	0,10
MD400	1,00
MD416	1,00
MD512	1,00
MD520	1,00
MD94	1,00
MD2579	1,00
MDZ623	1,00
MD30	0,40
MD88IG	0,18
MD160IG	0,62
MD123IG	0,22
Recovery Factor	0,35

Figure VI-13 : Facteur d'allocation du C11

VI.4.1.4 Allocation factors après calage :

Les injecteurs gaz affectant le C11 sont au nombre de trois (3) localisés en dehors du périmètre du C11 comme suit :

- Le puits MD 88 et MD 160 appartiennent au C16
- Le puits MD123 appartient au C12

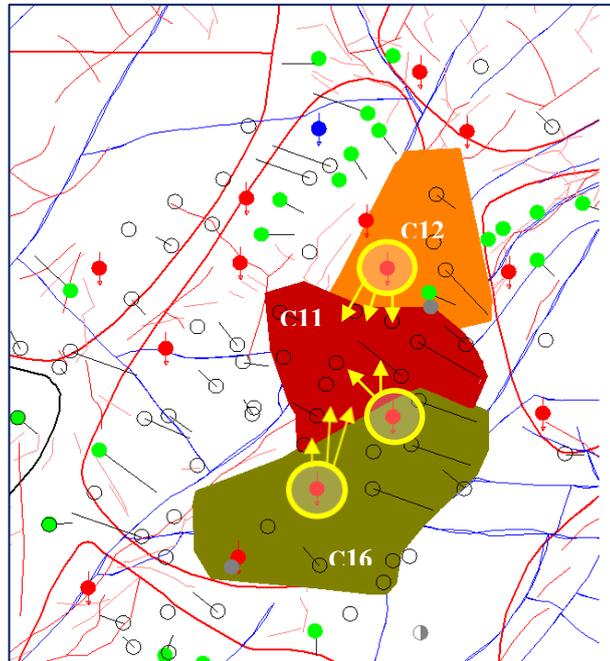


Figure VI-14 : les puits affectant le compartiment C11

VI.4.1.5 Les graphes associés au KPi :

VI.4.1.5.1 KPi performance du Tank C11.

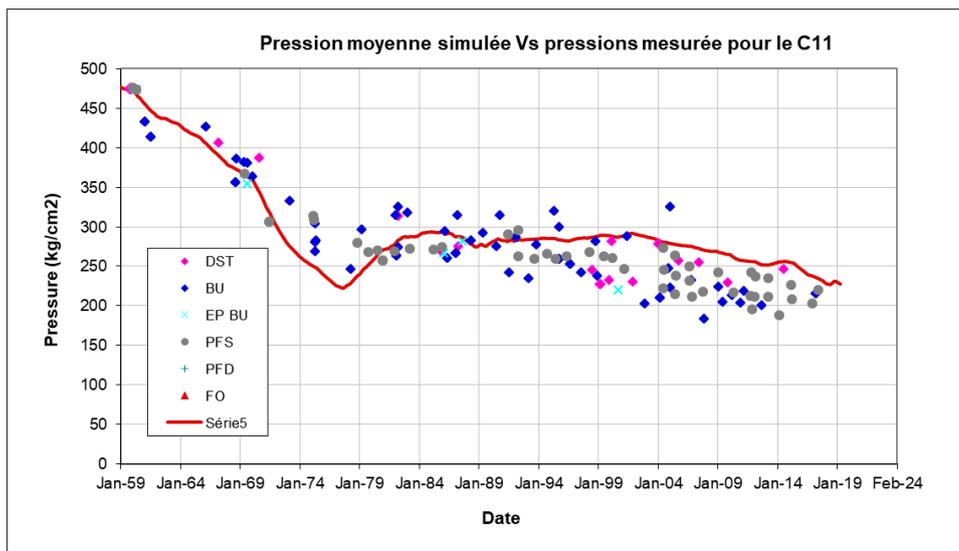


Figure VI-15 : Graphe de \bar{P} VS Date et $P_{mesurée}$ VS Date

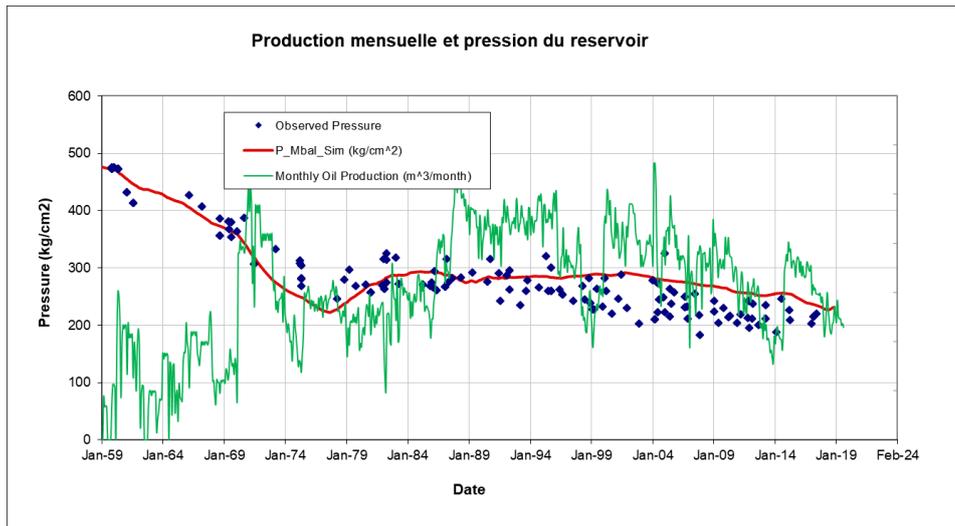


Figure VI-16 : Graphe de $N_{p,mensuel}$ VS Date et $P_{reservoir}$ VS Date

VI.4.1.5.2 KPi pour analyse de l'injection dans le C11 :

