

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

Aouissi Maroua / Benzaoui Ahmed Adib

-THEME-

**Optimisation de l'injection de gaz miscible par simulation
avec logiciel Nexus**

Soutenue

publiquement le :

11/06 /2023Devant

le Jury :

Examineur:	Khabaz Mohamed El Ghali	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Président :	Sid Rouhou Hadj Mohamed	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur :	Hafssi Fadhila	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur

***Dr: Hafsi Fadhila** pour ses conseils judicieux, ses orientations et ses remarques qui nous ont été précieuses.*

*Nous exprimons nos sincères remerciements au **Mr. Sid Rouhou Hadj Mohamed** et **Mr. Khabaz Mohamed El Ghali** pour avoir accepté de Jury ce travail.*

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des Enseignants du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont contribué à notre formation durant tout le cursus universitaire.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements au personnel du groupement BERKINE et particulièrement :

Mr. ARIFE Taher, Mr. BELLOUT Abdelheq, Mr. Samir, Mr. KHAMGANI Soufien, Mr. Ibrahim

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de Loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

Dédicaces

C'est avec un grand plaisir que je dédie ce travail :

*A l'être le plus cher de ma vie qui ma bénie par ces prières l'adorable **MAMA**,
pour son amour, ses encouragements et ses sacrifices.*

*L'héro de ma vie qui s'est changé la nuit en jour pour m'assurer les bonnes
conditions cher **PAPA**, pour son soutien, son affection et confiance.*

*A mes chères sœurs **MILED & RAOUANE** et mon petit frère **MOHEMMED
RAMZI**, je vous remercie pour le soutien moral et l'encouragement que vous
m'avez accordés.*

*A l'âme de mon deuxième père **PAPA LAHBIB** qui est toujours présent dans
mon esprit et mes prières.*

*A mon binôme **MAROUA** pour sa patience et sa compréhension tout au long
de ce mémoire.*

*A mes proches, **BACHIR, YOUNES, RAID, DALAL, OUMI, ZAKI** qui ont
chaleureusement supporté tout au long de mon parcours.*

*A **MOHAMMED, AMIRA, DJOUMANA, DHIAA DINE, ABD ELGHANI**
mes chères frères et sœurs d'allaitement pour leurs encouragements.*

*A mes grandes mères, mon grand-père, mes tantes et oncles et toute ma famille
qui occupent une place dans mon cœur.*

*A mes meilleurs amie **Haider, Ahmed, Housseme**, qui ont toujours dans ma
coté.*

Merci Ahmed...

Dédicaces

A ma raison de vivre, aux prunelles de mes yeux, mes parents à qui

Je dois tout

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

*A ma très chère mère SALIHA, qui me donne toujours l'espoir de vivre
et qui n'a jamais cessé*

Merci Papa ABD ELHAFIDE pour ses encouragements, son soutien,

Surtout pour son amour

et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes chères Sœurs : Razika, Douaa, Hadjer.

Mes chères frères : Himo, Amin, Mohammed.

Mes amours à qui Je souhaite tout le

Succès et bonheur du monde.

*A mes amis et à mon binôme Adib, merci pour cette merveilleuse
collaboration.*

Merci Maroua....

الملخص

تلعب عملية حقن الغاز دورًا رئيسيًا في عملية الإزاحة القابلة للامتزاج حيث يتطلب تحقيق الحد الأدنى من الضغط القابل لتميع الغاز في حقل النفط إدارة جيدة على جميع المستويات و الحفاظ على توازن كاف بين الحقن والإنتاج ، ومن الضروري ضمان الأداء السليم للأبار المنتجة وآلية الحقن.

يهدف هذا العمل إلى تحسين الوضع الحالي للخزان وبالتالي ضمان اختلاط أفضل من أجل تحسين حقن الغاز القابل للامتزاج وإدارة الخزان المقترح و تقييم النتائج للحصول على معدلات استرداد مربحة في مكن حاسي بركين ، من خلال تحليل التشخيص

حيث اعتمدنا على انشاء محاكاة باستخدام برنامج نكسيس لتركيب ضاغط من أجل التنبؤ باداء الخزان حيث حيث تحصلنا علي 7 مليون برميل اضافية و زيادة تقدر ب6 بالمئة من معدل الانتاج من سنة 2024 إلى 2036.

الكلمات المفتاحية: الغاز الممتزج ، المحاكاة ، تحسين معدل إنتاج ، الاسترداد العالي ، الضغط الأدنى للدوبان حقن الغاز نموذج ديناميكي موازنة

Résumé

Notamment l'opération d'injection de gaz, joue un rôle majeur dans le processus de déplacement miscible, et la réussite de l'atteinte de la pression minimale de miscibilité dans un champ pétrolier nécessite une bonne gestion à tous les niveaux. Un équilibre adéquat entre l'injection et la production doit être maintenu au niveau du champ, et il est essentiel d'assurer le bon fonctionnement des puits producteurs et injecteurs.

Ce travail a pour objectif d'améliorer l'état actuel du réservoir et assurer par la suite une meilleure miscibilité afin d'optimiser l'injection de gaz miscible et le management du réservoir pour obtenir des taux de récupération rentables dans le réservoir de Hassi Berkine (BKNE-B), en analysant l'approche diagnostique proposée, par l'évaluation des résultats. Ou on a basé sur l'établissement d'une simulation (logiciel nexus) pour l'installation d'un compresseur afin de prédire l'évolution des performances de réservoir qui montre par un volume supplémentaire de 7 MMSTB avec une augmentation de 6% de taux de récupération de 2024 à 2036.

Mots Clés: Gaz Miscible, Pression Miscible Minimale (MMP), Simulation par nexus, Optimisation, Récupération tertiaire, injection de gaz, model dynamique, calibrage.

Abstract

The gas injection operation, in particular, plays a major role in the miscible displacement process, and the successful achievement of minimum miscibility pressure in an oil field requires good management at all levels. A proper balance between injection and production must be maintained at field level, and it is essential to ensure the smooth operation of producing and injecting wells. This work aims to improve the current state of the reservoir and subsequently ensure better miscibility in order to optimize the injection of miscible gas and the management of the reservoir to obtain profitable recovery rates in the Hassi Berkine reservoir. (BKNE-B)

by analyzing the proposed diagnostic approach, by evaluating the results. We based on the establishment of a simulation (nexus) for the installation of a compressor in order to predict the evolution the reservoir performance which has an addition of 7 MMSTB with 6% of recovery factor from 2024 to 2036.

Keywords: Miscible Gas, Gas Injection, Minimum Miscible Pressure, Optimization, Tertiary Recovery, Simulation par nexus ,Dynamique Model , Calibration .

TABLE DE MATIÈRE

Sommaire

Résumé	V
TABLE DE MATIÈRE	X
LISTE DE FIGURE.....	XI
LISTE DES TABLEAUX.....	XII
ABRÉVIATION.....	XIII
INTRODUCTION GENERAL	XVI
CHAPITRE I : PRÉSENTATION DU CHAMP D'ÉTUDE	
I.1. Situation géographique du champ Hassi Berkine	2
I.2. Cadre géologique du bassin de Berkine	3
I.3. Description de champ hassi-berkine	4
I.4. Le bassin berkine	5
I.5. Description de la série stratigraphique	6
I.6. Spécification de BKNE-B (la zone étudiée)	7
I.6.1. Champ De BKNE-B	7
I.6.2 Propriétés et caractéristiques petro-physiques de fluide et de la roche	9
I.6.3. Le réservoir TAGI (Triassic Argilo Gréseux-Inferieur).....	10
CHAPITRE II: SYNTHÈS BIBLIOGRAPHIQUE	
Introduction	13
II.1. Mécanismes de récupération primaire	14
II.1.1. Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.....	14
II.1.2. Expansion monophasique d'huile et du gaz dissout (solution gas drive)	14
II.1.3.Expansion du gaz libre (gaz cap drive)	15
II.1.4.Expansion d'eau de l'aquifère (water drive)	16
II.1.5.Drainage par gravité	16
II.1.6.Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage	17
II.2. Méthodes de récupération assistée	18
II.2.1.Injection d'eau (water flooding)	18

II.2.2. Injection de gaz	19
II.3. Récupération améliorée ou tertiaire (EOR).....	20
II.3.1.Méthodes chimiques.....	20
II.3.2.Méthodes miscibles	20
II.3.3. Méthodes thermiques	20
II.4. Projet d'injection de gaz	20
II.4.1. Principes d'injection de gaz (déplacement miscible).....	20
II.4.2. Les facteurs important de projet d'injection.....	21
II.5. Configurations d'injection	23
II.5.1. Types D'opérations D'injection De Gaz	23
Conclusion :	26
 CHAPITRE III:LE PHENOMEN DE MISCIBILITE	
Introduction	28
III.1. La Définition de miscibilité	28
III.2. Systèmes ternaires	29
III.3.Diagrammes de pression/composition	30
III.4. Classification des déplacements miscibles	32
III.4.1.Miscibles au premier contact	31
III.4.2.Miscibles au multi contact	32
III.5.L'efficacité de déplacement miscible.....	35
III.6.La Détermination de la mmp par le test tube mince	35
Conclusion	37
 CHAPITRE VI : SIMULATION PAR NEXUS	
Introduction	39
VI.2.Matériels Et Méthodes	42
IV.2.1.Logiciel Nexus	42
IV. 2.2. Le Model Statique.....	43
IV. 2.3. L'output de model statique	43
VI.3.Mis à jour de model dynamique (History matching)	45
VI.4.La Prédiction (Forcase).....	48

VI.5. Calibration de model	49
VI.5.1. Calibrage des performances des puits producteurs	50
VI.5.2. Calibrage des performances des puits injecteurs	50
VI.6.L'évolution de pression de réservoir	51
IV.7.Résultat du model numerique de test slim tube de MMP.....	51
VI.8.Les résulta de simulation	52
VI.9: Estimation économique.....	58
Conclusion :	58
Recommandation :	60
Références	
Annexes	

LISTE DE FIGURE

Figure. I.1 :	Situation géographique du champ Hassi Berkine .	2
Figure. I.2 :	Cadre géologique du bassin de Berkine.	3
Figure. I.3 :	Carte représentatif du bloc 404	4
Figure. I.4 :	Les couches stratigraphiques du bloc 404.	6
Figure. I.5 :	La carte du champ BKNE-B.	7
Figure. I.6 :	Modèle de dépôt dans le TAGI	10
Figure. II.1 :	Stages de développement d'un champ pétrolier.	12
Figure. II.2:	Expansion d'huile et de gaz dissout.	14
Figure II .3 :	Expansion du gaz libre.	14
Figure II .4 :	Expansion d'eau de l'aquifère.	15
Figure II .5 :	Combinaison-drive réservoir.	17
Figure II .6 :	Injection d'eau.	18
Figure II .7:	Schémas réguliers d'injection	25
Figure II .8 :	Schéma d'injection groupée A.	26
Figure II .9 :	Schéma d'injection groupée B	27
Figure.III.1 :	Diagramme ternaire pseudo-composant typique a la pression et a la température spécifiées.	31
Figure III .2 :	Effet de la pression sur la miscibilité	31
Figure III .3 :	Miscibilité au premier contacte (FCMP)	33
Figure III. 4 :	Le Mécanisme de miscibilité par vaporisation de gaz	34
Figure III.5 :	Le Mécanisme de miscibilité par condensation de gaz	36
Figure III. 6 :	Schéma représentant le concept de l'enrichissement minimal de miscibilité	37
Figure III. 7 :	Schéma représentant le montage pour un test tube mince.	40
Figure III.8:	Résultats théoriques de tube mince.	41

LISTE DE FIGURE

FigureIV.1 :	Hypothèses de champ BKNE-B avec le compresseur.	45
FigureIV.2 :	l'ensemble du software utilisé avec nexus	47
FigureIV.3:	Calibration de model	54
Figure IV.4:	Le Calibrage des puits producteur d'huile.	55
Figure IV.5 :	Calibrage des puits injecteur de gaz	55
Figure IV.6 :	La Pression de réservoir de BKNE –B	56
Figure IV.7:	Test Sim tube mince.	56
FigureIV.8:	Evolution de pression de reservior moyen au cour de predition.	57
Figure IV.9:	le cumule d'huile de production	58
Figure IV.10:	La Prédiction de taux de récupération	58
Figure IV.11:	Cumule de volume de gaz d'injection	59
FigureIV.12:	La prédiction de VRR	60
FigureIV.13 :	La prédiction l'évolution de GOR	61
FigureIV.14 :	La prédiction de WCUT	62

LISTE DE TABLEAUX

1. Tableau I.1 : Caractéristiques Petro-Physiques De Fluide
2. Tableau I.2 : Les Fraction Molaire De Fluide De Réservoir
3. Tableau I.2 : Les Fraction Molaire De Gaz
4. Tableau I.3 : Caractéristiques Petro-Physiques De La Roche

LISTE DES ABRÉVIATION

GB: Groupement Berkine.

LNG: Liquid Natural Gas.

LPG: Liquid Petroleum Gas.

Mscf: Mile Standard Cubic Feet.

CPF: Central Production Facility.

HBN: Hassi Berkine North.

HBNS: Hassi Berkine North South.

HBNSE: Hassi Berkine North South East.

RBK: Rhourde Berkine.

QBN: Qoubba North.

BKNE: Berkine North East.

BKNE-B: Berkine North East-B.

HBNE: Hassi Berkine North East.

SFSW: Sif Fatima South West.

BBKS: Bir Berkine South.

BKE: Berkine East.

EKT: El Kheit ET Tessekha.

EME: El Merk East.

EMN: El Merk north.

EMK: El Merk.

MLSE: Menzel Lejmat South East.

MLN: Menzel Lejmat North.

BRN Bir Rebaa Nord.

LISTE DES ABRÉVIATION

TAGI: Triassic Argileux-Gresseux Inferieur.

MCM: Multiple Contact Miscibility.

MME: Minimum Miscibility Enrichment.

MMP: Minimum Miscibility Pressure.

GOR: Gas oil ratio Scf/bbl.

Bo: Facteur Volumétrique D'huile STB/STB.

Bg: Facteur Volumétrique De Gaz SCF/SCF.

WOC: Water Oil Contact.

FCMP: First Contact Miscible Pressure.

ED: Efficasite Deplacement.

NTG: Nette ToGross.

Op: Oil Producer.

Gi : Gaz Injecteur.

VRR : Voidage Replacement Ratio.

GC : Gaz Compresseur.

RF: Récupération facteur.

STOOIP: Standare Original Oil in Place.

BHP: Bottom Hole Pressure.

IOR : improved oil recovry.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

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 (le cas du champ Hassi Berkine), une récupération tertiaire est nécessaire.

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des nouvelles méthodes 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, pour augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou contraire, ou à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

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

Le projet d'injection de gaz miscible a haut pression mis en œuvre dans la zone BKNE-B en janvier 2010, Au début de l'injection, la quantité du gaz injecté dans le champ était de 35- 38 Mscf/day ce qui fournie une pression de réservoir moyenne de 5000 psi qui a reflété positivement à l'efficacité de projet d'injection, A partir de 2017 le réservoir présente un déclin de pression coïncider avec l'états actuel de partiel miscibilité de gaz injecté [2].

Ce travail a pour objectif, d'identifier les contraintes au succès de projet d'injection pour le maintien de pression de réservoir ainsi que l'optimisation de miscibilité de gaz injecter et d'obtenir des taux de production élevée.

la solution Proposée est de placer un compresseur à proximité du terrain pour comprimé le gaz afin d'avoir une pression et un volume d'injection stable et supérieur a la MMP au niveau des puits injecteurs ce qui induit vers une pression de réservoir stable.

Notre travail s'articule autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre porte une présentation du champ Hassi Berkine (la Situation, Cadre géologique et la description du champ) avec spécification de la zone étudiée.

Introduction Générale

Le deuxième chapitre : est consacré à définir les différents mécanismes de drainage naturel secondaire et tertiaire. Ensuite, la mise en évidence d'un projet d'injection de gaz miscible.

Le troisième chapitre : une étude théorique de phénomène de miscibilité, (le système ternaire, les types de miscibilité de gaz et en fin l'expérience de test tube mince pour déterminer la pression de réservoir correspondant à la pression minimale de miscibilité (MMP)).

Pour le dernier chapitre on a posé la problématique avec les causes et la proposition d'une étude de cas, Pour la validation de notre proposition on a fait une étude numérique de simulation du champ avec illustration de proposition.

Les résultats de prédiction seront exposés et commentés dans le reste du chapitre.

CHAPITRE I
PRÉSENTATION DU CHAMP D'ÉTUDE

I.1. Situation géographique du champ Hassi Berkine

Ce champ est situé dans le sud-est d'Algérie dans les territoires de la wilaya de Ouargla, à environ 380 km de la capitale de la wilaya, 115 km de la frontière tunisienne et 160 km de la frontière libyenne, le champ s'étend sur une superficie de 5095, 54 Km².

Le Groupement (Sonatrach-Anadarko) est actuellement présent sur deux blocs en Algérie (404 et 208) avec une superficie d'environ 5,5 millions d'acres (22500 km²). Les réserves de pétrole récupérables sont assez importantes.

Le bloc 404 est situé à 1100 km d'Alger, 300 km au sud-est de Hassi Messaoud, 114 km de la frontière tunisienne et 160 km de la frontière libyenne.

Le champ CPF est situé à 50 km au nord de l'Organisation Ourhoud, 60 km du champ de BRN (Bir Rebaa Nord) et 140 km de MLN (Menzel Ledjmet Nord) Il ya sept (7) stations satellites, quatre (4) au sud de CPF et trois (3) au nord, chacune d'elles collectant les fluides d'un groupe de cinq (5) a neuf (9) puits [3].

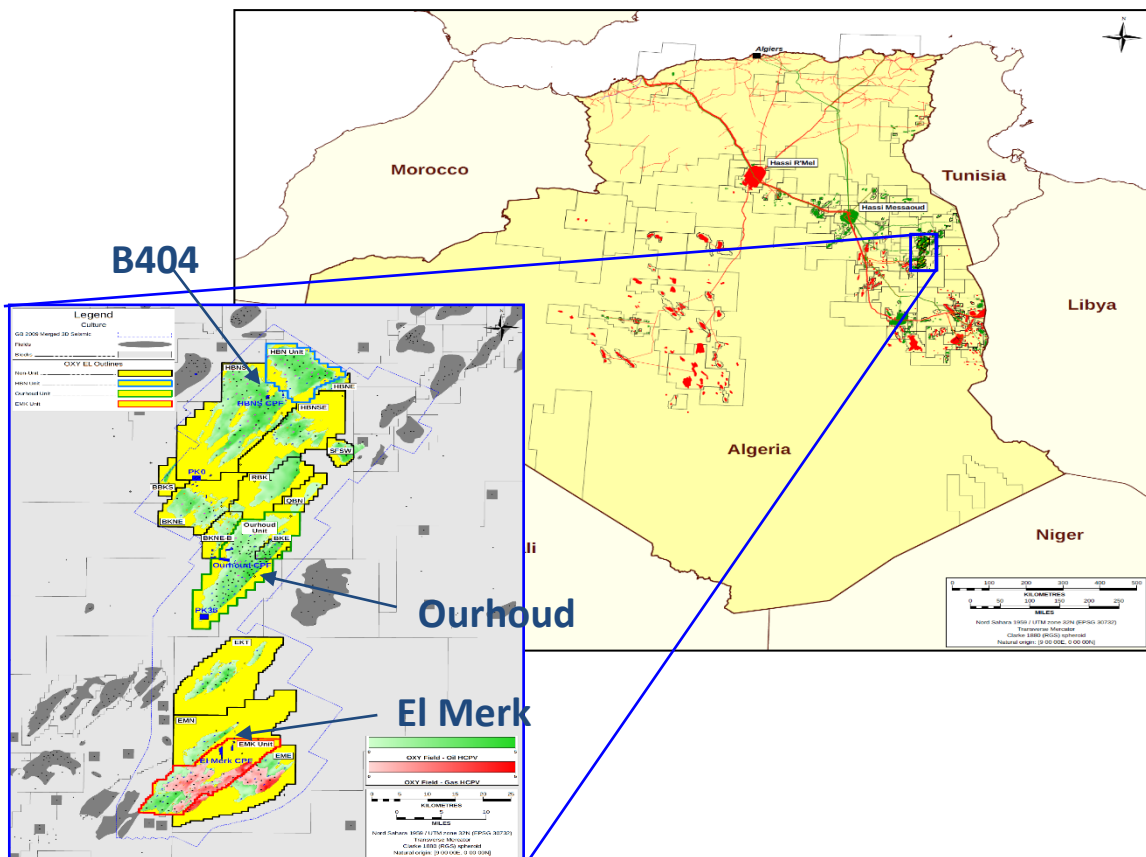


Figure. I.1 : Situation géographique du champ Hassi Berkine [3].

I.3. Cadre géologique du bassin de Berkine

Le bassin de BERKINE se situe dans la partie Est de la plateforme saharienne Algérienne en plaine Province orientale. Il est couvert en surface par de hautes dunes pouvant atteindre 300m ; alignées selon la direction NS (erg oriental) Cette zone d'étude est approximativement limitée :

- Par les longitudes $6^{\circ}30''$ - $9^{\circ}30''$ Est (méridien)
- Latitude (parallèle) $29^{\circ}00''$ – $32^{\circ}00''$ Nord [3].

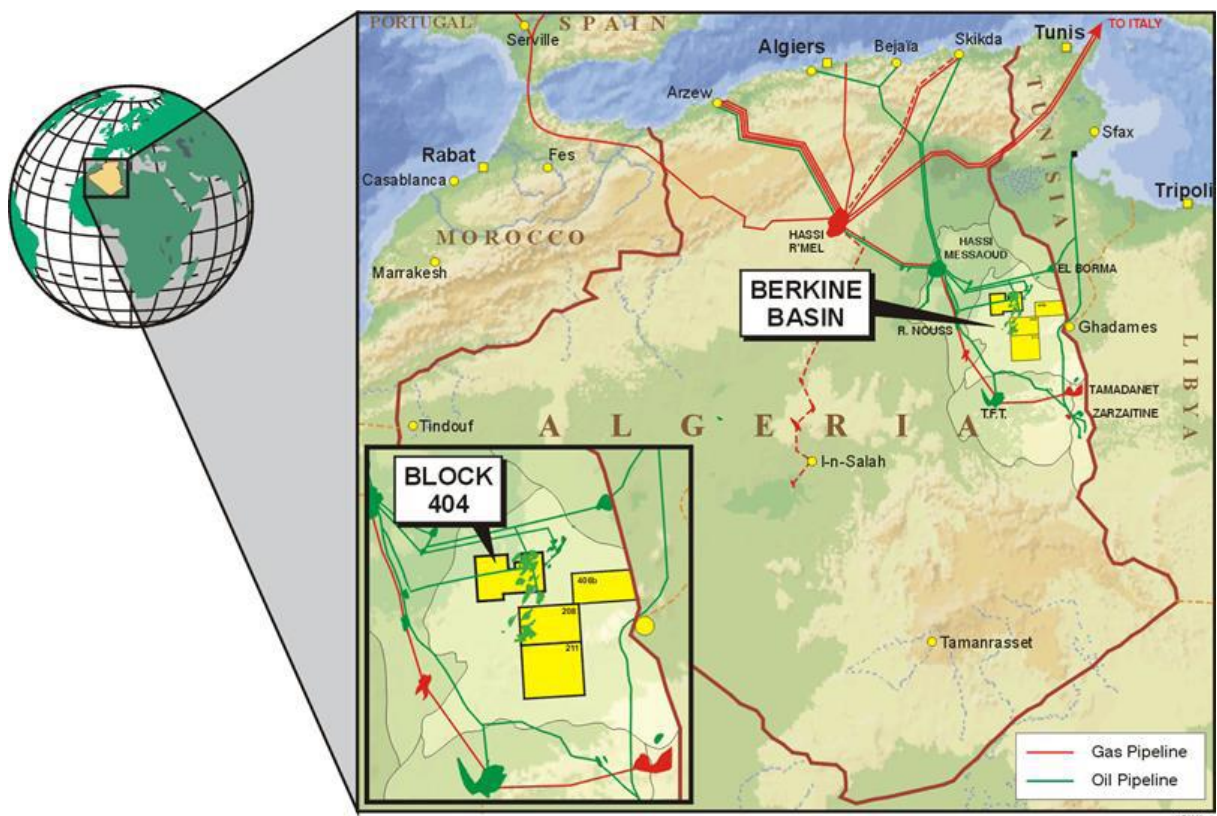


Figure. I.2: Cadre géologique du bassin de berkine [3].

I.2. Description de champ hassi-berkine

Le premier complexe Hassi berkine a été construit à la suite de l'accord de partenariat entre la société algérienne Sonatrach et la société américaine Anadarko en vertu de la loi No. 86-14 Du 19 août 1986 sur la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides dont le périmètre constituent les blocs 404, 245, 208, 211. [4]

La première construction a été réalisée entre 1996 et 1998, puis une autre extension a eu lieu entre 1999 et 2002. Le champ de Hassi Berkine contient : un CPF "Central Production Facility" les installations centrales de production pour le traitement des effluents des puits, un bloc administratif et une base de vie.

B404 constitue de 12 champs HBN, HBNS, HBNSE, HBNSE-12, RBK, QBN, BKNE, BKNE-B, SFSW, BKE, HBNE et BBKS. [4]

Tous les champs B404 produisent à partir du même réservoir (TAGI) sauf BKE-3 qui produit à partir de RKF. Différents plans de développement sont exécutés dans le B404 allant de l'épuisement (BKE-3, HBNSE-12), injection de gaz miscible complet (BKNE-B et SFSW), injection d'eau complète (RBK, HBNE, BBKS et QBN), développement WAG (HBN, HBNS, HBNSE et BKNE). Le champ B404 produit actuellement environ de 110 000 barils/jour [4].

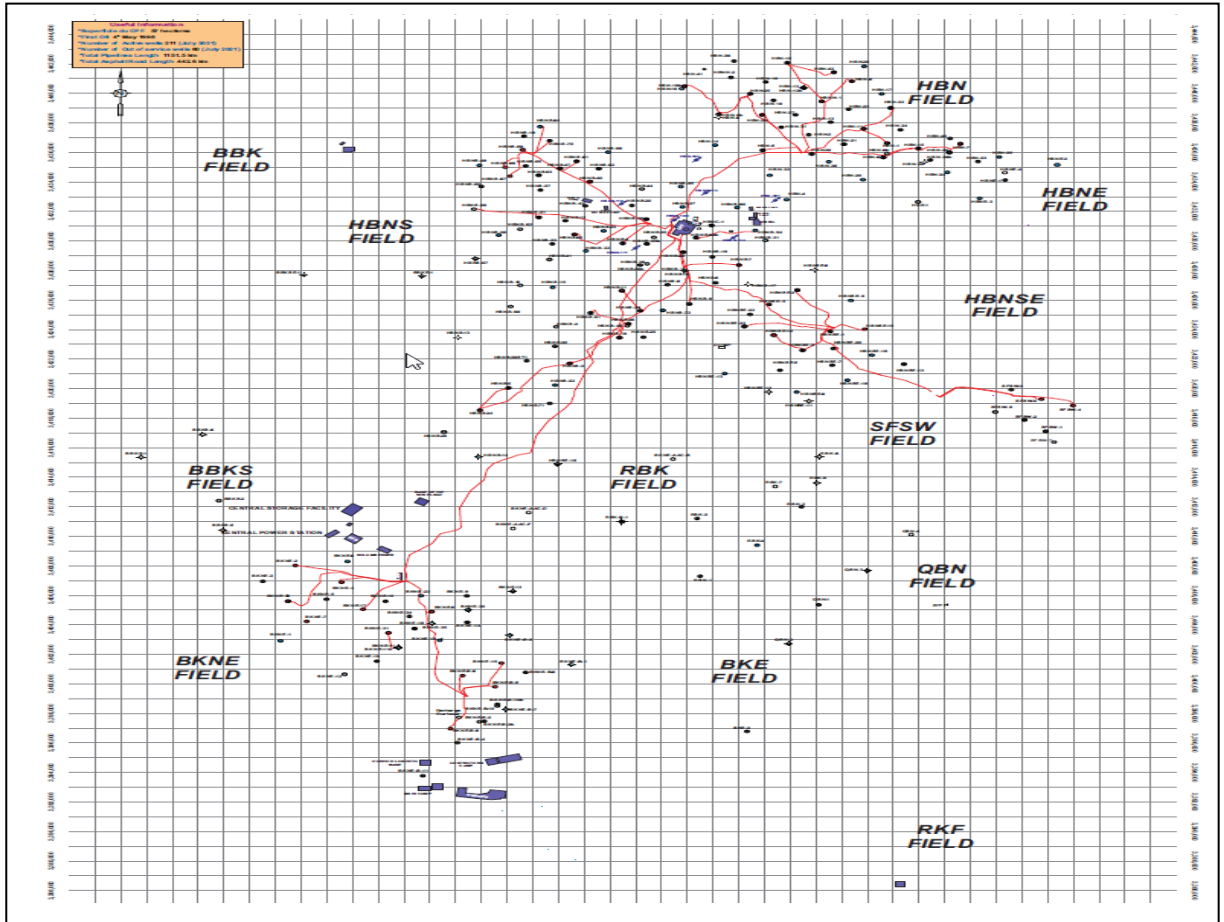


Figure .I.3 : Carte représentatif du bloc 404 [4].

I.4. Le bassin berkine

Le bassin de Berkine (Ghadames) est considéré comme un important gisement d'hydrocarbures dans l'est de l'Algérie. Les réserves de pétrole récupérables du bassin de Berkine sont estimées à plus de 3 milliards. Deux grands styles structuraux caractérisent le bassin de Berkine. Un style est dominé par des structures à failles inversées et caractérise la bordure ouest du bassin (structure Brides) et la crête El Biod-Hassi-Messaoud (Gassi El Adem, Nezla, Gassi Touil, Hassi Chergui, et d'autres). Cette forme de pièges a été formée par des mouvements de compression liés à l'autrichien et alpin (Pyrénéen). La dépression centrale à l'est est dominée par des blocs faillés levés initiés lors des mouvements de distension triassique-liassique. La formation du bassin a été fortement influencée par les mouvements tectoniques au cours du cambrien-ordovicien, du carbonifère-permien précoce, du trias-jurassique et du crétacé précoce et, dans une moindre mesure, du tertiaire [3].

I.5. Description de la série stratigraphique

Le bassin de Berkine fut affecté par le cycle orogénique hercynien qui a permis le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne, séparant ainsi les deux séries suivantes :

- La série Paléozoïque de l'ère primaire qui comprend les roches mères
- La série Mésozoïque de l'ère secondaire qui renferme les principaux réservoirs du bloc 404[3].

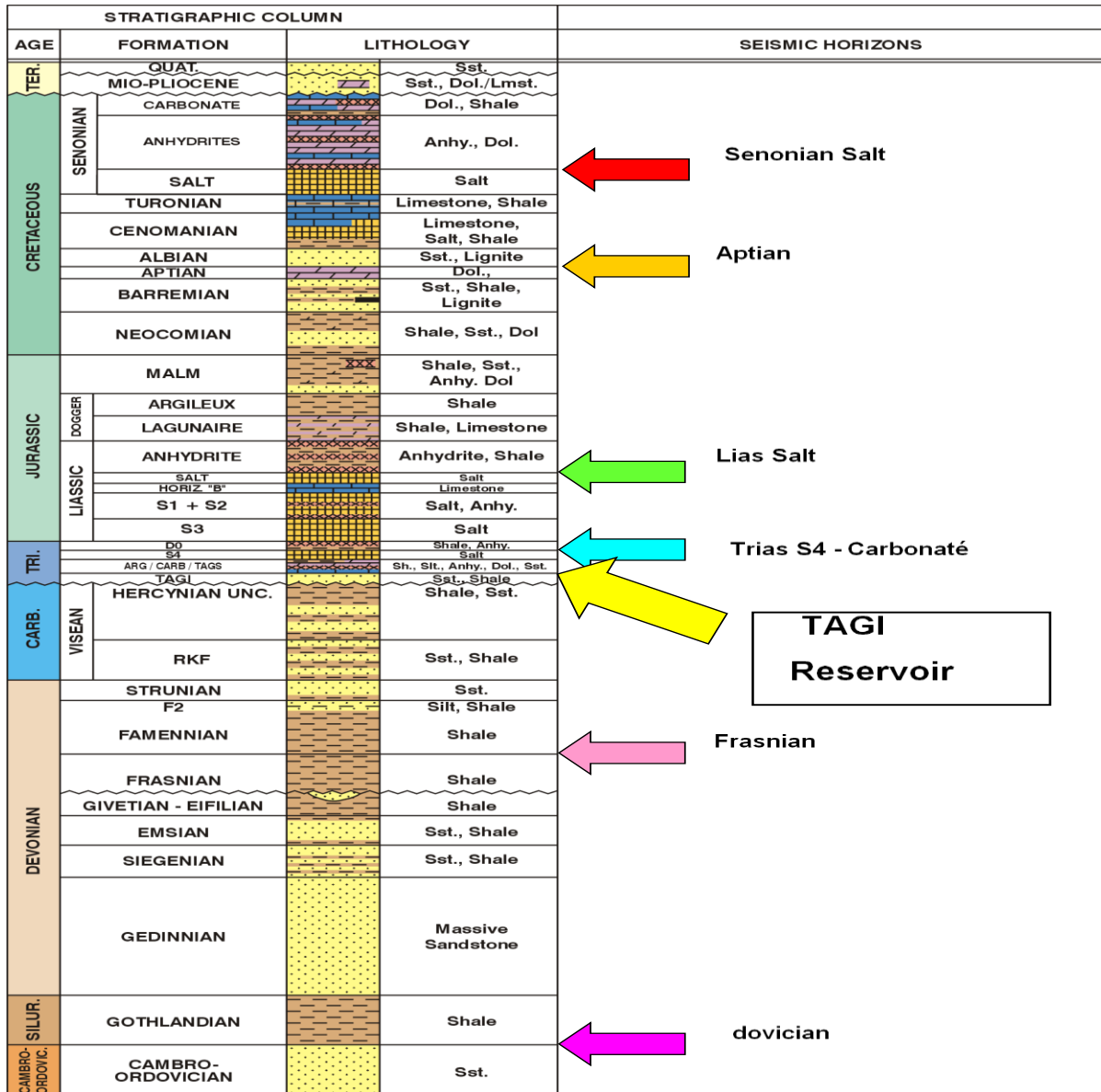


Figure. I.4: Les couches stratigraphiques du bloc 404 [3].

I.6. Spécification de BKNE-B (la zone étudiée)

I.6.1. Champ De BKNE-B

Le champ de BKNE-B parmi les 10 champs satellites dans le bloc 404 est situé dans le sud-est de bloc et est exploité à partir de réservoir TAGI avec une mauvaise caractéristique de réservoir par rapport au HBN et au HBNS, il produit une huile sous saturée à partir de 2008 avec une cumule de production de 17.3 MMSTB à la fin de 2014, aujourd'hui il est équipé de 4 puits injecteurs de gaz et 5 puits producteurs de huile.

Les ingénieurs dans GB utilisent la réinjection de gaz comme outil de maintien de la pression au niveau de réservoir de BKNE-B [2].

Figure. I.5: La carte de la situation des puits champ BKNE-B [4].

I .6.2 Propriétés et caractéristiques petro-physiques de fluide et de la roche

Tableau .I .1: Caractéristiques petro-physiques de fluide [3].

Initial réservoir pression	5157.7 Psi
La densité d'huile	45.68 (API)
Le facteur de volume de fond d'huile	1,16 Rbbls /STB
Le facteur de volume de fond du gaz	Sans Gaz Cap
La pression de saturation initial	1158 Psi
La température initial de réservoir	212 (F)
Le GOR initial	400 Scf / Stb
La réserve en place	117.3 MSSTB
La pression de réservoir	4100 Psi

C ₃	C ₆	N ₂ C ₁	CO ₂ C ₂	IC ₄ C ₄	IC ₅ C ₅	C ₇ C ₈ C ₉	C ₁₀ C ₁₁	HVY ₁	HVY ₂	HVY ₃
----------------	----------------	-------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	----------------------------------------------	---------------------------------	------------------	------------------	------------------

0,0732	0,0482	0,01818	0,0637	0,0678	0,0565	0,1975	0,0777	0,187	0,0457	2222*10 ⁻⁷
--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	-------	--------	-----------------------

Tableau. I.2: Les fractions molaires de fluide de réservoir [4].

Tableau.I.3: Les fractions molaires de gaz d'injection [4].

C ₃	C ₆	N ₂ C ₁	CO ₂ C ₂	IC ₄ C ₄	IC ₅ C ₅	C ₇ C ₈ C ₉	C ₁₀ C ₁₁	HVY ₁	HVY ₂	HVY ₃
0,09035	0,00241	0,69366	0,17438	0,02884	0,00754	0,00264	0,00017	0,00001	0	0

Tableau I.4: Caractéristiques petro-physiques de la roche [3].

Porosité	16 %
La perméabilité	250 md
La compressibilité de la roche	3.75 E-06

I .6.3. Le réservoir TAGI (Triassic Argilo Gréseux-Inferieur)

Le gisement de Berkine, localisé au niveau des blocs 404/208, contient une huile légère sous saturée, dans les grés du TRIAS Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), piégée dans une structure anticlinale de faille. [3]

L'intervalle de production du réservoir est le Trias Argilo gréseux Inférieur (TAGI), situé immédiatement au-dessus de la discordance Hercynienne, généralement rencontré à une profondeur de 3100 m. Le point le plus élevé de la structure se situe à -2772 m par rapport au niveau de la mer, et le contact Huile-Eau (WOC) est interprété à -3056m par rapport au niveau de la mer. Le TAGI est ordre formée par trois tracts empilés de systèmes transgressifs de troisième ordre appelés : TAGI inférieur (L), moyen (M) et supérieur (U). Chacune de ces trois unités se termine généralement vers le haut et à sa base une limite de séquence [3].

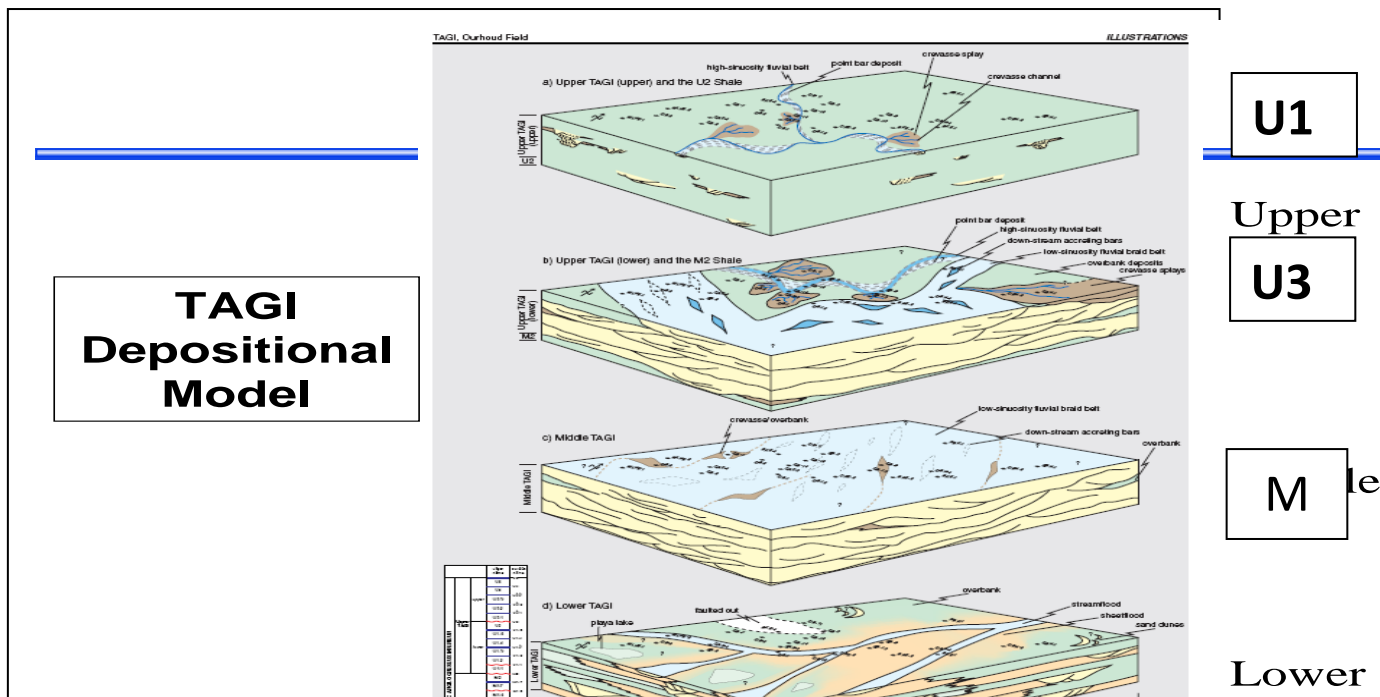


Figure.I.6 : Modèle de dépôt dans le TAGI [3].

CHAPITRE II
SYNTHÈS BIBLIOGRAPHIQUE

Introduction

Chaque réservoir est composé d'une combinaison unique de forme géométrique, de propriétés géologiques de la roche, de caractéristiques des fluides et du mécanisme de drainage primaire. Bien qu'il n'y ait pas deux réservoirs identiques sous tous leurs aspects, ils peuvent être regroupés selon le mécanisme de récupération primaire par lequel ils produisent.

La récupération du pétrole par l'un des mécanismes de drainage naturel est appelée récupération primaire, le terme se réfère à la production d'hydrocarbures à partir d'un réservoir sans l'utilisation de tout procédé (comme l'injection de fluide) pour suppléer l'énergie naturelle du réservoir, La récupération par drainage naturel qui dépasse assez rarement 30%, et 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 [5].