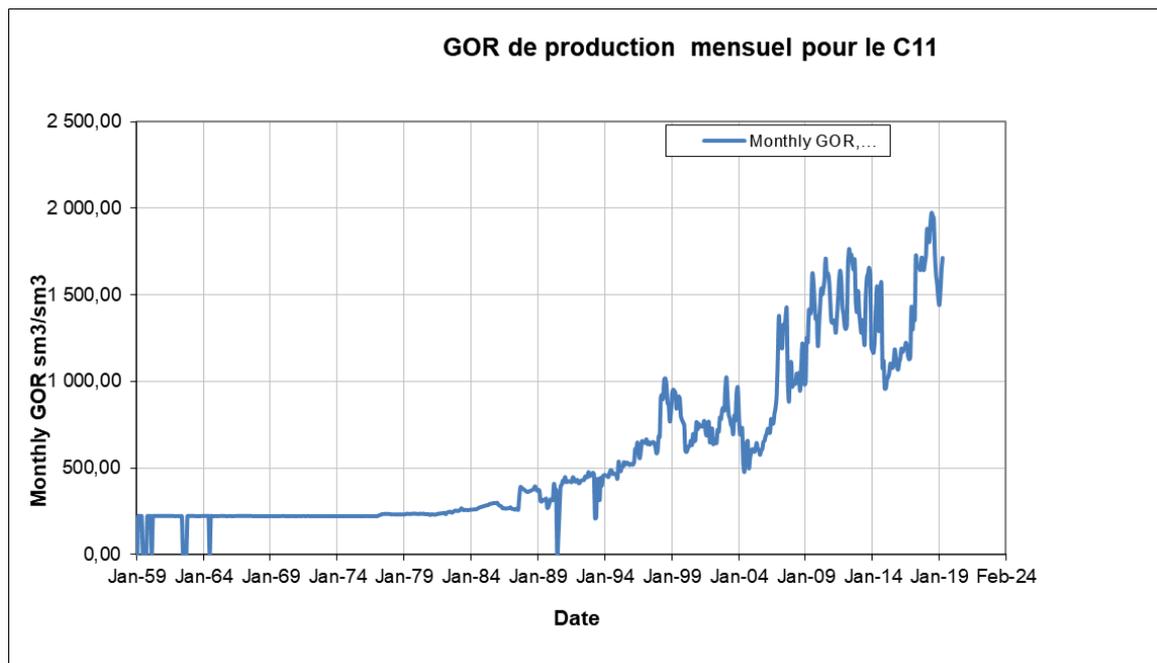


Figure VI-17 : GOR de production mensuel VS Date

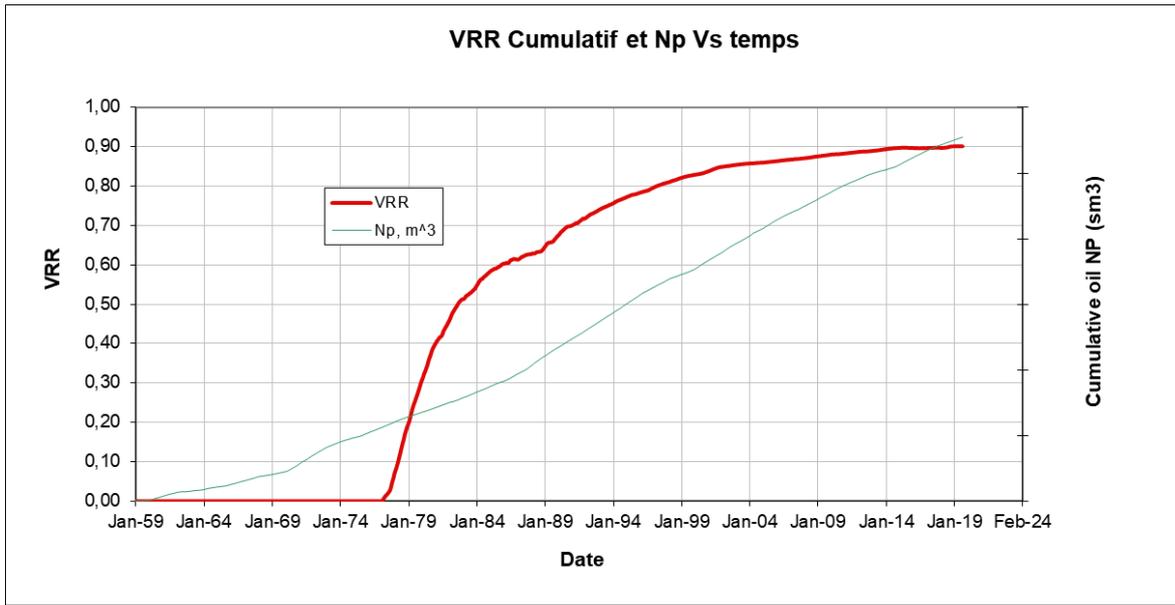


Figure VI-18 : Graphe de VRR_{cum} VS Date et $N_{p,cum}$ VS Date

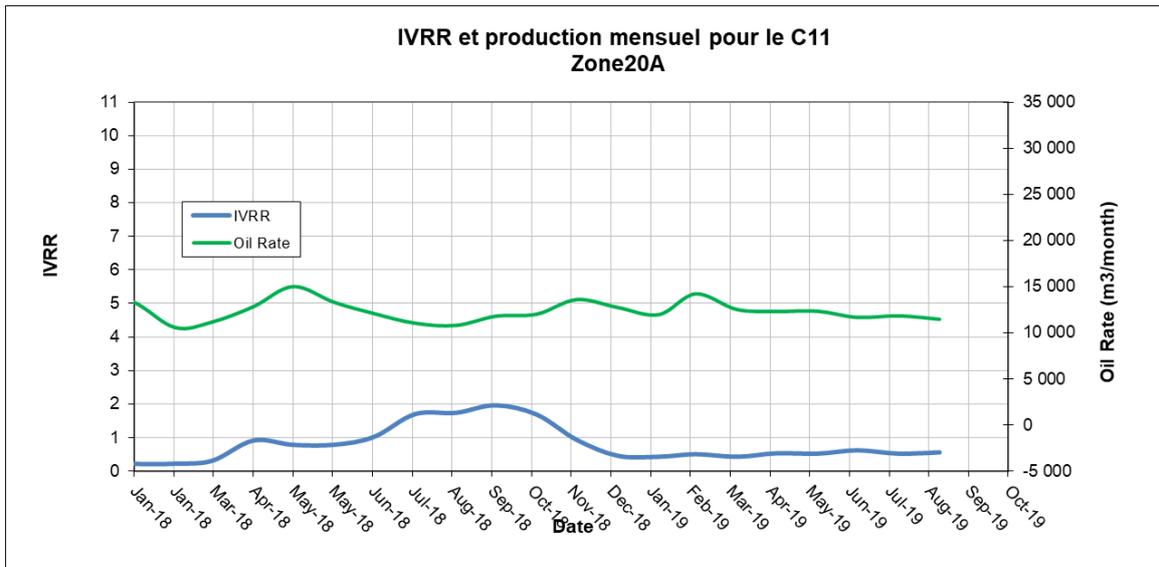


Figure VI-19 : Graphe de $IVRR$ VS Date et $N_{p,mensuel}$ VS Date

VI.4.1.5.3 KPi pour estimer le besoin en gaz d'injection dans la période n

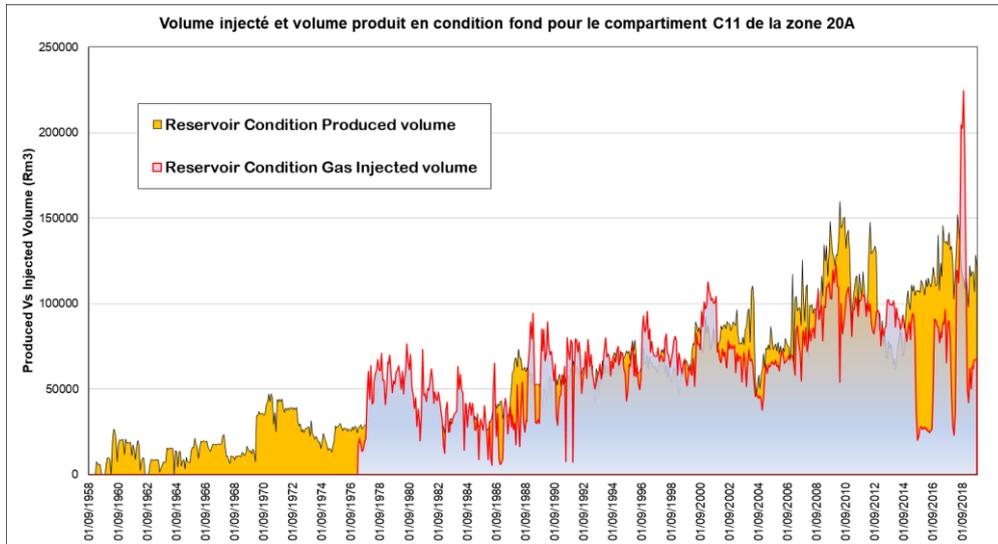
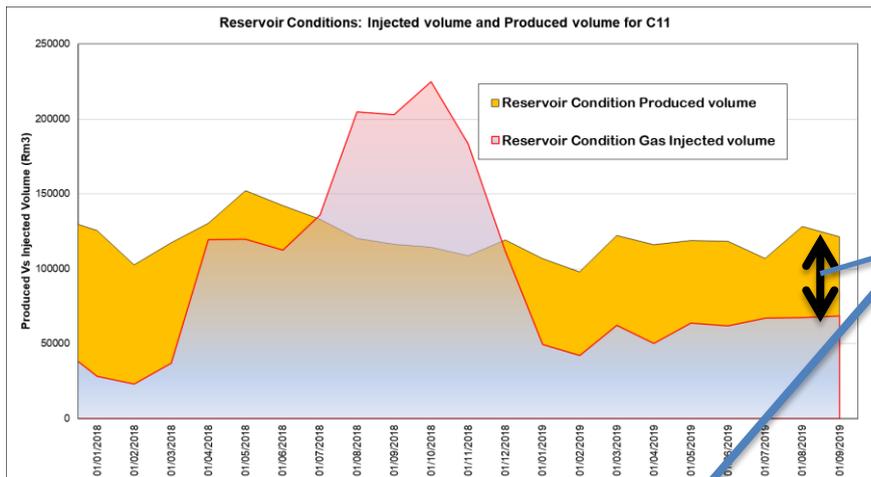