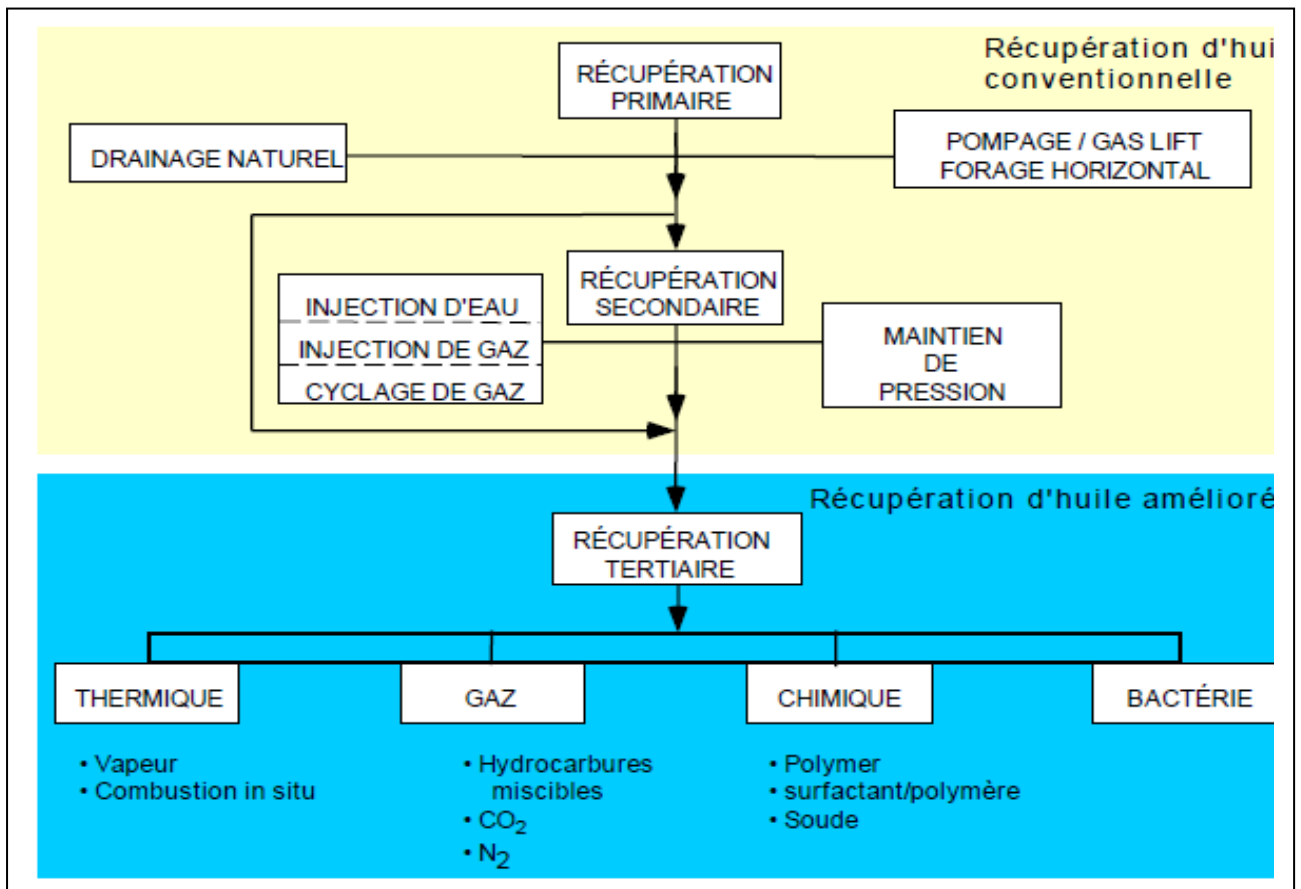


Figure. II.1: Stages de développement d'un champ pétrolier [6].

II.1. Mécanismes de récupération primaire

Il est nécessaire d'avoir une connaissance des mécanismes de conduite qui contrôlent le comportement des fluides dans les réservoirs.

La performance des réservoirs de pétrole est largement déterminée par la nature de l'énergie, C.-à-d. le mécanisme qui provoque lors de l'extraction le déplacement des fluides vers le fond du puits. On distingue entre autre

- Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Expansion monophasique d'huile et de gaz dissout.
- Expansion du chapeau de gaz (gaz-cap drive).
- Expansion de l'aquifère (water-drive).
- Drainage par gravitation [5].

II.1.1. Expansion de la roche et de l'eau interstitielle

Quand un réservoir d'huile existe initialement à une pression plus élevée que sa pression de bulle le réservoir est appelé un réservoir d'huile sous-saturé.

Pétrole brut, l'eau interstitielle, et la roche sont les seuls matériaux présents, Une fois la pression diminue, les fluides et la roche s'étendent par effet de leurs compressibilités.

La compressibilité de la roche-réservoir est le résultat de deux facteurs :

- Expansion des grains de roche individuels.
- Compaction de la formation.

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, Avec la diminution de la pression du réservoir, le pétrole brut et l'eau seront forcés hors de l'espace interstitiel au fond du puits.

Les liquides et la roche ont un coefficient de compressibilité faible ce qui fait que l'énergie fournie par ce mécanisme décline très rapidement. Le réservoir de pétrole sous ce mécanisme de drainage est caractérisé par un rapport de GOR constant est considéré comme la force motrice la moins efficace et possède le plus faible taux de récupération (5% -10%) [5].

II.1.2. Expansion monophasique d'huile et du gaz dissout (solution gaz drive)

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle initialement est égale à la pression de bulle, par soutirage, cette pression chute, ce qui

fait que le gaz dissous 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.

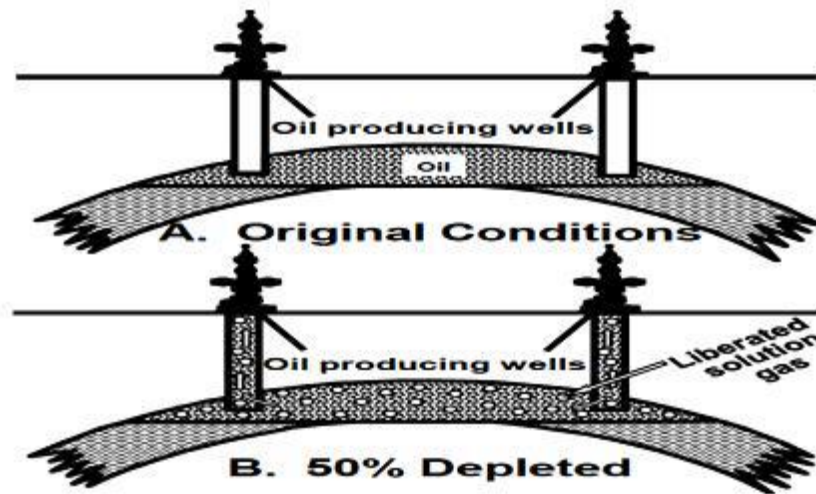


Figure. II.2: Expansion d'huile et de gaz dissout [5].

II.1.3. Expansion du gaz libre (gaz cap drive)

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap avec une pression initiale égale à la pression de bulle avec peu ou pas d'entraînement d'eau comme le montre.

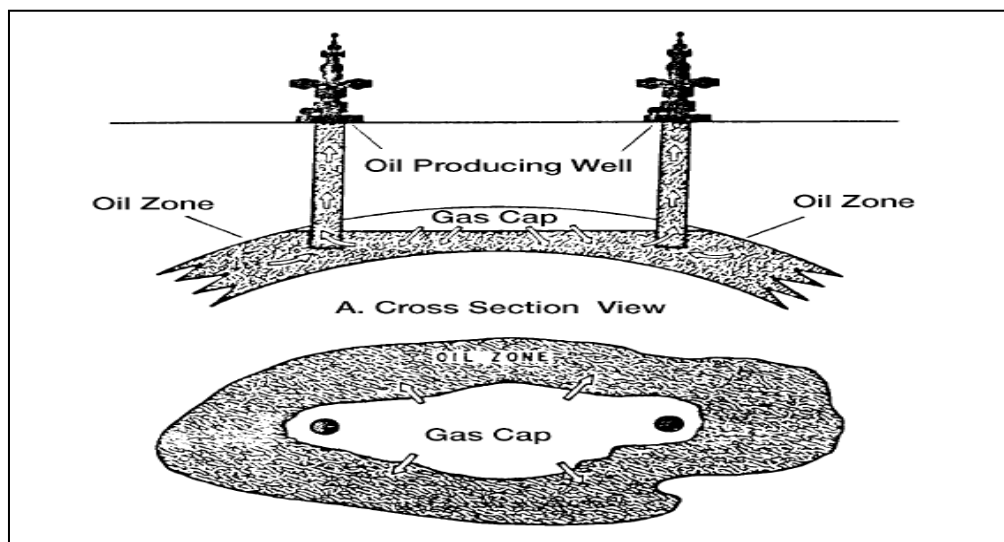


Figure.II.3: Expansion du gaz libre [5].

L'énergie naturelle pour produire le pétrole brut provient des deux sources suivantes :
-l'expansion du gaz cap.

-l'expansion de la solution de gaz telle qu'elle est libérée.

Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50md. Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive [5].

II.1.4.Expansion d'eau de l'aquifère (water drive)

Des nombreux réservoirs sont délimités sur une partie ou la totalité de leurs périphéries par roches aquifères.

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

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

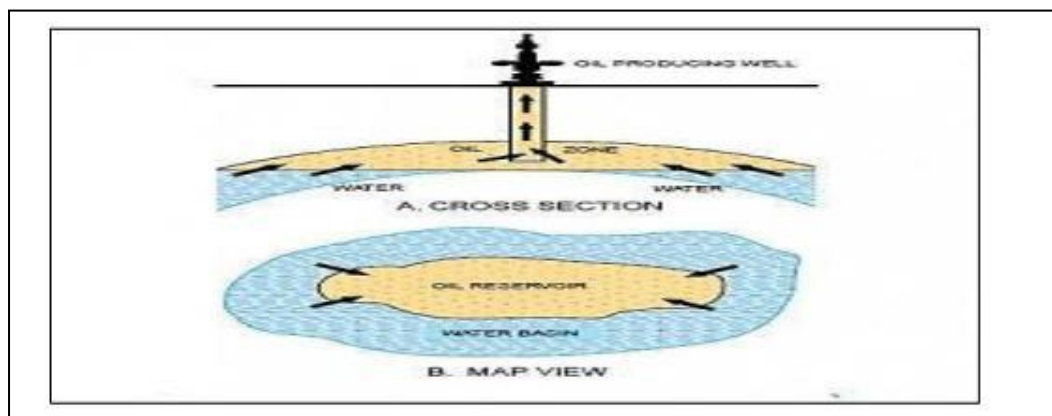


Figure. II.4: Expansion d'eau de l'aquifère [5].

II.1.5.Drainage par gravité

Les fluides dans les réservoirs de pétrole ont tous été soumis à des forces gravitationnelles ; ceci est dû à la disparité dans les densités des fluides coexistant dans le gisement sous l'influence des forces gravitationnelles.

Les emplacements sont dus à la durée de l'accumulation et de la migration du Processus pétrolier. Ces derniers maintiennent les fluides en équilibre de phase, permettant d'identifier les connexions WOC et GOC.

La récupération de l'huile du réservoir est grandement facilitée par le dimensionnement gravitationnel des fluides en position.

II.1.6. Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage

Dans la plupart des cas, il existe une combinaison de deux ou plusieurs mécanismes de drainage. Les circonstances suivantes peuvent être utilisées pour identifier cette combinaison.

- Le degré de déclin de pression.
- L'évolution du GOR.
- L'évolution du water CUT [5].

Deux types de combinaisons peuvent, en générale être rencontrés :

- a) le drainage par déplétion, et un drainage par aquifère (en petit pourcentage)
- b) le drainage par déplétion, et un drainage par chapeau de gaz.

Et bien entendu, le drainage par gravitation est présent pour toutes les combinaisons. On peut reconnaître ce type de mécanisme par un ensemble de combinaisons de ces facteurs :

- 1) un déclin rapide de pression.
- 2) la montée d'eau lente dans la partie basse du réservoir.

Une augmentation continue du GOR dans les puits haut dans la structure, cas de présence d'un petit gaz cap. La récupération ultime est souvent inférieure à celle du water drive et du gaz cap drive, et supérieure à la récupération par déplétion. Cette récupération peut être améliorée par le maintien de la pression, par injection d'eau ou de gaz.

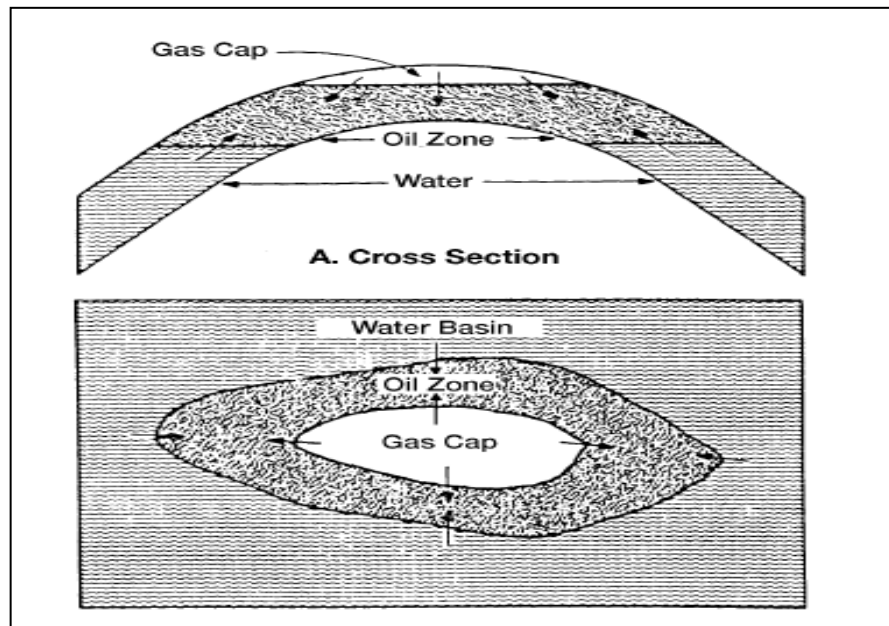


Figure.II.5: Combinaison-drive réservoir [5].

II.2. Méthodes de récupération assistée

La plupart des gisements d'huile ne permettent de récupérer qu'une petite partie de l'huile présente en raison de l'expansion des fluides. Ainsi, des méthodes de récupération secondaire ont été développées pour optimiser le balayage du gisement. Ces méthodes, telles que l'injection d'eau ou de gaz, étaient initialement utilisées après l'épuisement naturel du gisement, mais sont maintenant mises en œuvre dès le début de la vie du gisement. Des techniques de récupération améliorée ont également été développées, impliquant des méthodes de déplacement miscible, chimique et thermique pour augmenter l'efficacité du drainage. Dans cet article, nous examinerons les méthodes classiques de récupération assistée par injection d'eau et de gaz dans les réservoirs, ainsi que les méthodes améliorées (ou tertiaires) pour les gisements d'huile et de gaz à condensat. [6].

II.2.1. Injection d'eau (water flooding)

L'injection d'eau (water-flooding) est de loin la plus utilisée parmi les méthodes d'injection de fluides. Son succès est attribué à plusieurs facteurs tels que la relative abondance de l'eau, sa densité élevée qui permet d'avoir une grande pression d'injection au fond et son efficacité dans le déplacement de l'huile.

Un projet d'injection d'eau a deux principaux objectifs :

- Le balayage de l'huile pour augmenter la récupération et maintenir la pression pour soutenir

La production. Dans les réservoirs épuisés c'est le premier objectif qui est visé alors que dans les réservoirs relativement jeune c'est plutôt le second que l'on recherche.

- Eliminer éventuellement l'eau salée pendant la production) [27].

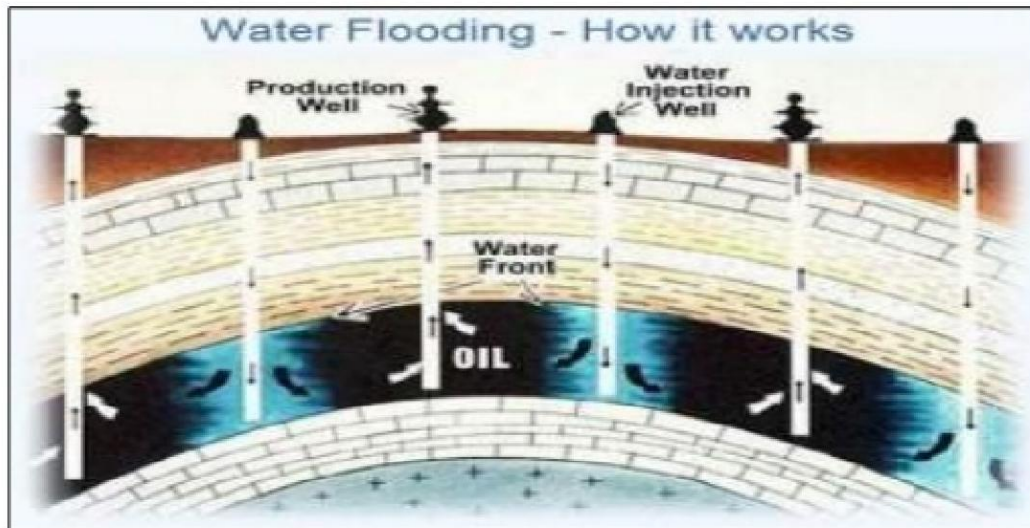


Figure. II.6: Injection d'eau [27].

II.2.2. Injection de gaz

Cette méthode peut parfois être envisagée concurremment à l'injection d'eau quand il y a, à proximité du gisement, une source de 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 avec 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 de gaz dans un gaz - cap existant.
- Injection de gaz directement dans l'huile.

Le gaz injecté a 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.

II.3. Récupération améliorée ou tertiaire (EOR)

II.3.1. 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 tension - actifs et de micro - émulsion :**

Le but est d'améliorer l'efficacité du déplacement (microscopique) par réduction ou annulation de la tension interraciale eau - hydrocarbures. On peut injecter un bouchon de tension - 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.

II.3.2. Méthodes miscibles

- **Utilisation de 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.

II.3.3. Méthodes thermiques

- **Injection de vapeur :**

Contrairement aux polymères dans l'eau, cette méthode agit sur la viscosité de l'huile. L'injection de vapeur peut se faire 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, 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'huiles très visqueuses. 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 [6].

II.4. Projet d'injection de gaz

II.4.1. Principes d'injection de gaz (déplacement miscible)

Les déplacements miscibles sont des déplacements où le fluide déplaçant et le fluide déplacé deviennent miscibles localement en toute proportion, éliminant ainsi les forces interfaciales. Ce

procédé est utilisé en laboratoire en utilisant des solvants coûteux pour éliminer l'huile des échantillons de roche. Cependant, l'injection continue de ces solvants dans un gisement n'est pas économiquement viable. L'intérêt des déplacements miscibles réside dans la découverte qu'il suffit d'injecter une petite quantité de solvant, poussée par un fluide moins coûteux, pour réaliser un déplacement miscible. De plus, dans certaines conditions de pression, de température et de composition, différents fluides peuvent devenir miscibles avec l'huile. On distingue la miscibilité absolue, où le mélange est totalement miscible, de la "miscibilité thermodynamique", qui désigne la miscibilité dans des conditions spécifiques de phases et de compositions. L'objectif de l'opération d'injection sera :

- Maintenir le débit en maintenant la pression.
- Accroître la récupération finale par un processus de déplacement plus efficace.
- Combiner les améliorations du taux et de la récupération pour mener à l'accumulation de valeur actuelle maximale [8].

II.4.2. Les facteurs important de projet d'injection

II.4.2.1. Caractéristiques du fluide du réservoir et de la roche

L'une des premières questions auxquelles les ingénieurs doivent répondre concerne la faisabilité technique des diverses formes d'injection.

Cela implique une analyse préliminaire des caractéristiques des roches, des fluides du réservoir et des premières interprétations de la géométrie du réservoir. Les ingénieurs doivent être constamment à l'affût de caractéristiques comme ;

- **Géométrie du réservoir :**

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

- **Profondeur du réservoir :**

La profondeur a une influence importante sur les aspects techniques et économiques d'un projet d'injection de gaz. La pression maximum d'injection augmente avec la profondeur. Aussi, un réservoir peu profond impose-t-il une contrainte à la pression d'injection qui doit être inférieure à la pression de fracturation de la formation.

- **Lithologie et propriétés de roche :**

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

- **Hétérogénéité de réservoir et continuité des drains :**

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

- **La continuité latérale des couches productrices :**

Est également un préalable au succès d'un projet d'injection. Un mécanisme d'injection exige que l'injecteur et le producteur soient présents dans un réseau en communication.

- **Viscosité des fluides :**

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

- **Saturation des fluides :**

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

Aucune de ces situations n'exclut les possibilités techniques des projets d'injection, mais elles constituent des signaux d'alerte pour les ingénieurs et peuvent compliquer leurs problèmes.