Figure VI-20 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date



Le manque à injecter est déduit par soustraction des deux volumes en condition fond Injecter –produit = -53085 rm^3/mois (si le IVRR =1)

Le volume de ce gaz en condition surface =

$$53085 / B_g (@\text{pres}=225.2) = 53085 / 0.005221 = 10167592 \text{ sm}^3/\text{mois} = \mathbf{338\ 920 \text{ sm}^3/\text{j}}$$

Figure VI-21 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date

Extrapolated tables									
Bo	Delta Np	Bg	Delta Gp	r_s	Delta Wp	Reservoir Condition Produced volume	IVRR	Support Status	
1,799	11 962,6	0,005121	17 255 903	195	0,0	97942,64809	0,43067986	-55760,7	
1,800	14 219,7	0,005136	21 607 862	195	0,0	122293,9739	0,508540809	-60102,5	
1,800	12 527,4	0,005153	20 595 590	195	0,0	116092,626	0,430556338	-66108,2	
1,801	12 314,3	0,005167	21 113 873	195	0,0	118863,122	0,535216865	-55245,6	
1,801	12 340,4	0,005181	20 959 002	195	0,0	118356,8106	0,523361461	-56413,4	
1,802	11 670,1	0,005192	18 823 336	195	0,0	106935,0238	0,624347232	-40170,4	
1,802	11 837,2	0,005207	22 855 436	195	0,0	128327,538	0,524009016	-61082,8	
1,803	11 468,6	0,005221	21 535 243	195	0,0	121430,9718	0,562832539	-53085,7	

Figure VI-22 : Paramètres PVT et paramètres reservoir

Le manque à injecter ou besoin de gaz (BG) est déduit par soustraction des deux volumes en condition fond.

Pour le Tank C11 :

Injecter – produit = -53085 rm³/mois. Pour le C11 on n'est en déficit sur IVRR mais pas sur le CVRR,

Si on adopte la convention IVRR =1 (supposé), le volume de ce gaz en condition surface qu'il nous faut devrais compenser à 100% les 121 430 rm³ qu'on produit en moyenne par mois

$$\text{BG} = -53085/\text{Bg} (@\text{pres}=225.2) = 53085/0.005221 = 10\,167\,592 \text{ sm}^3/\text{mois} = \mathbf{338\,920 \text{ sm}^3/\text{j}}$$

Donc le BG = **338 920 sm³/j**, en utilisant la matrice de décision on saura comment distribuer ce gaz sur les puits injecteurs du C11.

VI.4.2 Le compartiment C16 :

VI.4.2.1 Présentation du compartiment C16

Les inputs data du Compartiment C16 sont :

Input production :

- 7 puits producteurs verticaux, 4 producteurs horizontaux, 3 injecteurs de gaz.
- Un historique de production depuis 1959.
- Np (cumule de production) au 09/2019 de **10.9 MMsm³**

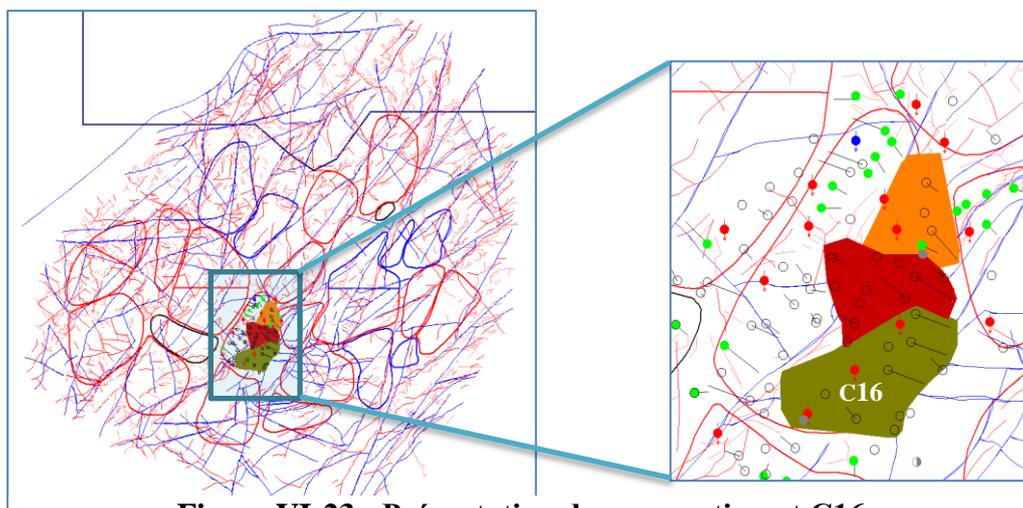


Figure VI-23 : Présentation du compartiment C16

VI.4.2.2 Input paramètres réservoir :

- Un No = **39,2** Millions de sm³ d'huile
- Swi = 12%
- Porosité moyenne : 8.8%
- Compressibilité de la roche = $3,5 \times 10^{-5} \text{ (cm}^2 \cdot \text{kg}^{-1})$

VI.4.2.5 Les graphes associés au KPi :

VI.4.2.5.1 KPi performance du Tank C16 :

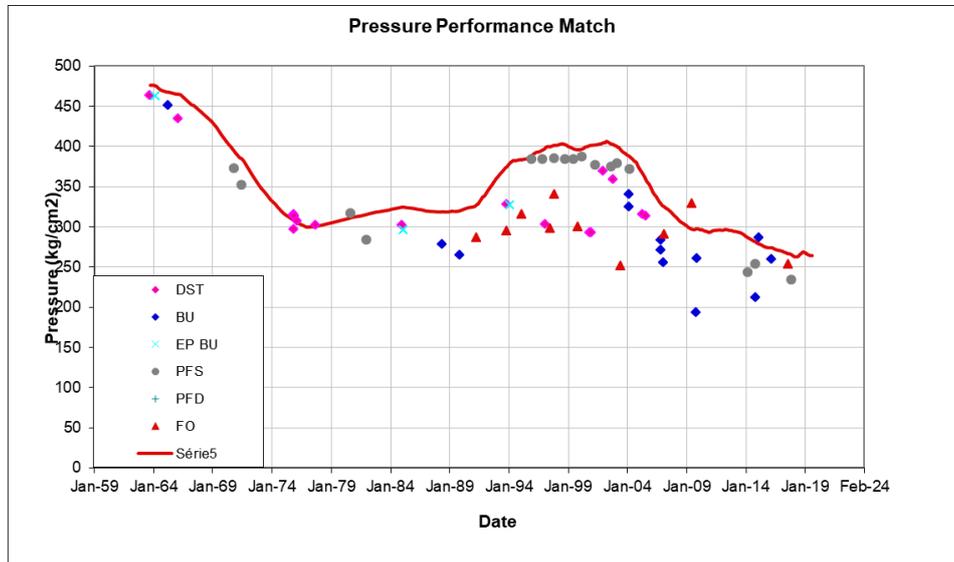


Figure VI-26 : Graphe de \bar{P} VS Date et $P_{mesurée}$ VS Date

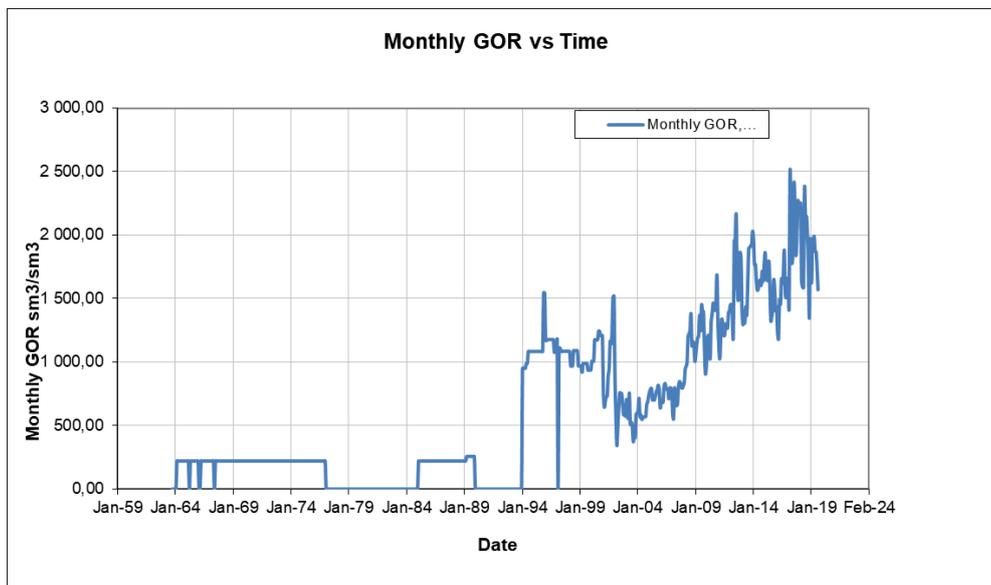


Figure VI-27 : Graphe de $GOR_{mensuel}$ VS Date

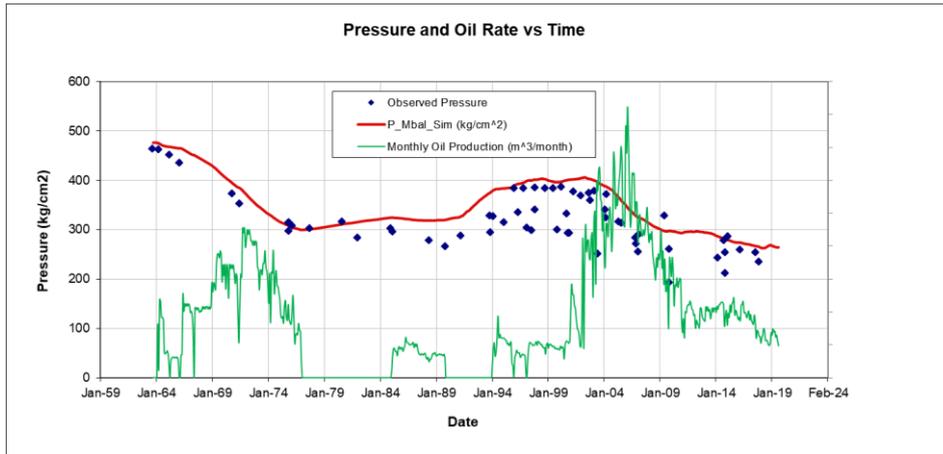


Figure VI-28 : Graphe de \bar{P} et $P_{mesurée}$ VS Date et débit VS Date

VI.4.2.5.2 KPi pour analyse de l'injection dans le C11

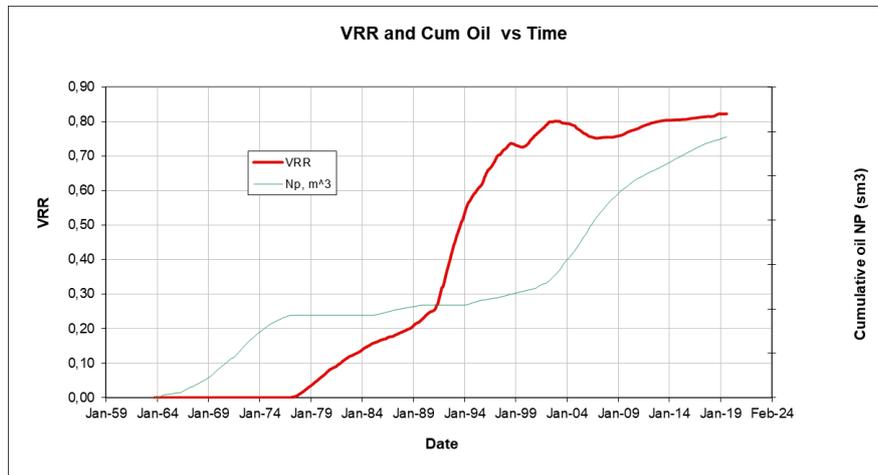


Figure VI-29 : Graphe de VRR_{cum} VS Date et $N_{P,cum}$ VS Date

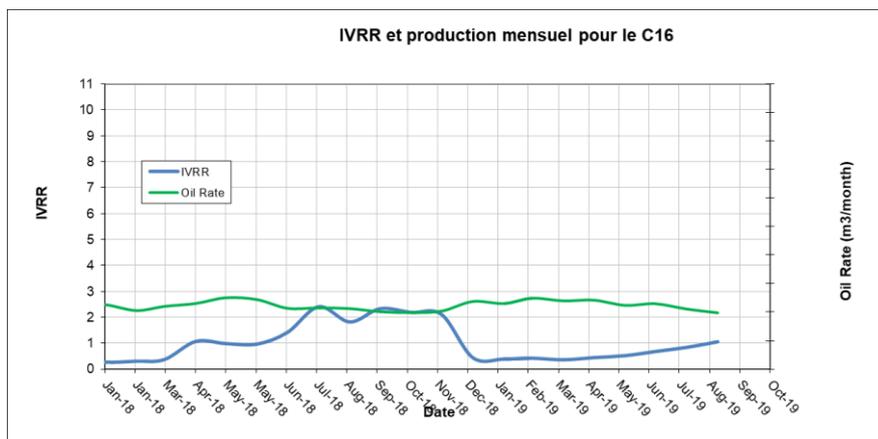


Figure VI-30 : Graphe de $IVRR$ VS Date et $N_{p,mensuel}$ VS Date

VI.4.2.5.3 KPi pour estimer le besoin en gaz d'injection dans la période n.