Si le réservoir semble avoir une bonne continuité et forme, la perméabilité est raisonnablement répartie, perméabilité relative et les relations de propriétés pétrolières sont favorables, alors les projets d'injection d'eau, de gaz ou de récupération assistée sont possibles d'un point de vue technique. Si l'huile du réservoir est visqueuse, les caractéristiques du rapport de mobilité favorisent normalement l'eau plutôt que l'injection de gaz, et les processus thermiques pourraient accroître la récupération.

S'il existe une forte saturation interstitielle de l'eau, dans certaines conditions, cela peut être plus désavantageux pour l'eau que pour l'injection de gaz.

Tous ces facteurs, ainsi que d'autres, peuvent être mis à la disposition de l'ingénieur au début de la période de développement et, s'ils sont utilisés correctement, peuvent guider la réflexion initiale sur les plans globaux pour un réservoir [7].

II.4.2.2. Rendement prévu du réservoir pendant la récupération primaire

Les projets d'injection nécessitent une analyse des performances du réservoir, l'identification des forces énergétiques naturelles, l'évaluation de l'efficacité opérationnelle et la projection des performances de production. Les réservoirs produisant du pétrole et des gaz dissous sont les meilleurs candidats pour l'injection, car cela permet de créer un mécanisme artificiel de drainage pour améliorer la récupération ultime de l'huile. Cependant, les aquifères actifs et les réservoirs soutenus par un chapeau gaz ne sont pas adaptés à l'injection de gaz, car ils disposent déjà d'une énergie naturelle suffisante. [7].

II.5. Configurations d'injection

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

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

II.5.1. Types D'opérations D'injection De Gaz

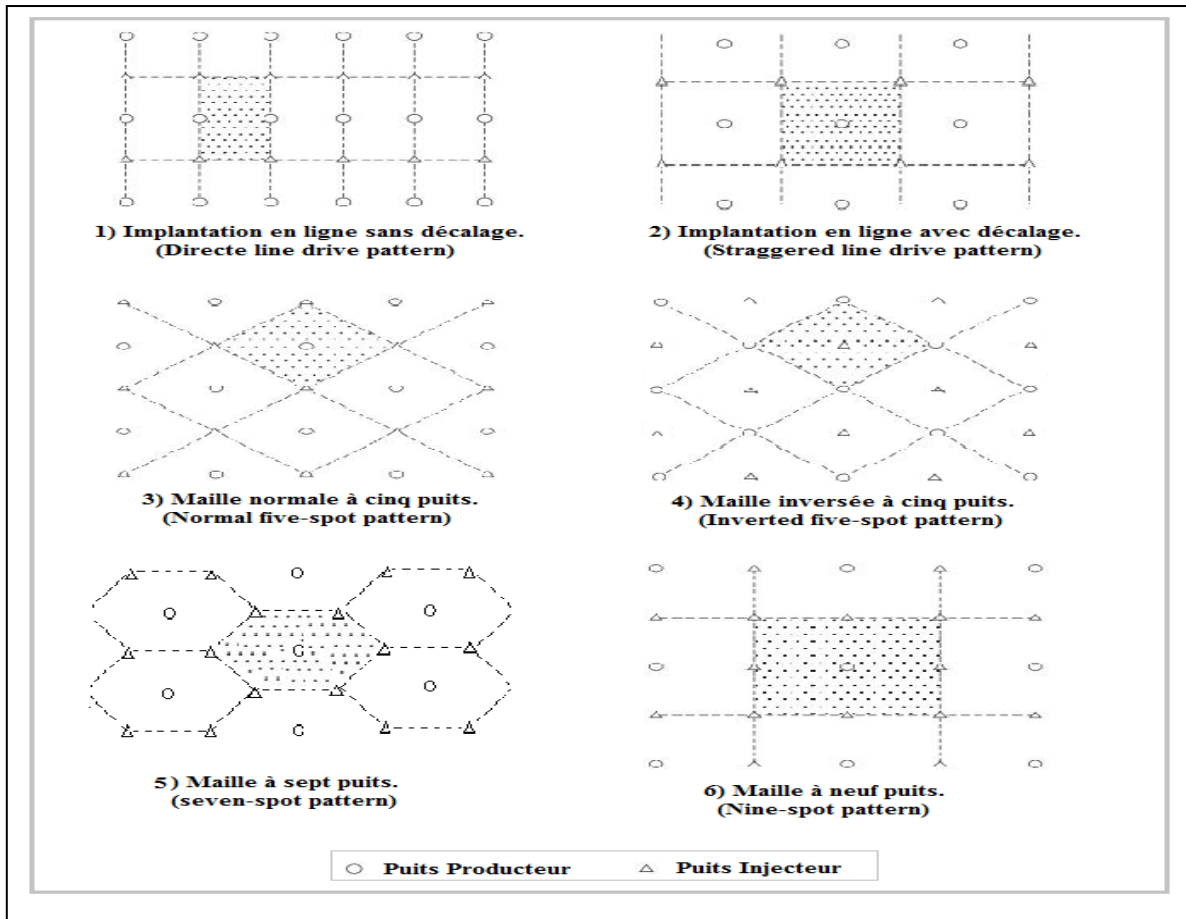
Les opérations d'Injection de gaz sont généralement classés en deux types distincts selon où dans le réservoir, par rapport à la zone pétrolière, le gaz est introduit Fondamentalement les mêmes principes physiques de l'huile.

le déplacement s'applique aux deux types d'opérations; les procédures analytiques de prévision des performances du réservoir, les objectifs globaux et les applications sur le terrain de chaque type d'opération peut varier considérablement [7].

II.5.1.1. Injection De Gaz Dispersé :

Les opérations d'injection de gaz dispersé, également appelées injection interne ou de modèle, utilisent des configurations géométriques spécifiques des puits d'injection pour distribuer uniformément le gaz dans les zones productrices du réservoir. Les configurations des puits varient, allant des modèles classiques (cinq points, sept points, neuf points) à des modèles apparemment aléatoires avec peu d'uniformité dans la zone d'injection. Le choix de la configuration des puits est basé sur la structure du réservoir, la continuité du sable, les variations de perméabilité et de porosité, ainsi que le nombre et la position des puits existants. Cette

méthode est adaptée aux réservoirs à faible relief structural et à faible perméabilité homogène, permettant une réponse rapide en termes de pression et de production. L'injection dispersée est utilisée lorsque le réservoir présente différentes propriétés ou ne peut pas être facilement unit. Cependant, cette méthode présente certaines limites, notamment une efficacité de recouvrement



moins élevée par rapport à l'injection groupée, la présence de gaz persistant en raison des vitesses d'écoulement élevées, et des coûts d'installation et d'exploitation plus élevés en raison de la densité plus élevée de puits d'injection.

Figure.II.7: Schémas réguliers d'injection [8].

II.5.1.2. Injection groupée :

Opérations d'injection groupée de gaz, souvent citées pour l'injection de crête ou de gaz, utiliser des puits d'injection les positions structurellement supérieures que le réservoir, habituellement dans le gaz-cap primaire ou secondaire. Ce mode d'injection est généralement utilisé dans les réservoirs ayant relief structural important et d'une perméabilité spécifique élevée. Les puits d'injection sont positionnés pour fournir une bonne répartition du gaz injecté, d'obtenir un avantage maximal du drainage par gravité, et le nombre des puits injecteurs requis pour un réservoir spécifique dépend généralement de l'injectivité de chaque puits et du nombre nécessaires pour obtenir une répartition adéquate de la superficie.

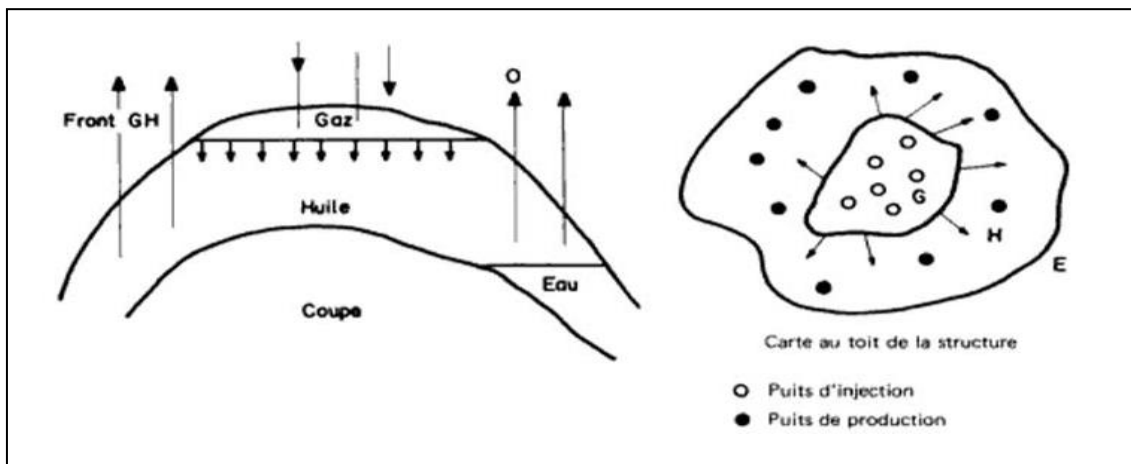


Figure. II.8: Schéma d'injection groupée A [8].

L'injection groupée est généralement considérée comme plus efficace que l'injection dispersée. Puisque le plein avantage peut habituellement de drainage par gravité, l'injection groupée offre généralement des améliorations considérables en matière d'efficacité et de conformité par rapport aux opérations d'injection distribuées [7].

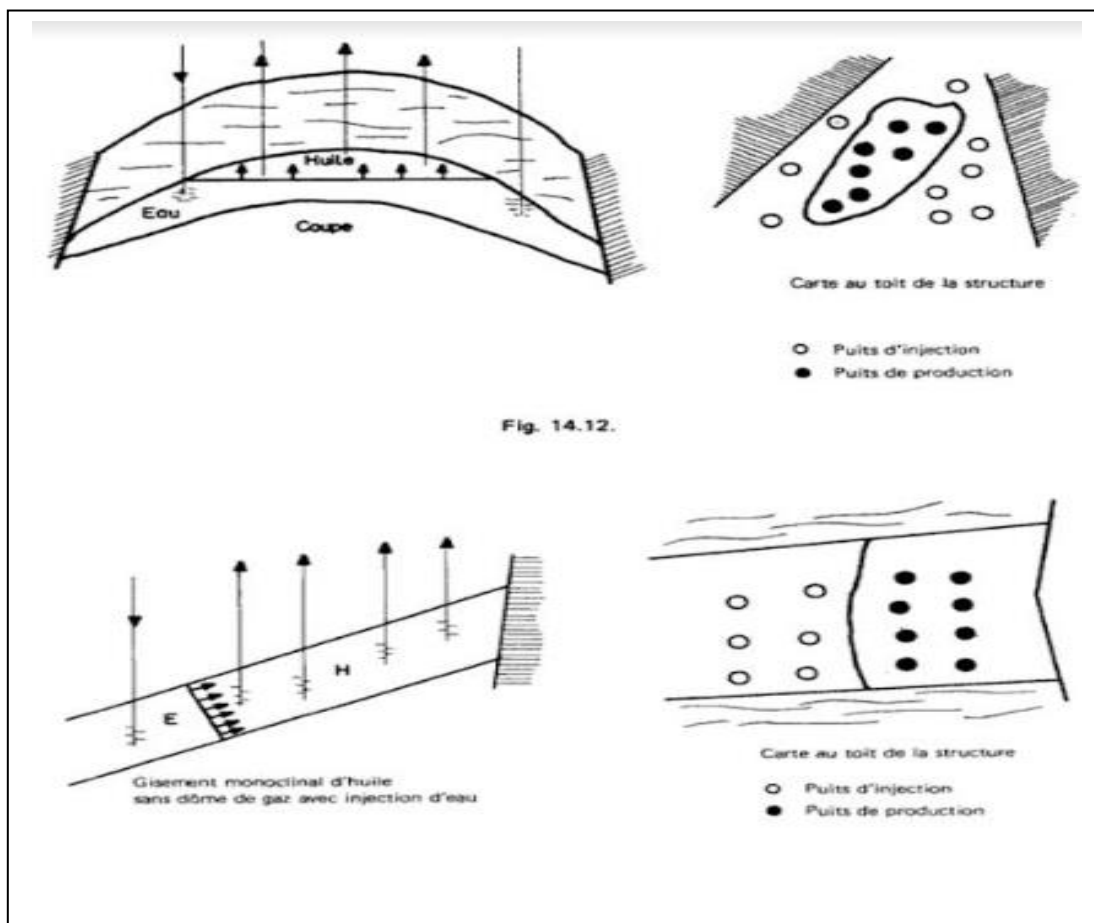


Fig. 14.12.

Figure. II.9: Schéma d'injection groupée B [8].

Conclusion :

Après avoir cité les différents types de récupération en base essentiellement dans la suite (cette étude) sur la récupération tertiaire et exactement sur l'injection de gaz miscible.

CHAPITRE III

LE PHENOMEN DE MISCIBILITE

Introduction

L'injection de gaz est un important processus de récupération assistée du pétrole, dans lequel le transfert de masse par interphase lors de multiples contacts entre le gaz injecté et le pétrole du réservoir entraîne un déplacement efficace.

Évidemment, la réinjection du gaz réduit la chute de pression associée à la production de pétrole à partir d'un champ. En outre, l'injection de gaz non miscible/miscible peut se produire lorsque le gaz injecté se diffuse dans le pétrole, le pétrole gonfle et la viscosité du pétrole diminue.

Si la tension inter-faciale est éliminée, un entraînement de gaz miscible se produit. Cependant, le gaz injecté affecte également les compositions d'équilibre pétrole/gaz dans le réservoir. [9] Dans ce chapitre en va exprimer les mécanismes de déplacement miscible et quelques paramètres essentiels pour l'opération de l'injection de gaz miscible.

III.1. La Définition de miscibilité

La miscibilité est un phénomène qui définit l'état physique entre deux fluides, elle se produit entre l'huile du réservoir et le gaz injecté ce qui permet le développement -au niveau du front d'injection- d'une zone de mélange où l'huile et le gaz ne forment qu'une seule phase dans laquelle les propriétés des deux fluides se confondent et où les tensions inter-faciales entre les deux fluides sont nulles [10].

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

Le développement de la miscibilité est conditionné par :

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

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

Cependant, la composition de l'huile et la température du réservoir sont des constantes.

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

III.2. Systèmes ternaires

Le diagramme ternaire est largement utilisé dans diverses disciplines telles que la chimie, la biologie et la géographie pour représenter le comportement de phase des mélanges d'hydrocarbures à plusieurs composants. Il utilise des pseudo-composants regroupant les composants du fluide de réservoir aux coins d'un triangle. Les pseudo-composants comprennent un mélange volatil de méthane et d'azote, un mélange intermédiaire d'éthane à l'hexane, et une fraction plus lourde de fluide pétrolier, comme le C7+. Chaque coin représente 100% d'un composant spécifique, tandis que les mélanges binaires se trouvent le long des côtés et les mélanges de composants à l'intérieur du triangle. Les diagrammes ternaires montrent les compositions d'équilibre possibles pour trois systèmes de pseudo-composants à une température et une pression données. Ils présentent les phases liquide et gazeuse d'équilibre, avec leurs compositions respectives x et y , ainsi que la composition globale z du fluide. Les lignes de liaison relient les phases liquide et gazeuse d'équilibre, tandis que la courbe du point de bulle rejoint celle du point de rosée au point critique où les compositions et propriétés des phases liquide et gazeuse deviennent identiques. En résumé, les diagrammes ternaires permettent de visualiser les équilibres de phase et les limites de phase des mélanges d'hydrocarbures à plusieurs composants, offrant ainsi une représentation graphique utile pour l'étude de ces systèmes.

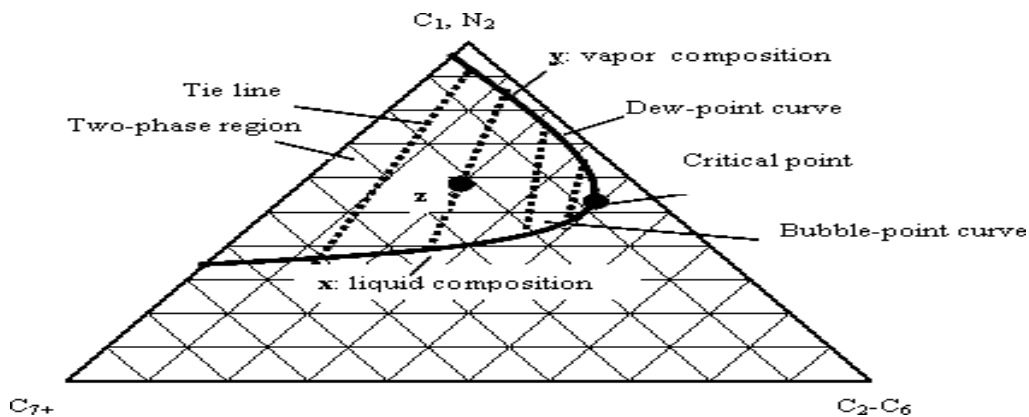


Figure.III.1: Diagramme ternaire pseudo-composant typique a la pression et a la température spécifiées.

L'étendue de la région biphasée dépend de pression et de température. Pour une température constante, la taille de la région biphasée diminue à mesure que la pression augmenté et il n'y a pas de règle pour l'effet de température [11].

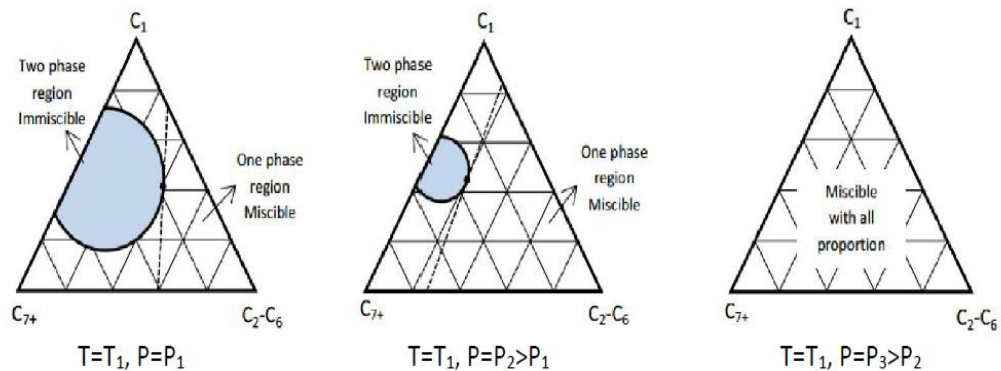


Figure.III.2 : L'effet de la pression sur la miscibilité, $p_1 < p_2 < p_3$ [11].

III.3.Diagrammes de pression/composition

Le diagramme pression/composition (P-X) est une méthode utile pour déplacer le comportement de phase pour le mélange des fluides.

Les diagrammes pression/composition pour les fluides de réservoir sont obtenus en ajoutant le fluide d'injection dans l'huile de réservoir et en mesurant la pression de saturation du mélange résultant.

Au début, lorsque le gaz d'injection est ajouté, les mélanges ont des points de bulle à la pression de saturation, mais lorsque la concentration du gaz d'injection dans le mélange augmente, les mélanges présentent formés des points de rosée. Le mélange monophasé existe à des pressions supérieures aux courbes du point de rosée ou du point de bulle.

La pression la plus élevée à laquelle deux phases coexistent en équilibre est appelée (cricondenbar), Comme indiqué plus loin, cette pression est égale à la pression de miscibilité de premier contact (FCMP).

Étant donné que le diagramme pression/composition est obtenu par contact discontinu entre le gaz d'injection et le fluide du réservoir, il ne contient pas d'informations sur tous les mélanges qui pourraient être intéressants dans un déplacement miscible [12].

III.4. Classification des déplacements miscibles

Il existe deux principaux processus miscibles :

III.4.1. Miscibles au premier contact

La miscibilité au premier contact peut théoriquement être obtenue avec la plupart des gaz, mais dépend essentiellement du fait que la pression est suffisamment élevée. En réalité, les pressions sont généralement trop faibles pour la miscibilité au premier contact

La pression de miscibilité au premier contact (FCMP) est la pression minimale à laquelle tout mélange d'huile de réservoir et le gaz injecté est monophasé. Les fluides injectés dans la miscibilité à premier contact sont les mélanges de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Ces solvants mélangent directement avec les huiles de réservoir en toutes proportions et le mélange reste monophasé. Le solvant de GPL est représenté par C_{3-4} , le gaz de conduite de slug solvant par C_1 et la pseudo-composante des hydrocarbures lourds par C_{7+} [12].

En termes de diagramme de ternaire, au FCMP et à la température du réservoir.