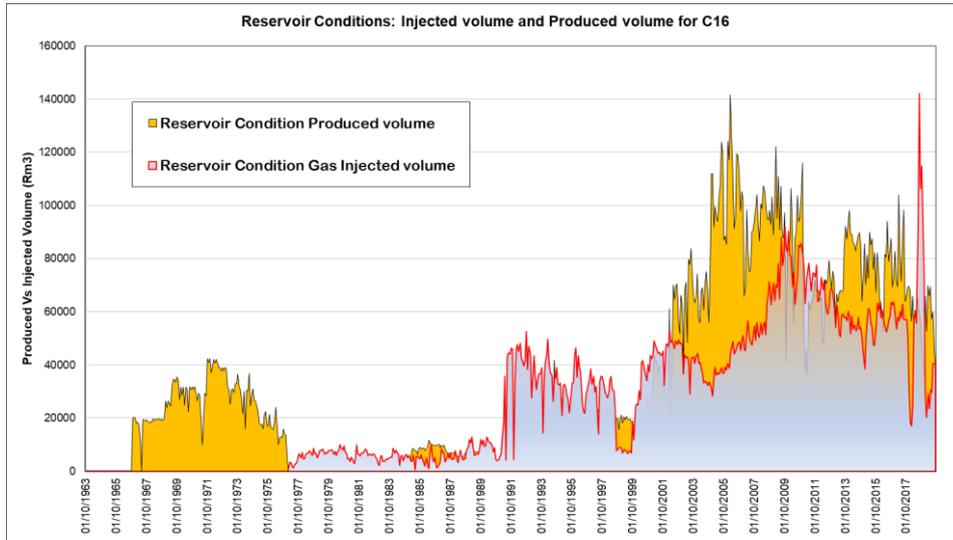


Figure VI-31 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date

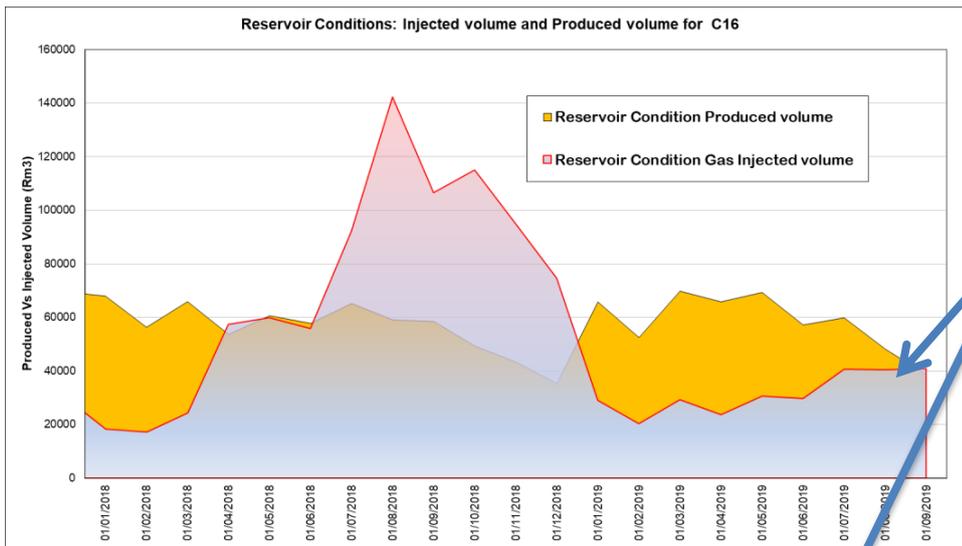


Figure VI-32 : Graphe de G_{inj} VS date et N_p VS date

Le manque à injecter est déduit par soustraction des deux volumes en condition fond Injecter – produit = 2059 rm3/mois (si le IVRR =1)

Si le IVRR =1.2 (supposé)

Le volume de ce gaz en condition surface =

$$40775 \cdot (20\%) / B_g$$

$$(@pres=225.2) = 8155 / 0.004435 = 1838783 \text{ sm}^3/\text{mois} = 61\,293 \text{ sm}^3/\text{j}$$

IVRR	Delta Gi	Bg	Reservoir Condition Gas Injected volume	Bo	Delta Np	Bg	Delta Gp	Rs	Delta Wp	Reservoir Condition Produced volume	IVRR	Support Status
2,41	#####	0,004422	142220,5	1,799	5 727,7	0,004422	12 090 315	184	0,0	59107,74688	2,40612302	83112,8
1,82	#####	0,004406	106463,6	1,798	5 601,5	0,004406	12 030 005	184	0,0	58533,52242	1,81884759	47930,0
2,33	#####	0,004384	115032,0	1,797	5 060,1	0,004384	10 118 731	184	0,0	49369,16934	2,330037	65662,8
2,19	#####	0,004366	94883,4	1,797	4 913,9	0,004366	8 824 062	184	0,0	43408,70213	2,18581469	51474,7
2,11	#####	0,004353	74622,4	1,796	5 162,3	0,004353	6 953 786	184	0,0	35407,6711	2,10751936	39214,7
0,44	6 621 230	0,004365	28904,0	1,797	6 857,5	0,004365	13 519 751	184	0,0	65831,46775	0,43906007	-36927,5
0,39	4 635 760	0,004376	20286,8	1,797	6 492,0	0,004376	10 537 520	184	0,0	52554,57845	0,38601427	-32267,8
0,42	6 663 730	0,004390	29252,4	1,798	7 424,2	0,004390	14 238 190	184	0,0	69851,79306	0,41877861	-40599,4
0,36	5 380 610	0,004404	23696,3	1,798	6 964,8	0,004404	13 353 063	184	0,0	65862,689	0,3597831	-42166,4
0,44	6 941 810	0,004417	30662,6	1,799	7 093,2	0,004417	14 121 536	184	0,0	69368,85617	0,44202414	-38706,0
0,52	6 697 510	0,004426	29646,1	1,799	6 178,5	0,004426	11 657 121	184	0,0	57239,0639	0,51793473	-27593,0
0,68	9 150 020	0,004433	40562,0	1,799	6 462,9	0,004433	12 079 648	184	0,0	59904,86531	0,67710668	-19342,9
0,84	9 100 530	0,004436	40367,0	1,799	5 537,8	0,004436	9 651 921	184	0,0	48256,56605	0,836507	-7889,6
1,05	9 190 050	0,004435	40757,6	1,799	4 870,5	0,004435	7 645 941	184	0,0	38697,89236	1,05322571	2059,7

Figure VI-33 : Paramètres PVT et paramètres réservoir

Chapitre VI : Partie pratique

Le manque à injecter ou besoin de gaz (BG) est déduit par soustraction des deux volumes en condition fond.

Pour le Tank C16 :

Injecter – produit = 2059 rm3/mois. Pour le C16 on n'est pas en déficit sur IVRR mais sur le CVRR on l'est, Si on adopte la convention IVRR =1.2 (supposé), le volume de ce gaz en condition surface qu'il nous faut devrais compenser à 120% les 41000 rm3 qu'on produit en moyenne par mois

$$41000 * (20\%) / B_g (@pres=225.2) = 53085 / 0.004435 = 1\ 838\ 783\ sm^3/mois = 61\ 293\ sm^3/j$$

Donc le BG = 61 293 sm3/j, en utilisant la matrice de décision on saura comment distribuer ce gaz sur les puits injecteurs du C16.

Matrice de décision pour le C11, C16 et tank avoisinant (donnés)

		Indice de contribution à l'injection pour un compartiment donné			Indice de maintien de pression	
(*) BG	Besoin en gaz calculé par utilisation du Bilan au fond		Injecteur à forte incidence		--	Declin de pression sévère
Rp	GOR de production		Injecteur à moyenne incidence		Δ	Maintien
HMD	Hassi Messaoud		Injecteur à faible incidence		+	Pression supportée
RF	Recovery factor					
AF	Allocation Factor					
	Compartiment	16	11	7	3	18
	Zone de HMD	20A	20A	20A	2N	20A
	Dernière Pression du réservoir @T3 2019	218	255	218	238	240
	Declin/Maintien durant T3 2019	--	Δ	Δ	-	+
	Dernier Rp (v/v)	1800	1750	450	1350	750
	production Mensuelle moyenne @ T3 2019 (m3)	9000	17500	2000	5500	10000
	RF (compartiment) @T3 2019	14,6%	35%	19%	20%	25,0%
	CVVR @T3 2019	0,82	0,901	1,1	1,02	0,98
	IVRR @T3 2019	0,86	0,57	0,78	1,3	1,07
						Somme Facteur d'allocation (AF)
Injecteurs						
1	MD160IG	0,08	0,62	0,3		1
2	MD384IG	0,89		0,11		1
3	MD88IG	0,73	0,18	0,09		1
4	MD159IG					0
5	MD578IG					0
6	MD225IG				0,45	0,45
7	MD123IG		0,22		0,27	0,49
8	MD489IG					0
9	MD571IG				1	1
10	MD177IG				1	1
11	MD89IG				0,37	0,37
12	MD29IG			1	0	1
13	MD168IG			0,3		0,3
14	MD662IG					0
Conclusion		Inject ++	Inject +	Inject +	Inject ++	Same Inject
Besoin de gaz par jour		61 293 sm3/j	338 920 sm3/j			
Instruction		répartir le BG* sur MD384IG et MD88IG	Injecter BG* sur MD160IG	Injecter BG(*) sur MD29IG	Injecter BG(*) sur MD89IG	
Interpretation et feuille de route		Le C16 est un compartiment de faible performance (faible potentiel réservoir) dont le CVRR est encore inférieur 1 + la pression decline, par conséquent on injecte pour rattraper le retard induit au bilan Intake -Outtake et pour maintenir la pression du réservoir + Son Rp=1800 est conséquent, d'où le besoin de revoir le schéma d'injection / de perforation	Le C11 est un compartiment à bonne performance (RF=35%), son CVRR est de 0,901 mais son IVRR est déficient, il faut absolument injecter pour le garder et maintenir sa performance			

Figure VI-34 : La matrice de décision finale

Comme expliqué précédemment la matrice nous permet de redistribuer le gaz qui manque à l'injection d'une manière rationnelle et optimale.

*Conclusion et
recommandation*

Conclusion :

A l'issue de cette étude nous avons pu proposer une solution a deux problèmes purement pratiques qui relèvent du domaine du reservoir management et plus particulièrement de l'optimisation de l'injection du gaz non miscible dans un réservoir d'huile. Le premier problème est celui du volume de gaz nécessaire au système, le second est la distribution optimale de celui-ci à travers les injecteurs.

Le workflow proposé a été appliqué pour une partie de la zone 20A du champ de Hassi Messaoud. Les étapes clé du workflow sont :

- L'exercice d'identification des compartiments,
- La détermination des contributions de chaque puits producteurs ou injecteurs (Allocation Factors) via un code sur Excel qui calcule la pression moyenne du réservoir en utilisant la méthode bilan matière et aussi le besoin de gaz pour compenser le manque à injecter sur chaque compartiment,
- L'élaboration d'une matrice intuitive de décision qui nous aidera a distribué le gaz rationnellement et judicieusement en respectant des critères d'optimisation et de performances du réservoir (KPI)

L'étude a permis d'optimiser la distribution du gaz d'injection pour les compartiments C11 et C16 de la zone 20A, en effet l'étude a démontré que le besoin de gaz additionnel d'injection est de :

- 61293 sm³/j devrait être injecté en plus sur les puits MD384 et MD88 du C16, proportionnellement à leur facteur d'allocation : 89% et 73%
- 338920 sm³/j devais être injecté en plus sur le MD160

Recommandation :

Le code de calcul utilisé pour ce travail peut être amélioré sur plusieurs axes, une bonne partie du travail (compartimentation, analyse KPI, Calage) est faite manuellement, bien évidemment elle requière de l'utilisateur une parfaite assimilation de beaucoup de notions du reservoir engineering et de la simulation reservoir en général. L'introduction des algorithmes d'optimisation, d'intelligence artificiel et les nouvelles techniques de coding avec machine learning algorithms sur python et autres contribuerons à rendre le workflow plus facile à appliquer et à généraliser pour tout le champ de Hassi Messaoud, l'actuel version est cohérente mais requiert le recoupement de longues interprétations qu'un code plus élaboré pourra raccourcir.

Bibliographie

Bibliographies

- [1] L.P.Dake. - The Practice of Reservoir Engineering. Edition Elsevier. Edinburgh Scotland (premiere edition1994).
- [2] Etude Franlab de la Zone 20A.
- [3] R.Cossé. - Techniques d'exploitation pétrolières. Le Gisement, Edition Technip.
- [4] M.Latil. - Cours de production. La récupération assistée, Edition Technip.
- [5] Tarek Ahmed. - Reservoir engineering handbook.
- [6] Tarek Ahmed. – Hydrocarbon phase behavior.
- [7] M.A.Mian. - Petroleum engineering Handbook for practicing engineer vol1.
- [8] Aymeric Lozet -Hess GEA. - OFM Data Map and User Guide Par Reservoir engineer 2010
- [9] Howard B.Bradley. - Petroleum engineering handbook, Edition society of petroleum engineers 1987ISBN 1—55563-010-3
- [10] Jorge Avendano. - Viscoélasticité et récupération améliorée du Pétrole, Université Paris-Est, 2012. France.
- [11] Marco R. Thiele and Rod. Batycky. -Using Streamline-derived injection efficiencies for improved water flood management Streamsim Technologies.
- [12] Marco R. Thiele and Rod.P. Batycky. - Water injection optimization using a Streamline –based workflow; Streamsim Technologies.
- [13] OilField Manager Fundamentals. - Schlumberger, Edition: Schlumberger 2010
- [14] Society of Petroleum Engineers.-Copyright 2003, SPE 84080
- [15] Society of Petroleum Engineers. - SPE Reservoir evaluation and engineering; April 2006
- [16] Using Oil Field Manager (OFM).-Workflow Schlumberger Information Solutions July 5, 2012
- [17] F.Gravier. - Propriétés des fluides de gisement., Edition Technip, France, 1986.

Outil informatique

Logiciel OFM: Oil Field Manager.

Logiciel Mbal.

Excel.

Word.

Access.

Annexes

Les propriétés essentielles de l'huile brute :

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés.

La reconnaissance des propriétés physiques du pétrole est une importance primordiale soit dans le domaine théorique ou pratique ainsi que dans la résolution des problèmes en génie de réservoir.

Les propriétés essentielles du pétrole brut sont :

❖ GOR (gas oil ratio):

C'est le volume du gaz dans les conditions standards qui peut être dissout dans une unité de baril d'huiles dans les conditions de surface.

GOR totale : quantifie le volume de gaz dissout et le volume de gaz libéré qui produisent avec l'huile.

$$\text{GOR} = \frac{V_g}{V_o} = \frac{\text{Volume de gaz produit dans les conditions STD}}{\text{Volume d'huile produit dans les conditions STD}}$$

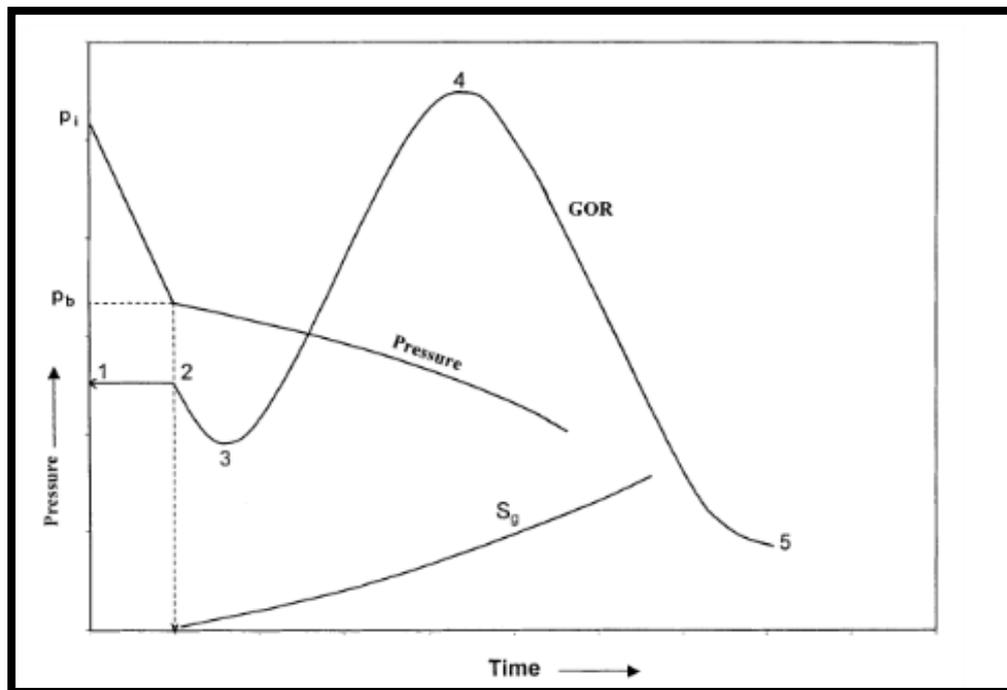


Figure: variation du GOR en fonction du temps

GOR de dissolution R_s :

$$R_s = \frac{V_{gst}}{V_{ost}} = \frac{\text{Volume de gaz dissout produit dans les conditions STD}}{\text{Volume d'huile produit dans les conditions STD}}$$

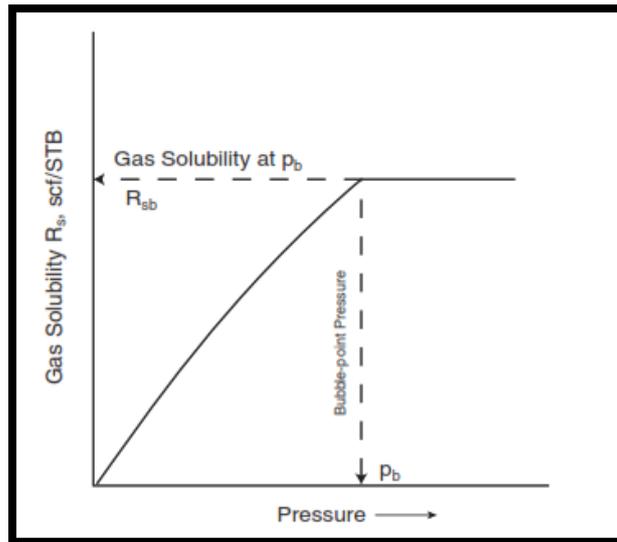


Figure : La variation du R_s en fonction de la pression

❖ **Le facteur volumétrique :**

Le symbole B_o correspond à oil bulk volume (huile apparente). C'est le rapport de volume d'huile dans les conditions de réservoir sur le volume d'huile dans les conditions standards. Il s'exprime en baril par standard baril.