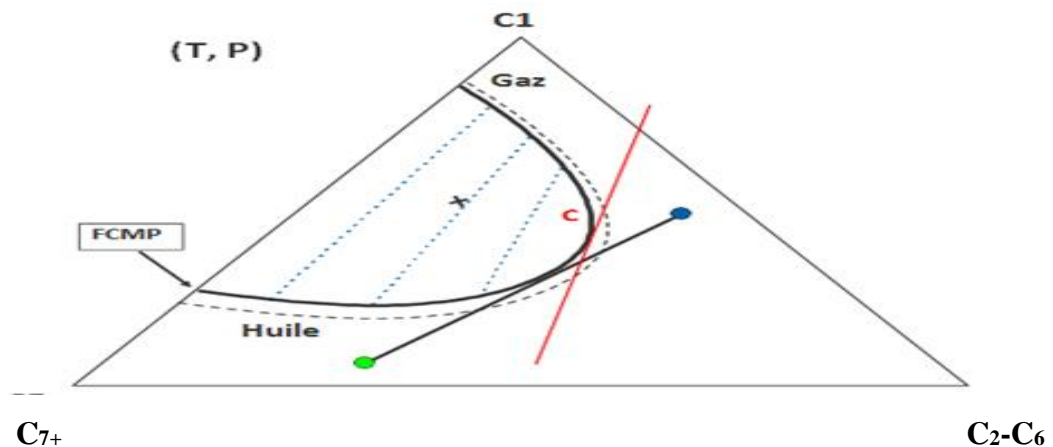


Figure.III.3 : Miscibilité au premier contact (FCMP) [12].

Pour obtenir une miscibilité au premier contact entre le fluide injecté et l'huile du réservoir, la ligne droite reliant la composition de l'huile du réservoir et le fluide injecté ne doit pas traverser la région multi-phases, le déplacement va être en une seule phase hydrocarbure qui change la composition d'huile du réservoir vers le fluide injecté en passant par une zone de transition (mélange d'huile/fluide injecté).

Il y'a un domaine de composition du fluide injecté dans lequel ce fluide sera miscible avec l'huile du réservoir dans des conditions de pression et de température bien précises

III.4.2. Miscibles au multi contact

III.4.2.1. Mécanisme d'entraînement du gaz de vaporisation

Dans le procédé d'entraînement par vaporisation de gaz ou de gaz à haute pression, le gaz d'injection pauvre vaporise les composants intermédiaires de fluide du réservoir et crée une zone de transition miscible. Dans ce mécanisme de déplacement, la miscibilité est obtenue en utilisant le gaz naturel, CO₂ ou le Nitrogène N₂, à condition que la pression du réservoir soit au-dessus de la pression minimale de miscibilité MMP [13].

Quand le gaz circule dans le réservoir, il entre en contact avec l'huile d'origine qui est ainsi enrichi en composants intermédiaires. (Figure III.4).

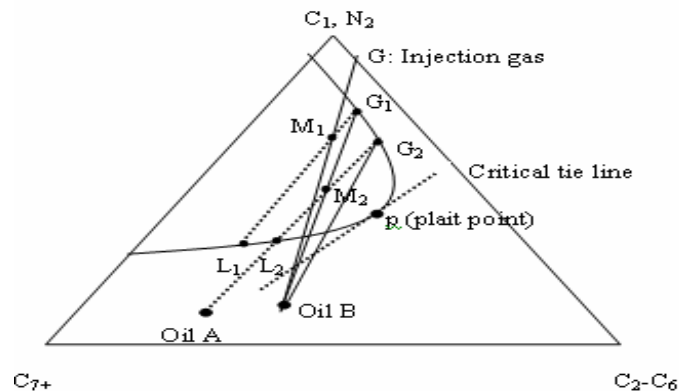


Figure III. 4 : Le mécanisme de miscibilité par vaporisation de gaz [13].

La miscibilité d'entraînement du gaz de vaporisation est obtenue en injectant un gaz hydrocarboné G dans le fluide du réservoir B. Initialement, le gaz d'injection déplace l'huile de façon non miscible, créant un mélange avec une composition globale M1. En injectant du gaz pauvre dans le réservoir, le gaz restant G1 entre en contact avec l'huile fraîche du réservoir, atteignant une nouvelle composition globale M2 avec le gaz d'équilibre G2 et le liquide L2. Les contacts ultérieurs modifient progressivement la composition du gaz d'injection jusqu'à atteindre la composition du point de tresse. Le fluide de point de tresse est directement miscible avec le fluide de réservoir B.

Pour atteindre la miscibilité par le mécanisme d'entraînement du gaz vaporisant, la composition de l'huile du réservoir doit être sur ou à droite de la ligne de limitation. La pression de miscibilité avec le gaz d'hydrocarbures maigres diminue avec la diminution de la concentration de méthane et d'azote dans l'huile. Si la composition de l'huile est à gauche de la ligne de retenue, le gaz ne

s'enrichit qu'à la courbe du point de rosée.

L'injection continue d'un solvant miscible sans passer à un gaz d'entraînement est une caractéristique importante du mécanisme d'entraînement par vaporisation. Les projets d'entraînement par vaporisation sont plus efficaces pour déplacer des huiles de gravité plus élevée et de viscosité plus faible, offrant ainsi un rapport de viscosité plus favorable. Le taux de mobilité global diminue par rapport au premier contact, ce qui contribue au succès relatif des inondations miscibles et à condensation.

III.4.2.2. Mécanisme d'entraînement du gaz de condensation

Dans ce processus, le gaz d'injection contenant des composants d'hydrocarbures de faible poids moléculaire (C_2-C_6) se condense dans l'huile pour générer un mélange critique au front de déplacement. L'huile dont sa composition est modifiée devient miscible avec le fluide injecté. Alors le fluide injecté doit contenir une quantité significative des composants intermédiaires, au lieu qu'il soit un gaz sec. Plusieurs expériences en laboratoire de [Kehn et al] ont été menées avec une large gamme de gaz d'injection et de fluides de réservoir, à des pressions de déplacement égales, supérieures ou inférieures à la pression de saturation du fluide déplacé. Dans la plupart de ces expériences, des récupérations élevées d'huile ont été obtenues indépendamment du fait que l'huile était initialement saturée ou non saturée avec du gaz injecté à la pression de déplacement [15].

La figure III.5 illustre la relation de phase dans le processus d'entraînement du gaz de condensation. La composition du gaz B est définie en étendant la ligne de jonction limite à travers le point de tresse P, jusqu'à ce qu'elle croise le côté droit du triangle. Le gaz d'injection dont la composition varie entre les points A et B peuvent déplacer l'huile du réservoir de façon erronée.

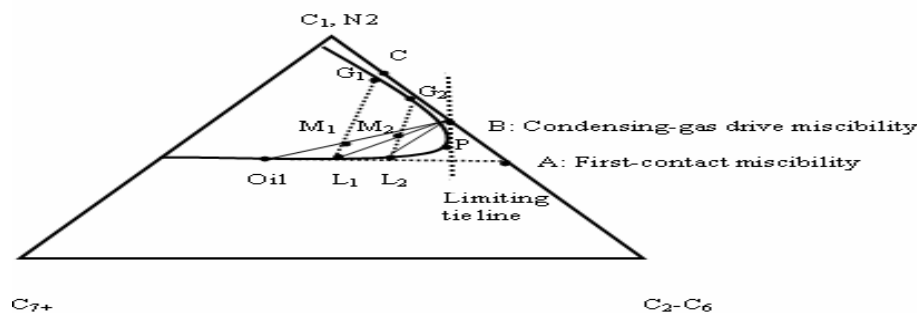


Figure III.5 : Le mécanisme de Miscibilité par condensation de gaz [15].

Supposons une huile 'O' et un gaz injecté 'B' situés de part et d'autre de la ligne d'équilibre critique (inversée par rapport au mécanisme de vaporisation). Au départ, l'huile et le gaz injecté ne sont pas miscibles car leur ligne opérationnelle traverse la zone diphasique. Après le premier contact entre 'B' et 'O', un premier mélange M1 est formé, se divisant en liquide L1 et gaz G1, en équilibre dans le réservoir. Le liquide L1 est plus riche en composants intermédiaires que l'huile d'origine 'O'. Le gaz G1 se déplace plus rapidement, laissant le liquide L1 se mélanger avec un nouveau gaz injecté 'B' pour former le mélange M2. Ce processus se répète avec la formation des mélanges M3, L2, G2, etc.

En injectant continuellement le solvant 'B', la composition du liquide se modifie progressivement le long de la courbe de bulle jusqu'à atteindre le point critique. Au point critique P, le fluide devient miscible avec le gaz injecté 'B'. Dans le mécanisme de condensation, la composition initiale de l'huile n'influence pas la miscibilité, car le processus est contrôlé uniquement par la composition du gaz injecté. Pour atteindre la miscibilité par le mécanisme de condensation, deux paramètres peuvent être modifiés : la pression du réservoir et la composition du fluide injecté. On peut également utiliser une méthode alternative, appelée Minimum Miscibility Enrichissement (MME), qui consiste à enrichir la composition du gaz injecté pour atteindre la miscibilité. Le MME est défini comme l'enrichissement minimal permettant à la ligne d'équilibre critique de passer par la composition du gaz injecté [16].

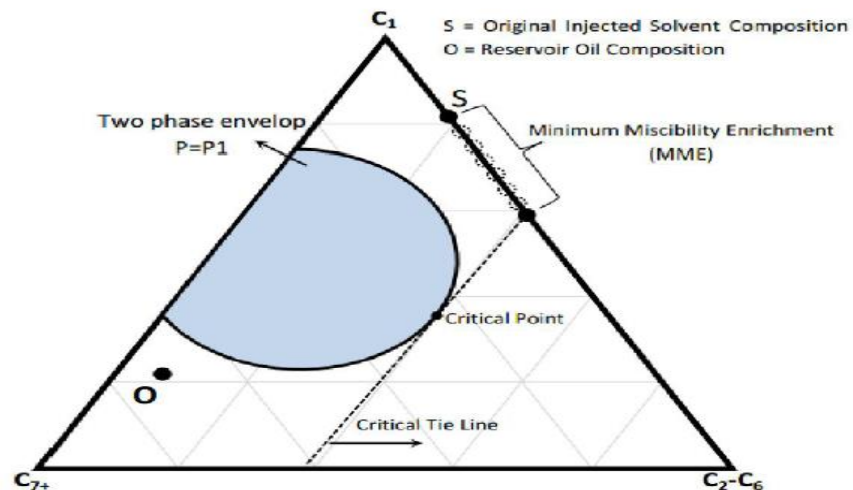


Figure III. 6 : Schéma représentant le concept de l'enrichissement minimal de miscibilité (MME) [16].

III.4.2.3. Mécanisme d'entraînement combiné à condensation-vaporisation

Les observations expérimentales et l'analyse de l'équation d'état montrent un mécanisme combiné de condensation/vaporisation plutôt qu'un mécanisme de condensation dans le réservoir. Ce mécanisme est basé sur un modèle à quatre composants pour les systèmes gaz-huile, avec des composants légers, intermédiaires et lourds. Lorsque le gaz enrichi entre en contact avec l'huile, les composants légers se condensent tandis que les intermédiaires passent dans le gaz. L'huile perd progressivement ses intermédiaires et devient plus légère. Le processus se poursuit avec des contacts ultérieurs entre l'huile et le gaz, et la vaporisation des intermédiaires alourdit l'huile à nouveau. Il y a une transition où le gaz devient plus riche et la zone de condensation se forme. Malgré l'absence de miscibilité, ce mécanisme permet un déplacement efficace de l'huile. [17]

III.5.L'efficacité de déplacement miscible

L'efficacité de déplacement ED est la fraction d'huile mobile qui a été déplacée de la zone balayée à tout moment donné par le volume injecté.

Mathématiquement, l'efficacité de déplacement est exprimé par : $Ed = 1 - \frac{S_o}{S_{oI}}$

Sachant que le déplacement microscopique est limité entre 0 et 1 Le débit à laquelle elle s'approche de 1 est fortement influencé par les conditions initiales, l'agent de déplacement et la quantité d'agent de déplacement. Les propriétés des fluides, des roches et des roches -fluides affectent également sur Ed . Si le déplacement est tel que l'agent de déplacement entre en contact avec toute l'huile initialement présente dans le milieu, l'efficacité de balayage volumétrique sera égale à l'unité, et le Ed devient l'efficacité de récupération [18].

Du même :

$$\frac{\text{volume d'huile au début de l'injection} - \text{volume d'huile restant}}{\text{volume d'huile au début de l'injection}}$$

III.6.La Détermination De La MMP Par Le Test Tube Mince

Le premier appareil à tube mince a été recommandé par Yellig et Metcalfe .

C'est une Essai en laboratoire utilisé pour estimer la pression minimale de miscibilité (MMP) ou la concentration minimale de miscibilité (MMC) d'un solvant d'injection et d'une huile de réservoir donnés.

Alors Cette expérience permet de reconstituer les phénomènes qui ont lieu dans le réservoir au niveau du pore lors de l'injection du gaz, et indique également l'efficacité de la récupération microscopique en fonction du volume du gaz injecté.

Le tube mince est schématiquement illustré à la (figure. III.7)

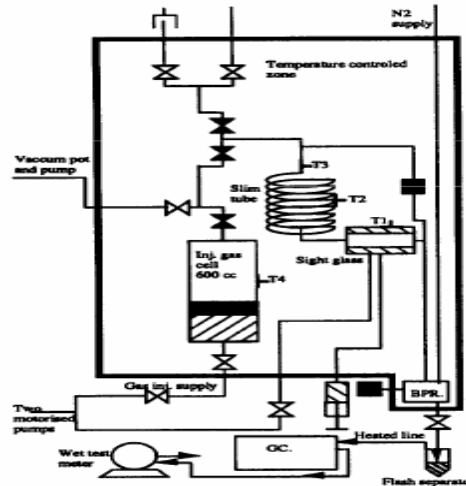


Figure.III.7: Schéma Représentant Le Montage Pour Une Test Tube Mince [19].

Cet appareil se compose d'un tube en acier inoxydable enroulé de 40 pieds de long et de ¼pouce de diamètre, Le long tube enroulé rempli de sable d'un maillage spécifique ou de milieux poreux similaires. Le tube est saturé au début de chaque essai de liquide de réservoir à une température donnée. L'injection de solvant est effectuée à plusieurs pressions d'essai supérieures au point de bulle.

La production, la densité et la composition des effluents sont mesurées en fonction du volume injecté, La récupération d'huile après injection d'un nombre spécifique de volumes poreux (PV) comme 1,2 VP de solvant est le critère de miscibilité [19].

Deux lignes de tendance apparaissent sur un graphique de récupération en fonction de la pression interstitielle pour plusieurs essais en tube mince. Le point d'intersection de ces lignes de tendance est le MMP estimé pour le système huile-solvant donné. (Figure III.8).

Les données d'un essai à tube mince peuvent également être utilisées comme entrée pour affiner une équation d'état du fluide pour la simulation du réservoir [20].

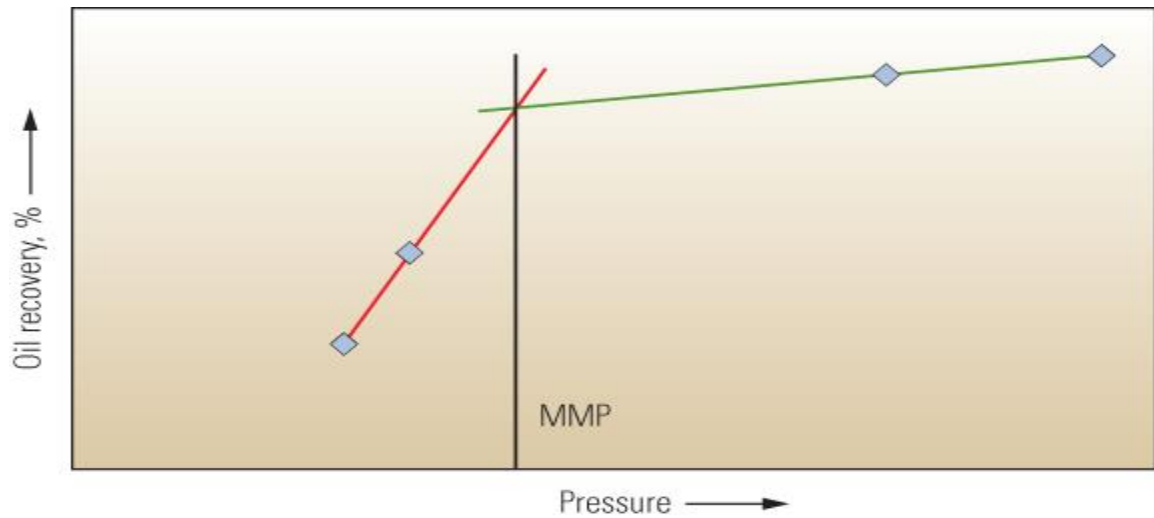


Figure. III.8: Résultats théoriques de tube mince [20].

Conclusion

Il est important de noter que la miscibilité entre le gaz naturel et le pétrole brut obtenue par différents mécanismes et peut varier en fonction des conditions spécifiques, de la composition chimique de gaz et de la pression d'injection de gaz qui assure une pression de réservoir supérieure à la pression minimale de miscibilité MMP.

CHAPITRE VI
SIMULATION PAR NEXUS

Introduction

La modélisation et la simulation numériques sont des moyens essentiels pour exploiter et interpréter les peu de données disponibles afin d'accroître la connaissance du sous-sol pour développer des nouveaux champs pétrolifères pour d'exploration et l'amélioration du taux de récupération en phase de production, elles permettent d'intégrer les données afin de mieux prédire la production puis d'optimiser la récupération des hydrocarbures [21].

VI.1.La problématique

Le champ de BKNE-B supporté par un déplacement miscible (partial miscible) de gaz injecté qui atteint par un pipeline de distribution à partir de CPF principal et se ramifie dans plusieurs autres champs, où le gaz est pressé à (4350- 4450) Psi par un compresseur situé dans le CPF principal.

Après l'étude théorique des propriétés de miscibilité du gaz d'injection dans le pétrole brute, on conclut que parmi les facteurs qui jouent sur l'efficacité de la miscibilité sont :

- La composition de gaz injecter ainsi celle de fluide réservoir (Au niveau de B404 le gaz associé est un gaz très riche utiliser pour la réinjection)
- La pression d'injection du gaz.

Pour cela le challenge principal pour garantir une meilleure miscibilité c'est d'avoir une pression d'injection dans le réseau de surface adéquate à tous les champs.

Au niveau de GB les champs sous gaz d'injection miscible sont managés comme suit :

- La pression de réservoir doit être supérieure à la pression minimale de miscibilité pour assurer la miscibilité de gaz injecté (pour cela il faut bien contrôler la pression d'injection de gaz).
- La pression de fond des puits producteur (FBHP) ne doit pas excéder les 200 Psi au-dessous de la MMP.

Le champ BKNE-B depuis 2017 à ce jour-là il n'a pas pu avoir un bon support en terme de pression, qui a conduit à une baisse de pression continue (de 5200 Psi à 4100 Psi) (voir la figure. VI.6), Basant sur Nexus Slim Tube model (voir la figure.VI.7), les conditions actuelles du réservoir BKNE-B montre une partielle miscibilité de gaz injecter, pour cela on va faire en sorte de remonter la pression de réservoir pour atteindre les conditions favorables à une miscibilité totale.

Ou on peu citer quelque facteur qui a conduit le gisement BKNE-B à ces conditions de partiel miscibilité (near miscibility) :

- le premier facteur c'est le grand draw-down des puits producteurs qui est estimé de 1000 à 1200 Psi avec un rayon de drainage avoisinant les 2000m (les puits injecteur sans pas loin des puits producteur) 'ou la déplétion de pression au niveau de réservoir, résulte le phénomène de fingering ainsi que la perte de piston (miscibilité zone) qui joue un rôle très important dans l'efficacité de balayage .
- Le deuxième facteur est l'éloignement du champ BKNE-B de CPF principal, environ 30 km, donc il y a des pertes de charge qui entraîne une perte de pression d'injection nécessaire pour obtenir des valeurs de pression de réservoir les plus élevées et assurer l'efficacité de miscibilité.
- Le troisième facteur est que les autres champs situent juste aux alentours de CPF principale présente une perméabilité très élevée par rapport ou autre champs satellites, ce qui entraîne une diminution et Perturbation de la pression du gaz injecte qui atteint les puits d'injecteurs dans le BKNE-B (un phénomène de vacuum dans le HBNS, donc par fois la solution c'est d'étouffé les puits injecteurs a fort injectivité qui va impacte aussi la récupération dans le champ HBNS).

La solution proposée pour optimiser l'efficacité de miscibilité ainsi pour un meilleur taux de récupération pour le champ BKNE-B est de placer un compresseur à proximité du terrain pour booster le gaz afin d'avoir une pression et un volume d'injection stable au niveau des puits injecteurs ce qui induit vers une pression de réservoir stable alors il conduit une miscibilité total.

A la fin un model numérique de prédiction a été utiliser pour faire des scenarios sur l'efficacité de compresseur sur le taux de récupération de huile ainsi sur le management des puits producteur est injecteurs.