Le facteur volumétrique du fond est toujours supérieur à l'unité même si il n'y a pas du gaz dissout, en effet l'influence de la température est plus importante que celle de pression.

$$B_o = \frac{V_{res}}{V_{st}} = \frac{\text{Volume de gaz produit dans les conditions de réservoir } P_{res}, T_{res}}{\text{Volume d'huile produit dans les conditions STD}}$$

Il a pour but de convertir le volume dans les conditions de réservoir aux conditions de surface ($P=14.7$ psia, $T=520^\circ R$).

Le B_o est en fonction de la pression ; pour un réservoir sous saturé, le FVF augmente avec la diminution de la pression jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale dans la pression de bulle due à l'expansion d'huile, puis il diminue avec la diminution de la pression (le gaz dissout est libéré).

Le facteur volumétrique total du fond B_t qui est le rapport de volume de mélange dans les conditions du fond et le volume d'huile dans les conditions de surface.

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

Avec :

B_g : facteur volumétrique du gaz.

R_{si} : GOR de dissolution à la pression initiale.

R_s : GOR de dissolution à la pression de réservoir.

La divergence entre les deux courbes FVF et FVF total lorsque la pression est au-dessous de la pression de bulle représente le volume de gaz libéré dans les conditions de réservoir.

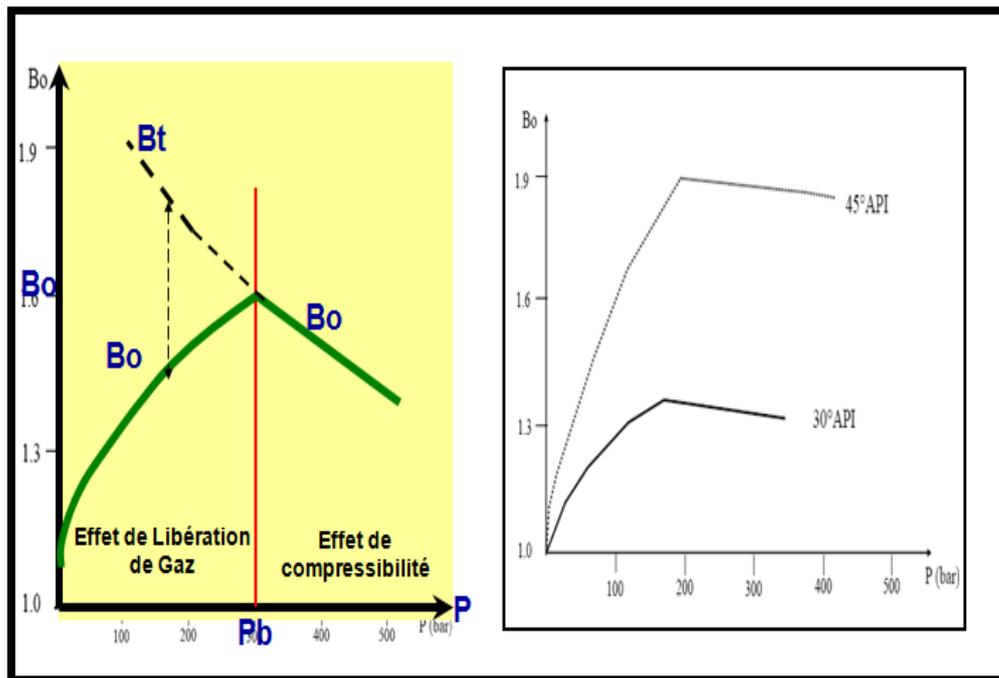


Figure :Variation du B_o et B_t en fonction de la pression

❖ **La pression de bulle (P_b) :**

Elle est définie comme étant la pression correspondante à l'apparition de la première bulle de gaz quand on part d'un état liquide. Elle peut être déterminée soit expérimentalement à l'aide d'une expérience d'échantillonnage au labo (libération flash), ou on utilisant les corrélations : $P = f(R_s, \gamma_o, API, T)$

*Standing

*Vasquez and Beggs

*Glaser

*Marhoun

*Petrosky and Farshad

❖ **La compressibilité d'huile :**

La compressibilité de huile est utilisée pour résoudre plusieurs problèmes en réservoir ingénierie, elle est aussi un moyen de calcul des propriétés physiques d'une huile sous saturé. Mathématiquement elle est définie comme suit :

$$C_o = -\frac{1}{V} \times \left(\frac{dV}{dP} \right)_T = \frac{1}{B_o} \times \left(\frac{dB_o}{dP} \right)_T$$

$$C_o = \frac{1}{\rho_o} \times \left(\frac{d\rho_o}{dP} \right)_T$$

Où:

C_o : compressibilité isotherme, 1/psi

ρ_o : masse volumique d'huile lb/ft³

Annexe : Les propriétés des huiles et du gaz et de la formation

B_o : Facteur volumétrique du fond, bbl/STB.

A la pression au-dessous de la pression de bulle : la compressibilité est définie comme suit :

$$C_o = \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial p}$$

B_g : facteur volumétrique du gaz exprimé en bbl/scf.

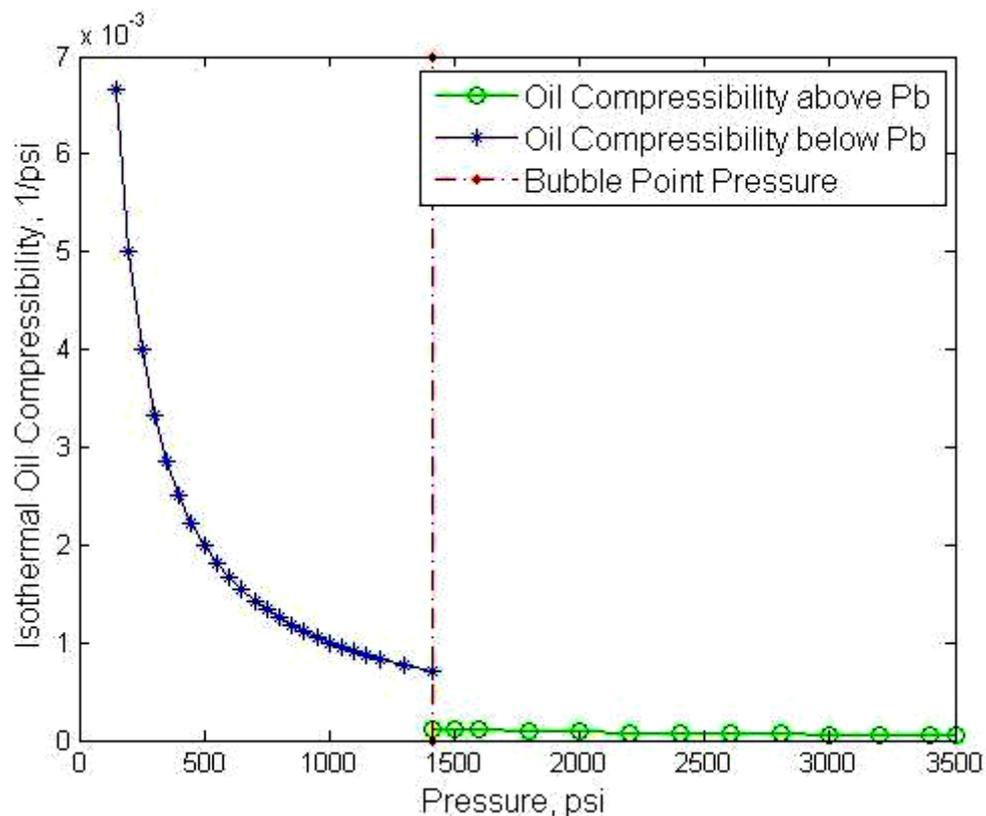


Figure : Variation de C_o en fonction de la pression

Les propriétés essentiels du gaz :

❖ Le facteur de compressibilité (Z) :

Le facteur de compressibilité représente la déviation du comportement des gaz réels par rapport des gaz parfaits. Il est égal à 1.0 pour un gaz parfait. Pour un gaz naturel, le facteur de compressibilité Z varie avec la pression et la température.