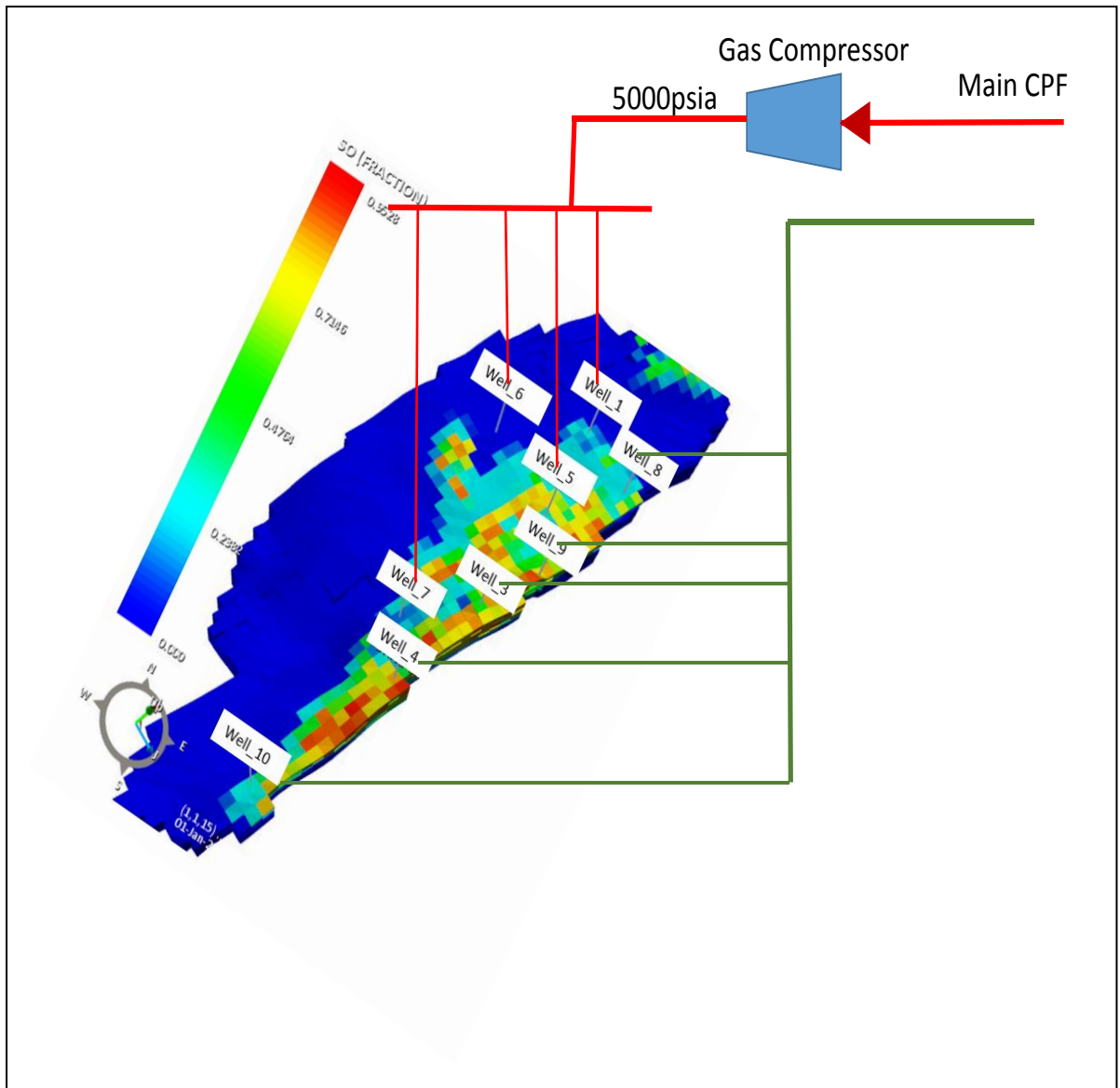


Figure.VI.1: Hypothèses de champ BKNE-B avec le compresseur.

VI.2. Matériels Et Méthodes

Il est important de noter que la simulation se constitue de deux modèles le modèle statique et dynamique, où le premier modèle ne prend pas en compte les effets de l'écoulement des fluides dans le réservoir, tels que la pression, la saturation et la production de pétrole. Pour cela un modèle dynamique est demandé, qui inclut des équations de conservation de la masse, de l'énergie et de la quantité de mouvement pour simuler l'écoulement des fluides dans le temps.

IV.2.1. Logiciel Nexus

Nexus est l'ensemble d'outil de simulation de réservoir de nouvelle génération de Landmark, issu de l'ancien ensemble de simulation VIP exécuter des simulations de flux de fluide, et modéliser les différents fluides présents dans le réservoir, tels que le pétrole, l'eau et le gaz. Il prend en compte les interactions entre ces fluides, leur déplacement dans le réservoir et leur comportement physique, tel que les installations de surface [24].

Il consiste à créer un modèle numérique (trois dimensions) du réservoir divisé en un réseau de cellules (aussi appelé maillage) de forme cubique pour faciliter les calculs numériques. Chaque cellule représente une partie du réservoir et contient des informations sur ses propriétés.

Pour simuler les écoulements de fluide dans le réservoir, Nexus utilise une équation différentielle partielle basant sur la loi de Darcy avec des autres équations (équation d'état, conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie....)

Cette équation est résolue d'une façon numérique en utilisant une méthode numérique (la méthode de volume fini), Ces calculs permettent de prédire l'évolution des fluides et des pressions pour chaque cellule dans le réservoir au fil du temps [26].

En fin il fournit des résultats sur le comportement du réservoir, tels que les profils de pression, les débits de production, les saturations des fluides, définir les conditions aux limites du réservoir, telles que les débits d'injection et de production, les pressions aux frontières. Ces résultats sont utilisés pour évaluer les performances du réservoir, optimiser les stratégies de production et prendre des décisions éclairées [26].

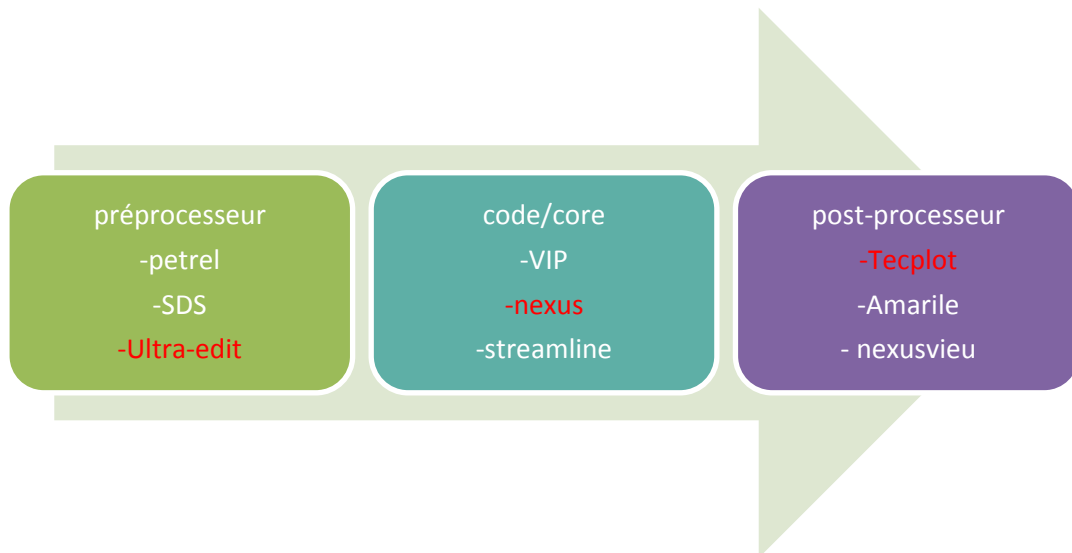


Figure.VI.2: L'ensemble du software utilisé avec nexus [24].

IV. 2.2. Le Model Statique

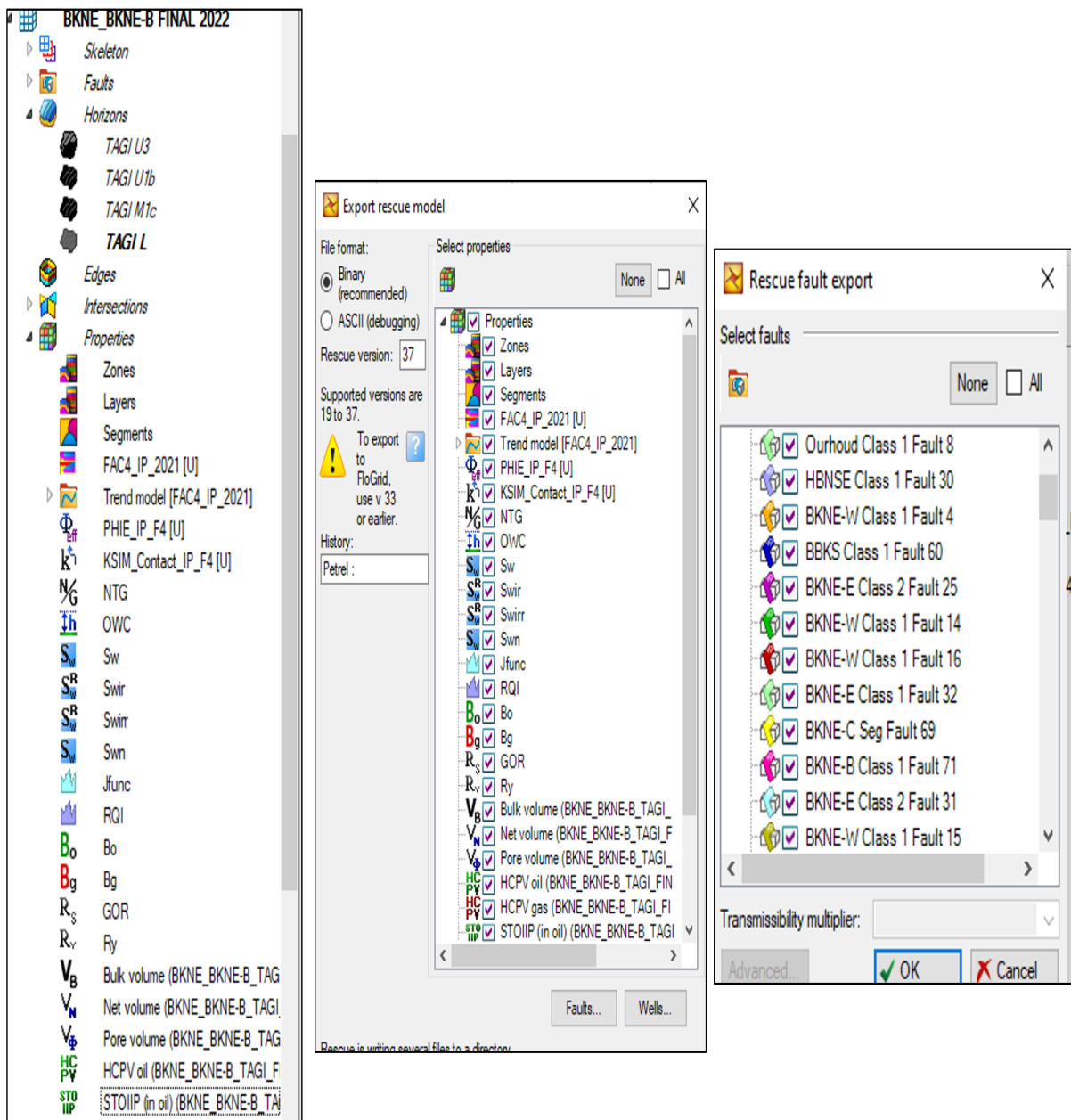
Le modèle statique représente la géologie et la géométrie du réservoir à un moment donné, sans prendre en compte l'écoulement des fluides dans le temps. Ce type de modèle est généralement utilisé pour estimer les volumes et les caractéristiques des réservoirs, ainsi que pour planifier les opérations de forage et de production.

Le modèle statique peut être basé sur des données géologiques et géophysiques telles que les coupes sismiques, les logs de forage, les analyses de carottes et les tests de pression. En utilisant ces données, le modèle peut décrire la géométrie du réservoir, la distribution de la porosité et de la perméabilité, ainsi que la localisation des pièges pétroliers [22].

IV. 2.3. L'output de model statique

Les résultats du modèle de pétrel statique sera utilisée comme entrée pour la simulation de réserve, qui inclut les tableaux suivants et comme le montre la figure ci-dessous

1. Géométrie et la structure
2. Paramètre pétro physiques (porosité, perméabilité, NTG, Swir)
3. Le Bo, BG, GOR, WOC.
4. Mode des failles
5. STOOIP.
6. Les propriétés de la roche et de fluide (perméabilité relative, compressibilité de la roche).



IV.2.4. Le model dynamique

Un modèle dynamique pour un champ pétrolier est une représentation mathématique qui simule les processus de production et de réservoir en constante évolution dans un champ pétrolier. Il intègre des données géologiques, telle que la perméabilité, la saturation, des paramètres de fluides et des informations sur le comportement des puits pour prédire le débit de production future et d'autres variables clés au fil du temps. Ces modèles aident les ingénieurs pétroliers à prendre des décisions éclairées concernant l'exploitation et la gestion optimales du champ pétrolier. [23]

La version du modèle statique à couches fines est utilisée pour construire des modèles de simulation de réservoir individuels pour chaque champ du projet du bloc 404.

Le flux de travail sera identique à celui requis pour générer le modèle de simulation initial, comme suit :

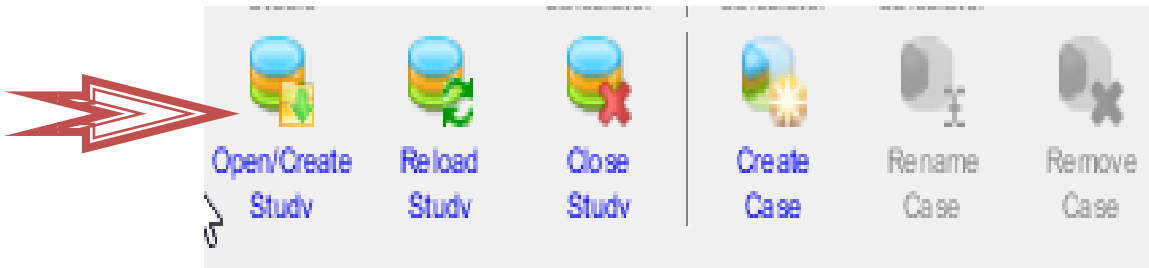
1. Un modèle dynamique de réservoir est construit pour chaque champ du projet du bloc 404. La structure, la porosité, le Swirr, la perméabilité et le rapport net-brut (NTG) de chaque cellule du modèle statique sont exportés à partir d'un modèle statique et utilisés pour créer un modèle dynamique de réservoir à échelle fine (75 layer).
2. La saturation en pétrole et en gaz de chaque cellule est calculée par le logiciel de simulation du réservoir (Nexus) afin d'assurer que le modèle est à l'équilibre à l'initialisation.
3. Le modèle à échelle fine de simulation de réservoir est ensuite initialisé pour déterminer les valeurs du volume des pores d'hydrocarbures, STOOIP pour comparaison avec les valeurs générées par le modèle statique.
4. Un logiciel spécialisé d'ingénierie des réservoirs (Power-Grid) est utilisé pour mettre un modèle dynamique de réservoirs à l'échelle supérieure (up scal 35 layer) à partir de modèle dynamique à l'échelle fine (75 layer).
5. Le modèle à échelle supérieure (up scal) de simulation de réservoir pour le champ est initialisé pour fournir un calcul du STOOIP et comparé avec les valeurs générées par le modèle à échelle fine.
6. L'étape suivante, cependant, est commune à toutes les mises à jour de correspondance historique :

VI.3.Mis à jour de model dynamique (History matching)

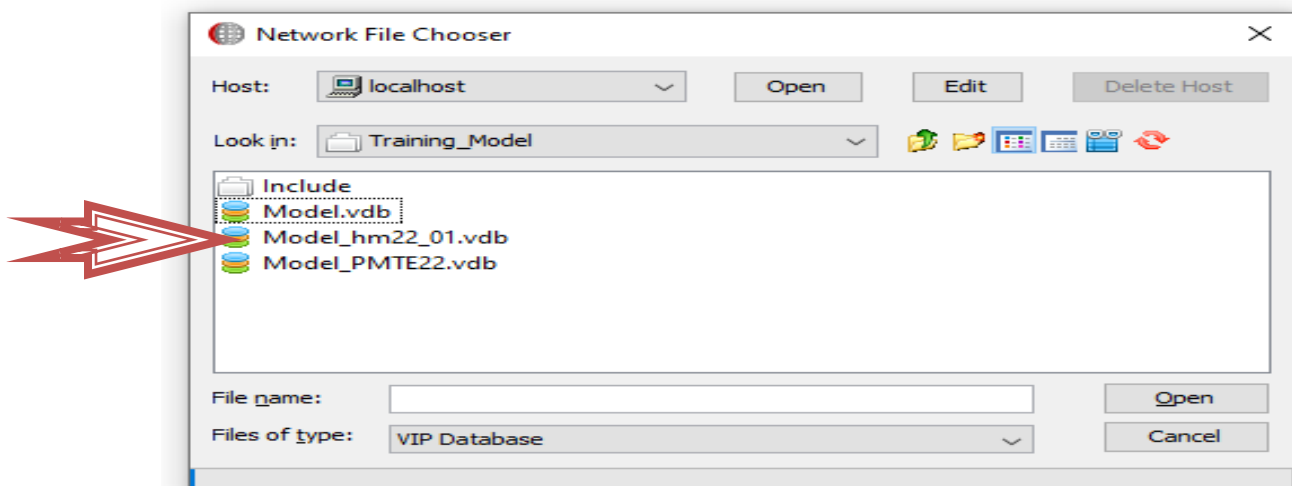
Une mise à jour annuelle de la correspondance historique est effectuée pour le champ de BKNE-B, le modèle de simulation est testé chaque année avec de nouvelles données de production, d'injection et d'essai. Si le modèle existant continue de correspondre aux données de terrain réelles, alors des changements minimes ou nuls sont nécessaires au modèle.

Dans notre cas ont a lancé la mise à jour des donnes dynamique à partir de 01-03-2002 à 01-01-2022 Par les étapes suivante :

- l'ouverture d'un nouveau cas de mise à jour des données (history match)

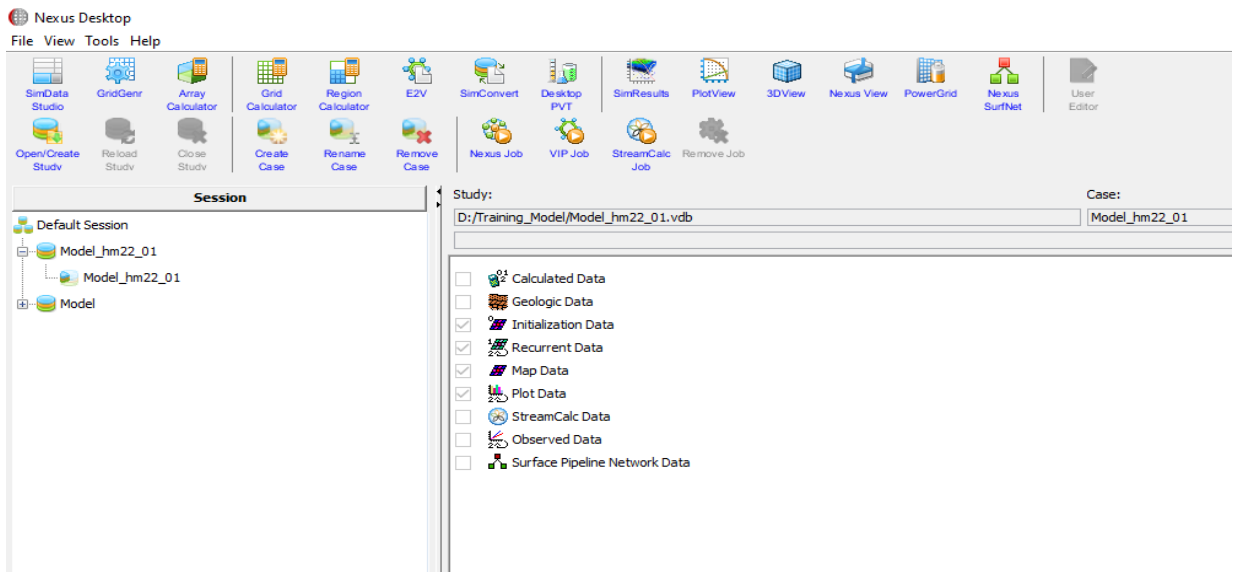


- l'exécution du fiche de mis à jour à partir de pré-processor (ultra édite) qui compose de :
 - Model statique
 - Propriété de roche
 - Fichiers d'équilibre
 - Les fichiers PVT
 - L'historique de production de puits individuels,
 - Les données MDT
 - Les données de pression de fond pour les producteurs et la pression de tête de tubulure (THP) pour les injecteurs.