Pour une température donnée, il tend vers 1.0 lorsque la pression tend vers zéro, le comportement du gaz se rapproche alors de celui d'un gaz parfait.

Lorsque la pression augmente, il passe par un minimum avant de croître pour les pressions élevées.

En l'absence de mesures expérimentales, le facteur Z peut être estimé soit à partir de :

Annexe : Les propriétés des huiles et du gaz et de la formation

Les corrélations suivantes :

- * Corrélation de Hall- Yarbarough (1974).
- * Corrélation de Dranchuk- Abou Kassem (1975).
- * Corrélation Hall- Yarbarough (1974).

Ou par une méthode graphique (abaques de standing et katz) à l'aide des paramètres pseudo réduits ou par les équations d'états voir

❖ Facteur volumétrique d'un gaz (B_g) :

Les quantités de gaz dans les réserves en place, débit, et productions cumulés, sont exprimées en volumes standard correspondant à des conditions de pression et de température déterminées, son unité (rcf/scf). la formule plus courante pour la détermination du rapport de volume est :

$$B_g = \frac{V_g(p, t)}{V_{gsc} \cdot (p_{atm}, 15^\circ C)}$$

Pour ces conditions, on admet que $Z_{std} = 1$

Pour passer du volume à P et T au volume standard, on utilise le facteur volumétrique B_g :

$$B_g = \frac{P_{std}}{P} \cdot Z \cdot \frac{T}{T_{std}}$$

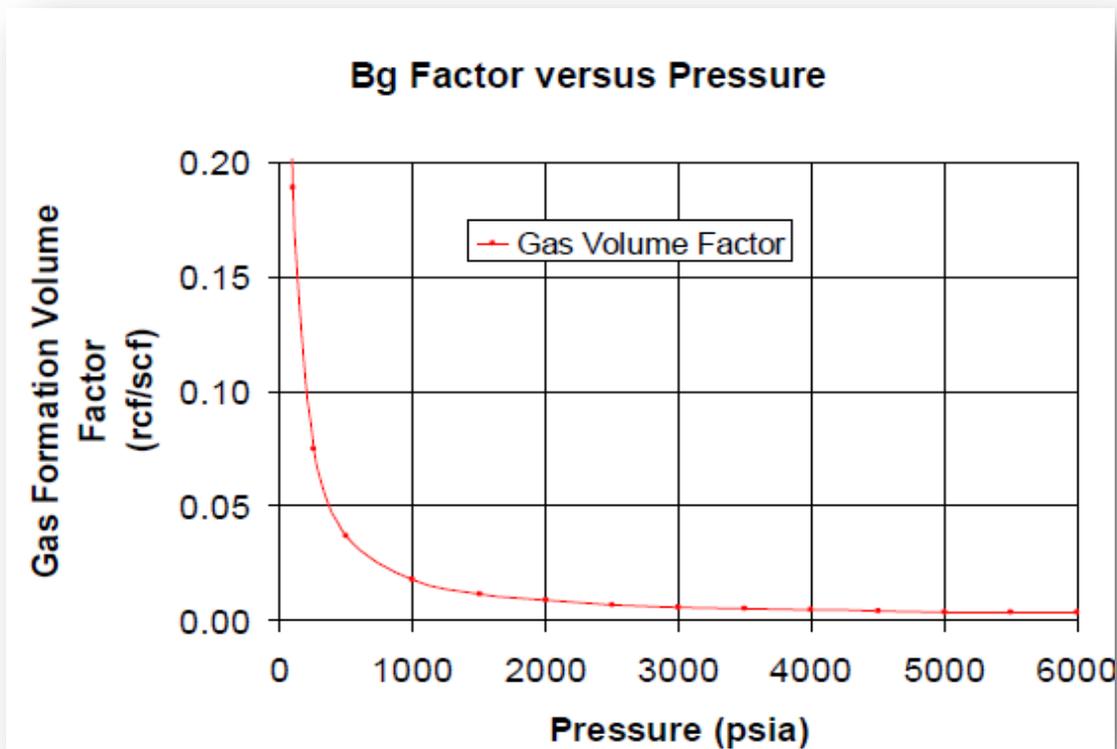


Figure : Variation du facteur volumique de gaz en fonction de la pression.

Annexe : Les propriétés des huiles et du gaz et de la formation

❖ La compressibilité de gaz (C_g) :

Par définition la compressibilité du gaz à une température constante est la variation Du volume par unité de volume pour un changement unitaire de pression.

La compressibilité de gaz est donnée par la formule :

$$C_g = -\frac{1}{V} \times \left(\frac{dV}{dP}\right)_T = \frac{1}{B_g} \times \left(\frac{dB_g}{dP}\right)_T$$

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \times \left(\frac{dZ}{dP}\right)_T$$

Tel que :

C_g : compressibilité isotherme , 1/psi

Z: facteur de compressibilité du gaz.

B_g : Facteur volumétrique du fond, rcf/scf

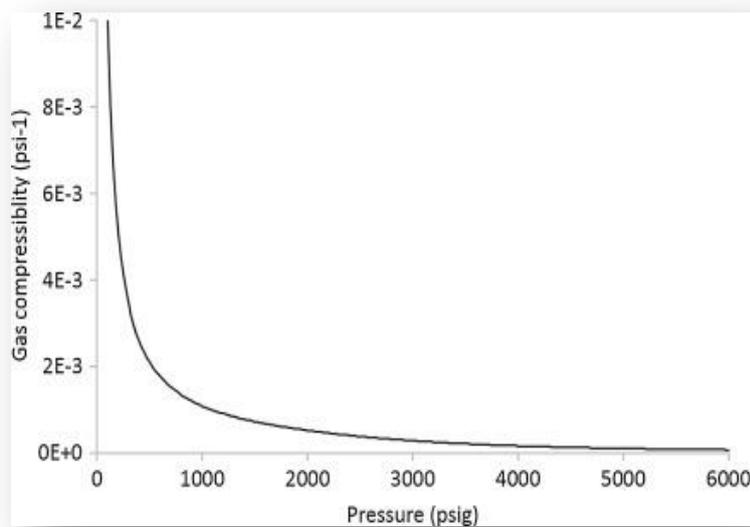


Figure : Variation de la compressibilité du gaz en fonction de pression

Les propriétés essentielles de la formation :

❖ La porosité :

Le paramètre principal décrivant un milieu poreux est la porosité, Qui varie donc de 0 (solide plein) et 1 (volume complètement vide). Définie par :

$$\phi = \frac{V_P}{V_t}$$

Annexe : Les propriétés des huiles et du gaz et de la formation

Tel que :

$$V_t = V_p + V_g$$

V_p : volume total des pores ou des vides.

V_g : volume total des grains.

V_t : volume total apparent du milieu poreux.

❖ La saturation :

Est un paramètre essentiel dans un milieu poreux, il est calculé par la formule suivante :

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Tel que :

S_f : Saturation en fluide : eau, huile , gaz.

V_f : Le volume du fluide.

V_p : le volume des pores.

❖ La compressibilité :

Est un paramètre essentiel de la roche, il est donné par la formule suivante :

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \cdot \left(\frac{dV_r}{dP}\right)_{t=const}$$

$$C_r = \frac{1}{\phi} \cdot \left(\frac{d\phi}{dP}\right)_{t=const}$$

Tel que :

C_r : la compressibilité de la roche en 1/ psi.

V_r : le volume de la roche en ft³.

P : la pression du réservoir en psi.

ϕ : la porosité de la roche en (%).