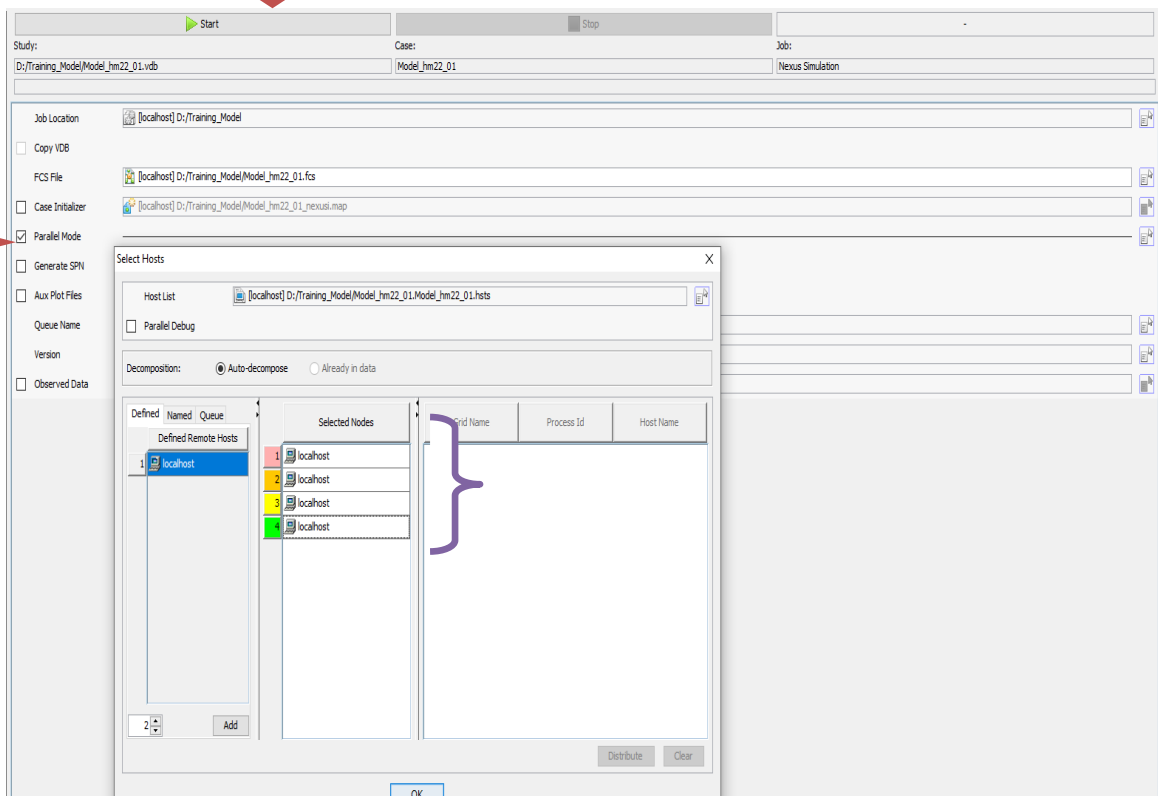


- Après la création de case on choisies le code (nexus job).





- La Sélection du mode de calcul parallèle pour 4 processeurs et lance les calculs des données mises à jour.



- L'importe les données finale après 2 h de calcul dans une fiche (Model_hm22_01.rst).

VI.4.La Prédiction (Forcase)

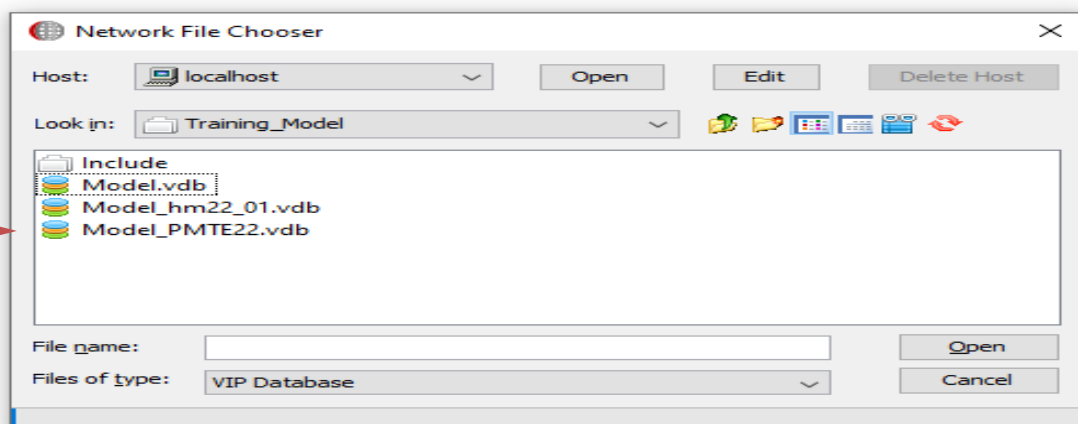
Ont a lancé la prédiction à partir de 01-01-2022 à 01-01-2036

➤ L'Ouverture un nouveau cas de prédiction



Exécuter une fiche sous forme VDB à partir de pré-processor (ultra édite) compose de

- Model_hm22_01.rst (le fichier des mis à jours des donne)
- Fichiers grille (Grid files).
- Propriété de roche.
- Les fichiers PVT.
- Récurrents fichiers.
- Net méthode fichiers.



➤ La même procédure utiliser avec le cas des mis à jour des donne (history match),
On a lancé les calcule pour avoir les donne dans l'étape de calibration pour évaluée le model.

VI.5. Calibration de model

Le model dynamique de BKNE-B utiliser dans cette étude de prédictions est mise à jour jusqu'à 31/12/2022, ainsi il est bien calibré avec les donner réelle.

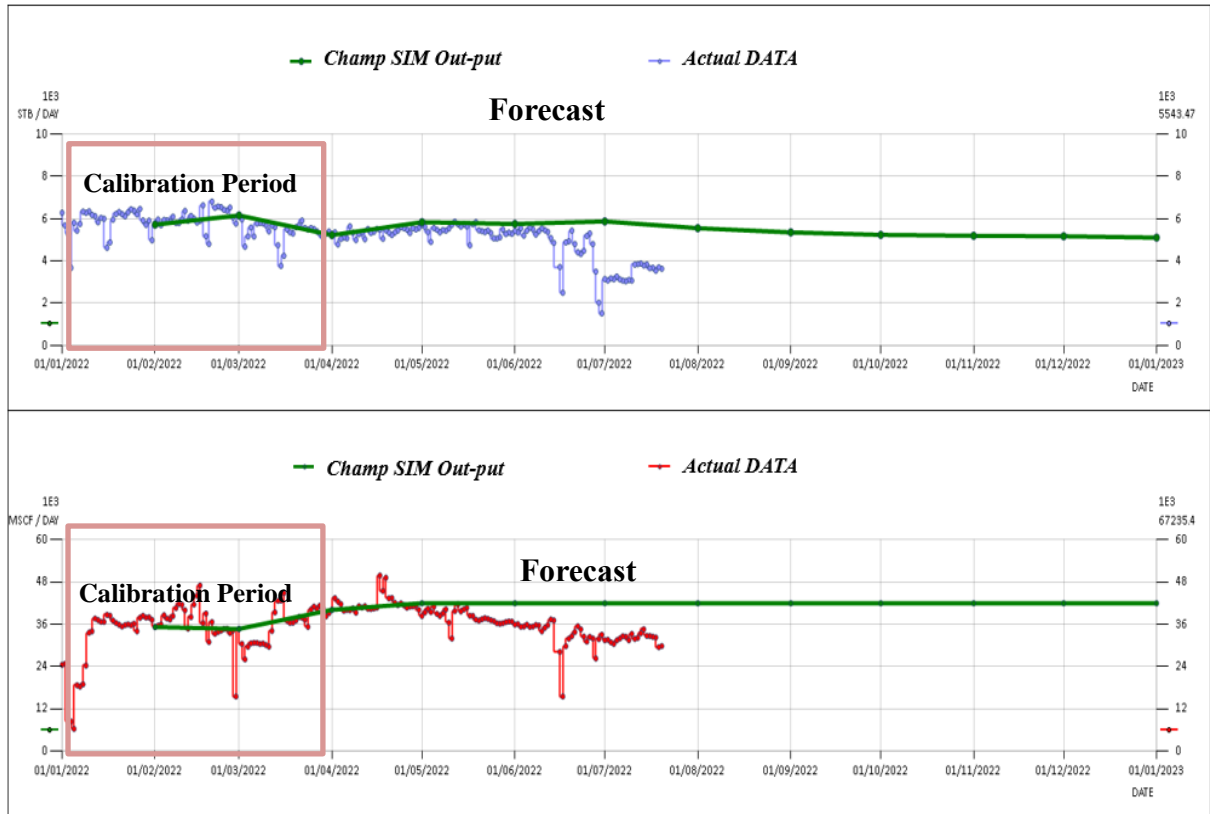


Figure.VI.3 : Calibration de model. [25]

Les graphes présent montre une très bonne ressemblance avec les donner réelle des puits producteur ainsi injecteurs, qui montre la qualité de model numérique utilisé comme un point de départ de cas de prédictions.

VI.5.1. Calibrage des performances des puits producteurs

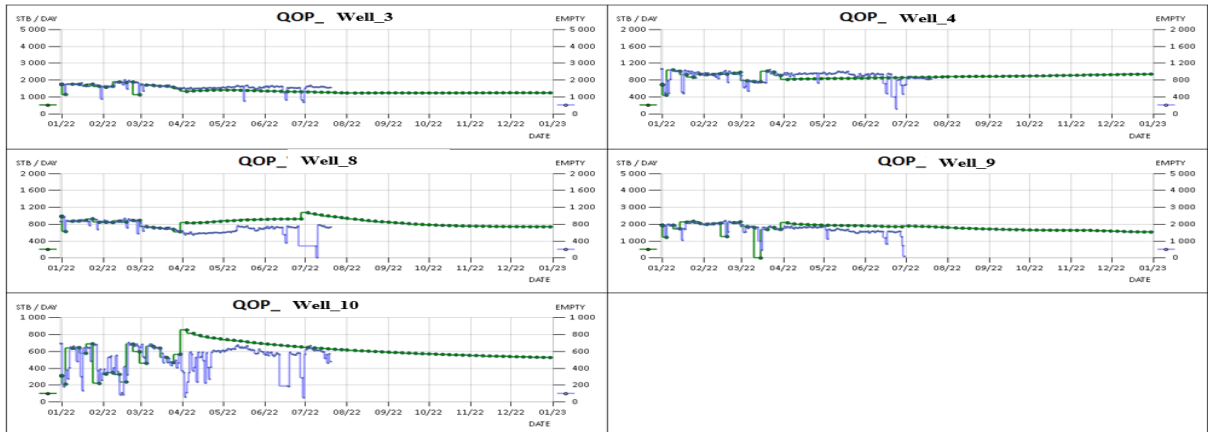


Figure .VI.4 : Le calibrage des puits producteur d’huile [25].

les puits producteur presente un bon calibrage avec la performance réelle, à partir de la période de prédiction on remarque quelque perturbation entre l’allocation des puits et les outputs de model numérique qui apparait dans les puits OP-8 / OP-10 / OP-9 à cause des intervention imprévu des puits (les enregistrements des pressions statique, nettoyage des puits).

VI.5.2. Calibrage des performances des puits injecteurs

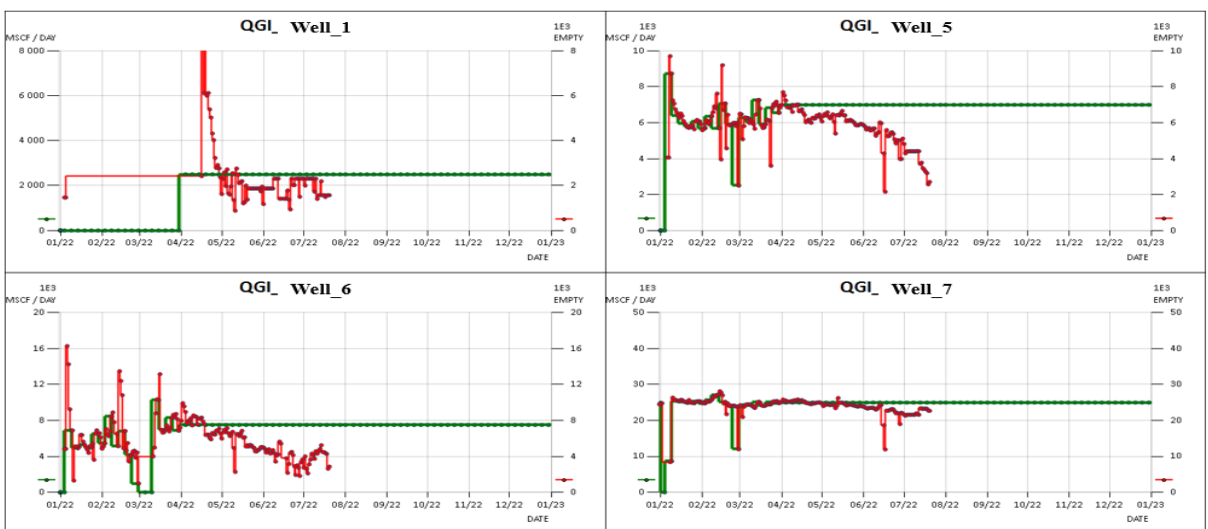


Figure.VI.5 : Le calibrage des puits injecteur de gaz [25].

Les puits injecteurs eux-mêmes présente un bon calibrage avec les résultats de model dynamique l'incompatibilité apparait dans les puits GI-5 GI-6 après la période de calibration qui traduisse les problèmes de surface confronter sauvant.

VI.6.L'évolution de pression de réservoir

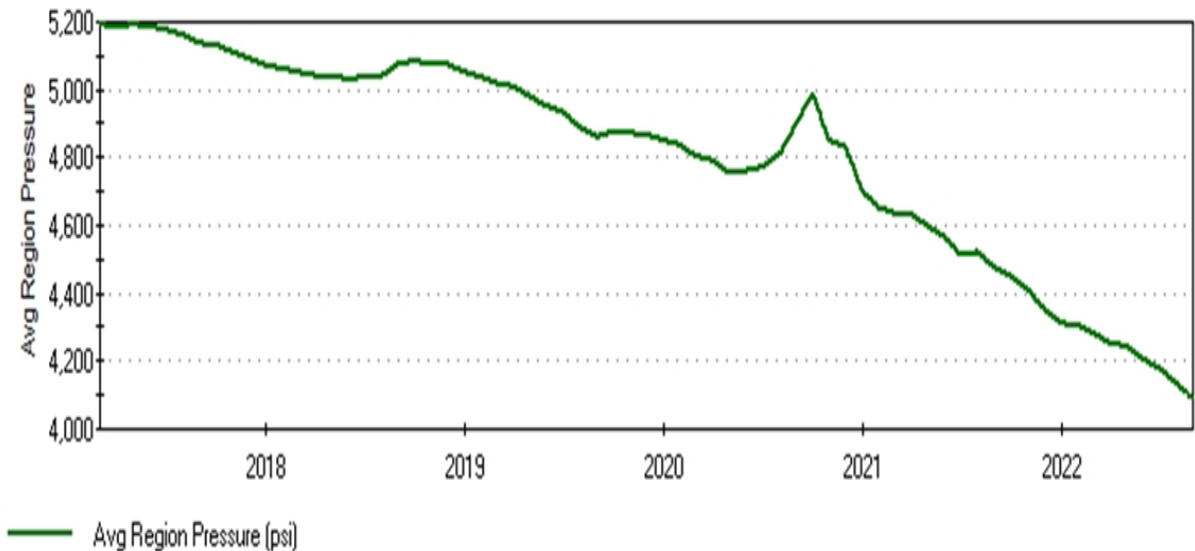


Figure.VI.6: La pression de réservoir de BKNE-B [25].

Ce graphe représente l'évolution de la pression du champ BKNE-B depuis 2017 jusqu' la fin de 2022, on observe une chute de pression de réservoir à partir de 5200 psi jusqu'a 4100 psi, à cause d'un mauvais maintien de pression.

IV.7.Résultat du model numerique de test slim tube de MMP

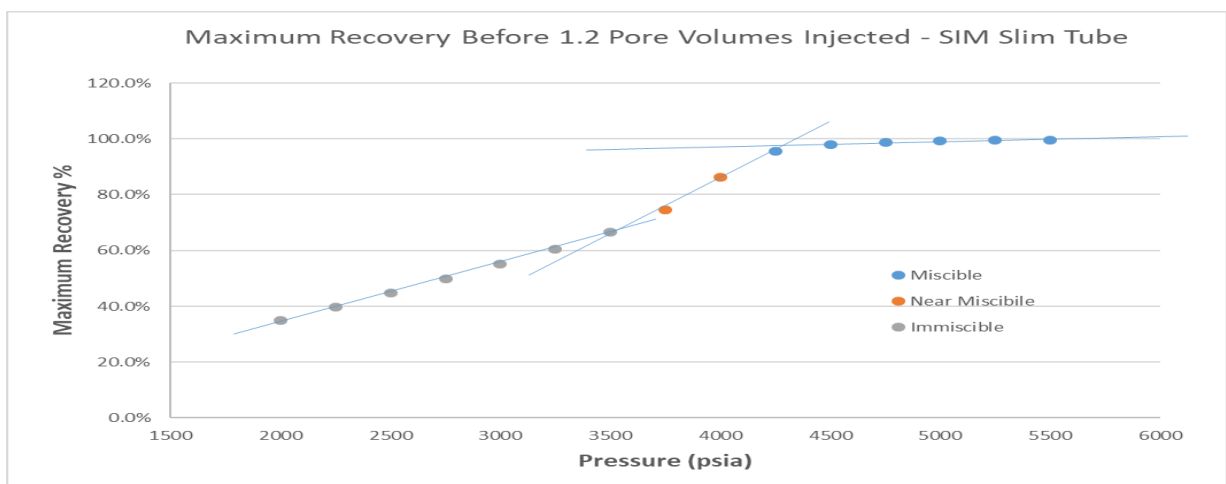


Figure.VI.7: Test sim tube mince [25].

-La figure montre la récupération maximale d'huile en fonction de la pression de réservoir correspondant à l'état de miscibilité de gaz injecté.

-Pour l'état de gaz immiscible la pression varier de 2000 psi jusqu'à 3500 psi par contre une partielle miscibilité apparaitre entre 3750 psi et 4000 psi, puis a l'atteint la miscibilité totale a 4250 psi (qui montre la pression minimale de miscibilité).

VI.8. Les résultats de simulation

a) La pression de réservoir

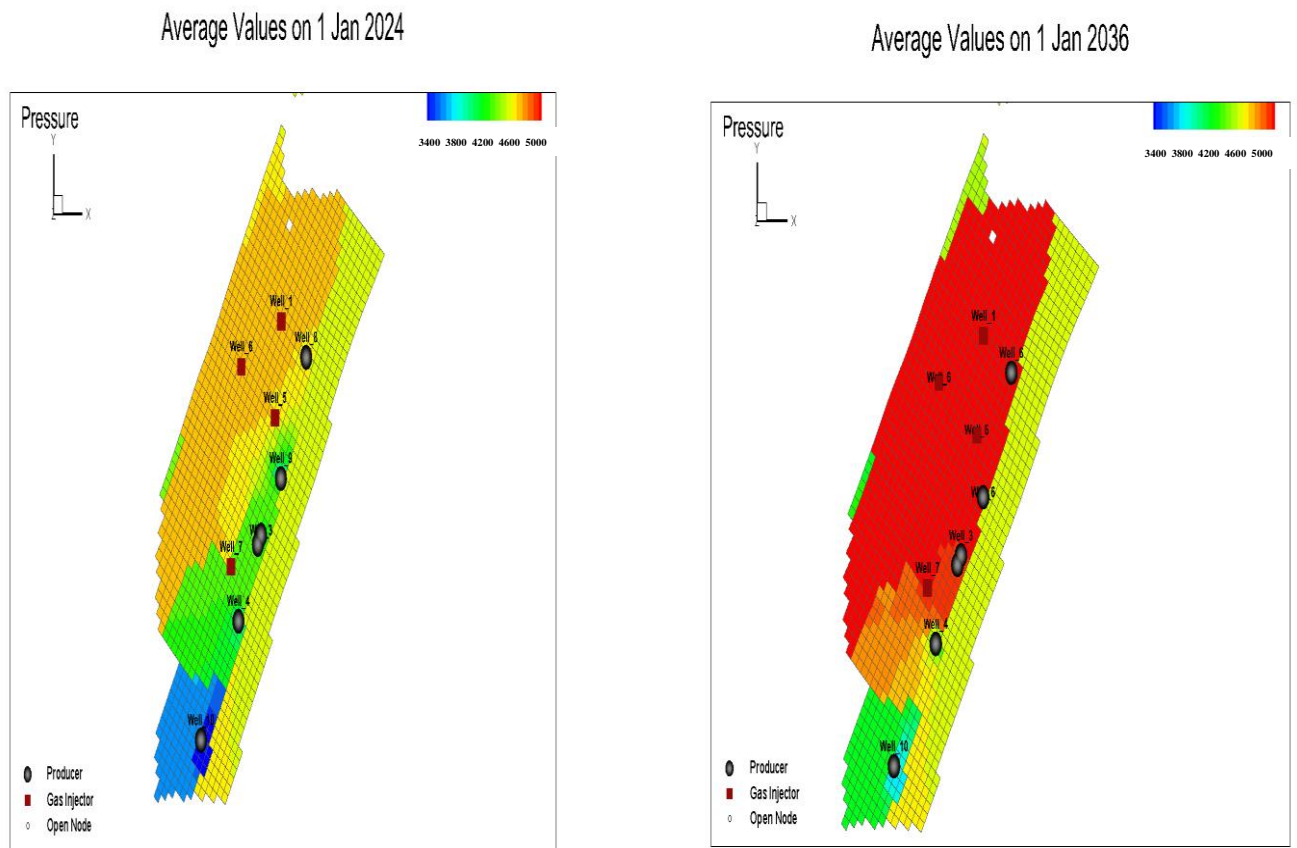


Figure.VI.8: Evolution de pression de réservoir moyen au cours de prédiction [25].

La figure au dessous présente l'évolution de pression de réservoir après avoir installé le compresseur, pendant les 12 années de prédiction la pression sera augmenter progressivement de 4200 psi en 2024 jusqu'à 5000 psi en 2036.

b) Le cumule d'huile de production

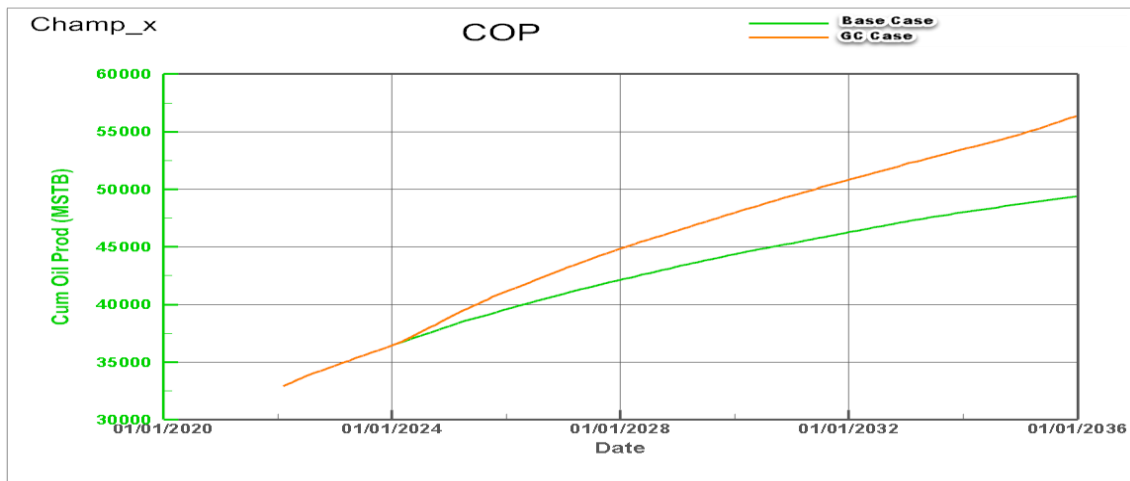


Figure.VI.9: Le cumule d'huile de production [25].

Le graphe ci-dessus montre les prédictions de cumule de production d'huile jusqu'à l'année de 2036, les résultats dans le cas compresseur de gaz montre un cumule de 56,32031 MMSTB par contre les prédictions de cas actuel (le cas de base) atteint un cumule de 49,37589 MMSTB, donc une différence de 6,97652 MMSTB pendant les 12 ans.

c) Le taux de récupération

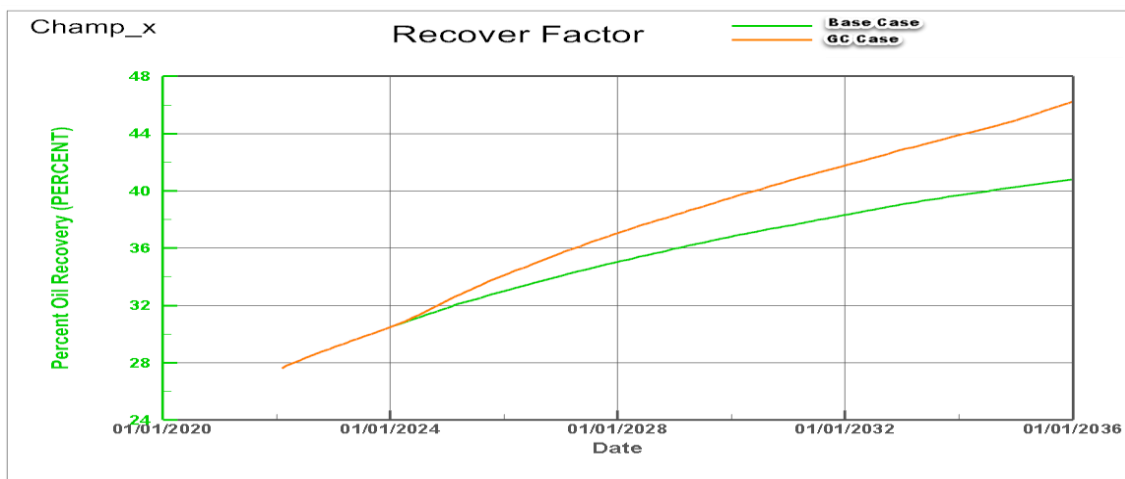


Figure.VI.10: La prédiction de taux de récupération [25].

La figure contient la prédiction de facteur de récupération (RF) d'huile jusqu'au Jan-2036 ou elle montre un excellent résultat pour le cas de compresseur proposer (RF = 46.21%), un gain de 6% par rapport aux prédictions de cas de base.

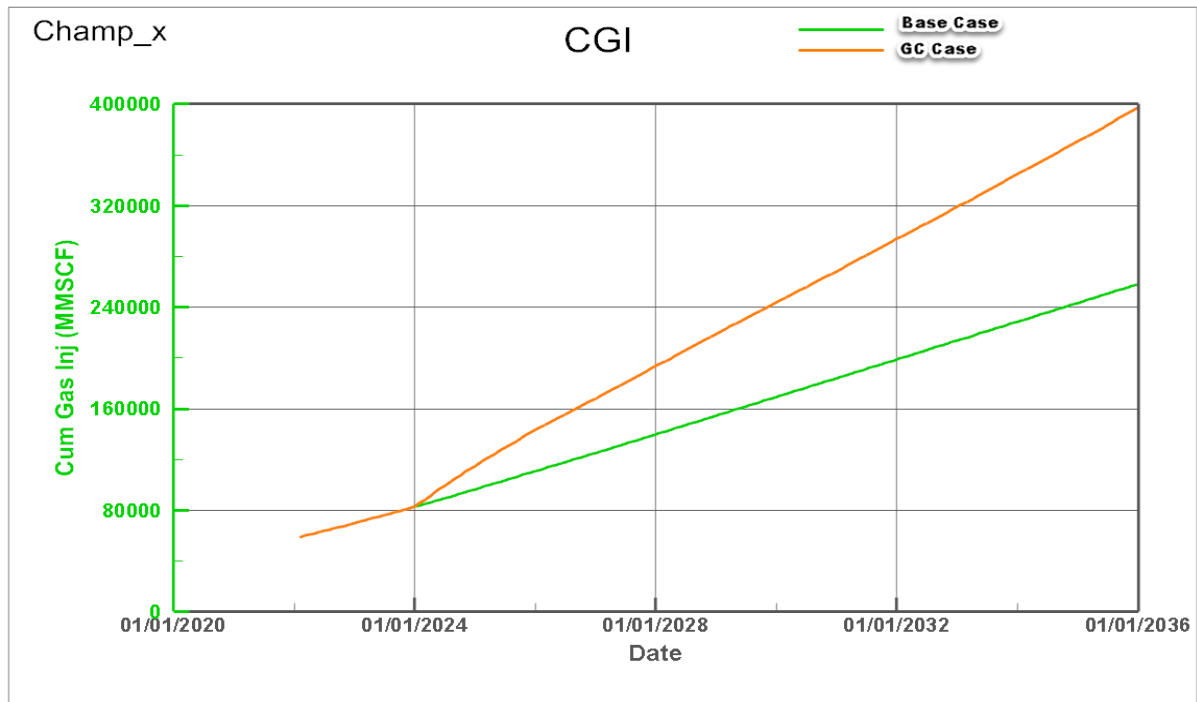
d) Le cumule d'gaz d'injection

Figure.VI.11: Cumule de volume de gaz d'injection [25].

La courbe au-dessus présente les cumule de volume de gaz injecté pendant la période de prédiction, pour les deux cas. Les résultats montre clairement que les volumes injecté atteinte 400000 MMSCF dans le cas de compresseur installé avec une augmentation estimée de 140000 MMSCF par rapport aux prédictions de l'état de base.

D'où l'injection de gaz journalier est environ 38 MMSCFD pour ce dernier, Par contre dans le cas de compresseur l'injection de gaz journalier est environ 69,9MMSCFD.

e) Le voidage remplacement

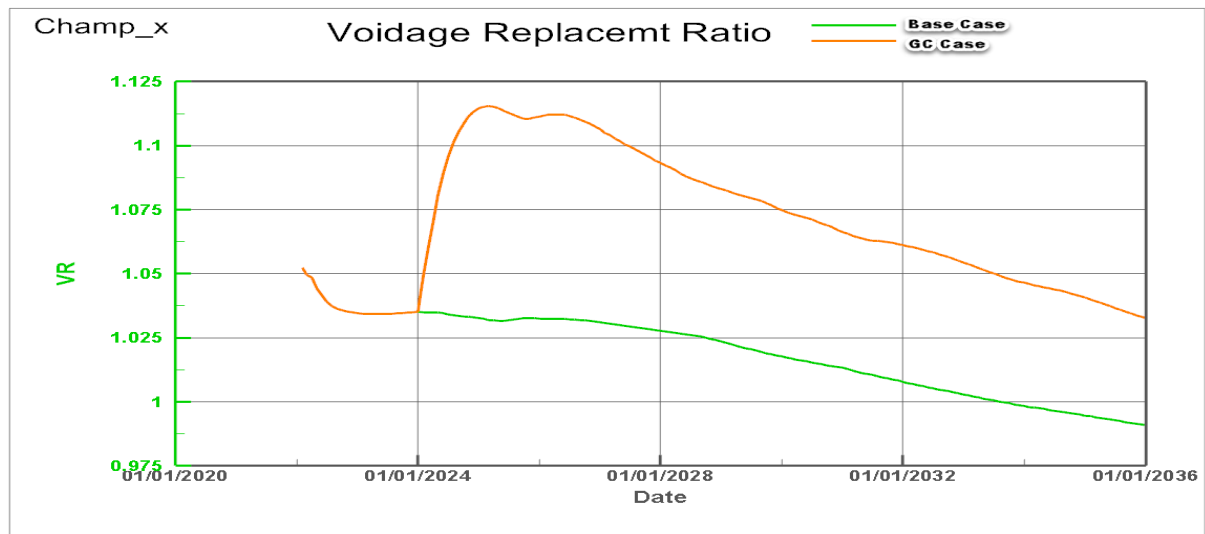


Figure.VI.12: La prédiction de VRR [25].

La prédiction du paramètre le très important dans l'étude c'est le VRR, pour un déplacement miscible plus efficace et un bon réservoir management la valeur de VRR doit être variée entre 0.9 /1.1, Alors, pour le cas de compresseur les premiers 2 ans le VRR atteindra une valeur de 1.112 a cause d'augmentation de volume de gaz injecté (Figure.VI.11) par rapport au volumes produit, après les premiers 2 ans et a partir de 2026 on enregistre un retour a la valeur de référence 1 , pour le cas de base le VRR présent une courbe qui diminuée de 1.040 a 0.970 , ce sont des valeur acceptable mais avec le temps le VRR continuera de diminuer a cause de volumes produit qui seront important par rapport au volumes de gaz injecté, qui presente des problèmes de surface déjà mentionné dans la problématique (les perte de charge, la pression d'injection faible ...) .

Enfin, on peut dire que si le compresseur est disponible, les ingénieurs disposent d'une totale liberté pour contrôler le processus de production et l'injection, De sorte que le compresseur assure une pression de réservoir qui atteint la miscibilité du gaz dans l'huile, et qui conserve les volumes de production associées à l'étouffement des puits producteur , c'est-à-dire qu'il est plus facile de rester dans les limites des pression qui garantissent une meilleur miscibilité.

f) Le gas oil ratio (GOR)

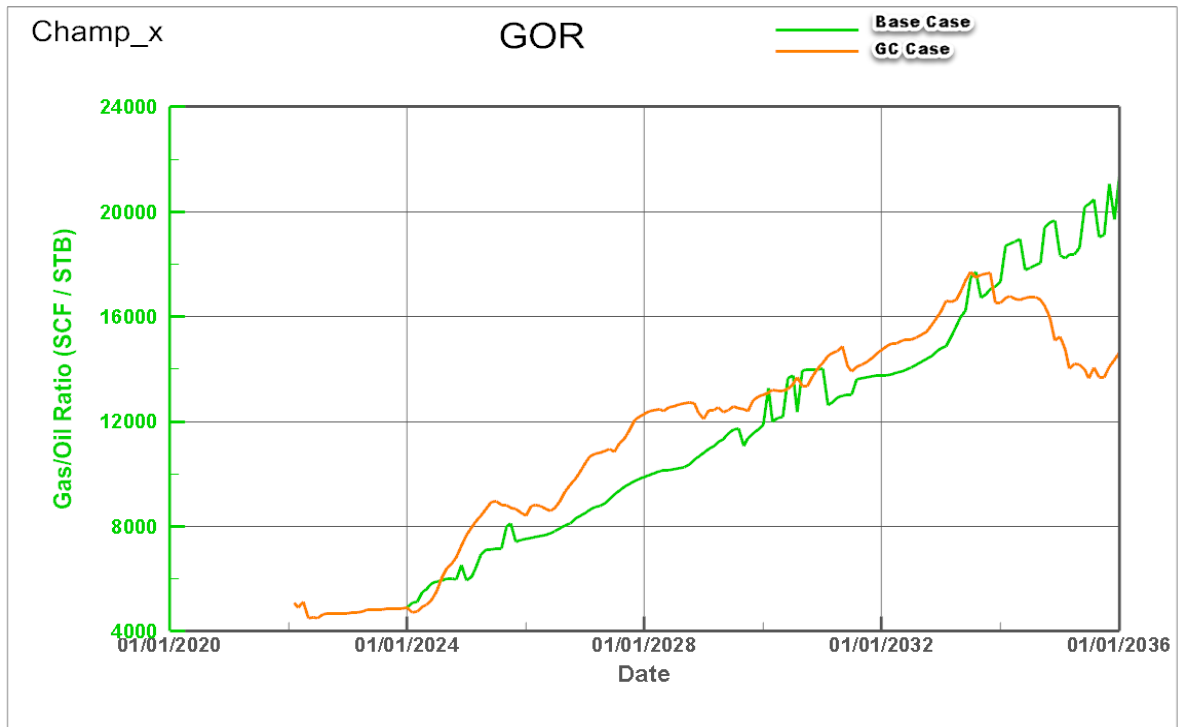


Figure.VI.13: La prédiction l'évolution de GOR [25].

La variation du GOR sera dus à une percée de gaz qui observée avec et sans forte pression d'injection de gaz (GI), Cependant, on constate qu'avec des volumes d'injection élevés dans le scénario d'injection de gaz, le GOR est demeure plus proche du scénario de base (référence). Ceci indique qu'un processus de compression de gaz de surface par un compresseur peut entraîner un meilleur déplacement miscible pendant l'injection de gaz.

g) Le water CUT

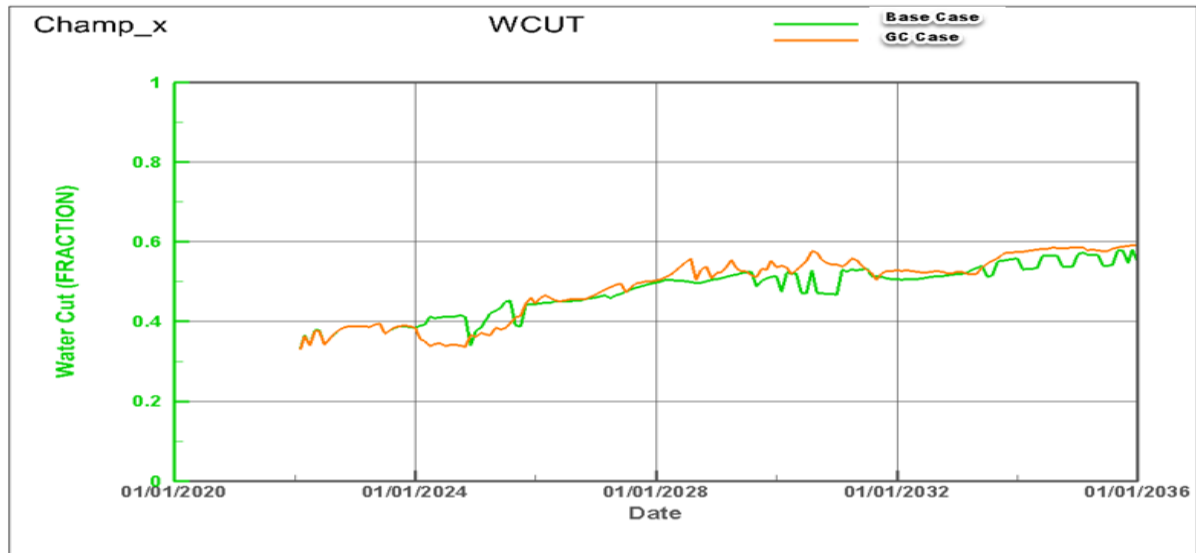


Figure.VI.14: La prédiction de WCUT [25].

Pour le graphe de prédiction de WCUT régionale, le champ de BKNE-B présente des niveaux bas d'eau malgré l'observation des augmentations pendant les 12 ans qui atteindra les 56% dans le cas de GC qui sont des valeurs acceptables.

Discussion

D'après l'analyse des graphes précédents, on constate que l'installation d'un compresseur de gaz à proximité de champ étudié (BKNE-B) permettra de maintenir une pression de réservoir supérieure à la MMP 4250 psi (figure VI.8).

A l'aide d'étude effectuée de tubes minces (figure VI.7) une augmentation de la pression d'injection de gaz résultera en une miscibilité totale d'huile de réservoir avec le gaz injecté. Cela se traduit par une récupération ultime de pétrole avec des volumes supplémentaires d'environ 6,97 millions de barils (MMSTB) pendant les 12 ans (2024-2036) qui traduisent +6% en RF (figure VI.9, VI.10, VI.11).

Des bons indices de VRR avoisinent la valeur de référence 1, montrant un bon déplacement miscible au niveau de réservoir avec une quantité acceptable d'eau après l'exploitation de 26 ans de

champ, L'évolution des GOR présente des pertes de gaz avec et sans compresseur donc on ne peut pas contrôler ce phénomène irréversible.

VI.9: Estimation économique

Pour estimer le coût total de l'installation d'un compresseur il faut bien considérer tous les facteurs de l'installation : la source d'énergie pour le compresseur, les prix de marché par rapport aux caractéristiques de compresseur recommandés.

- La source d'énergie doit être le réseau international d'électricité qui passe par le champ (BKNE-B).
- Les prix peuvent varier considérablement en fonction de nombreux facteurs tels que la capacité, les fonctionnalités, la marque et les conditions du marché d'après les contrats de GB le prix de location des compresseurs HP estimé de 540000 \$ par mois (on prend en considération les arrêts d'entretien).

Production additionnel	7 MMSTB
Gain en Facteur de récupération	6% OOIP
Coût de compresseur	77.760.000 \$/12 ans
Le gain de volume supplémentaire	490.000.000 \$/12 ans
Totale à gagner	412.240.000 \$/12ans 34.000.000 \$/ 1 ans

Conclusion :

L'optimisation de l'efficacité de l'injection de gaz miscible associé aux simulations de modèles de réservoir

Où l'installation de compresseur a permis d'améliorer les taux de récupération ainsi que l'efficacité de déplacement des hydrocarbures.

Les résultats obtenus montrent une augmentation de volumes supplémentaires d'environ 6,97 MMSTB pendant les 12 ans (2024-2036) qui traduit +6% en RF.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Pour garder la miscibilité de gaz naturel dans le réservoir de BKNE-B (la pression de réservoir supérieur à la pression minimale de miscibilité MMP). Il faut bien manager la stabilité de pression d'injection au tête des puits.

L'utilisation de simulations et de prédictions de performances dans l'optimisation de l'injection de gaz miscible permet d'améliorer la compréhension du comportement du réservoir.

L'installation d'un compresseur facilite le maintien d'une pression d'injection adéquate nécessaire pour atteindre la pression minimale de miscibilité permettant alors une miscibilité totale du mélange gaz/huile.

Ce dernier permet d'optimiser le déplacement des hydrocarbures dans le réservoir et amélioré le taux de récupération (une augmentation de 6%).

L'interprétation des résultats et des prédictions obtenues par la simulation numérique et l'estimation économique de projet d'installation de compresseur fournier un gain de 412 million dollars dans les 12 ans c'est ta dire un supplément de 34 Millon dollars ces valeurs permet de valider cette approche et de formuler des recommandations stratégiques supplémentaires visant à maximiser les taux de récupération tout en garantissant une exploitation rentable et durable du réservoir.

Recommandation

A partir des résultats précédents

- l'installation de compresseur de gaz est recommandée pour le champ BKNE-B.
- Une Simulation avec logiciel hysis pour bien déterminer le model de compresseur installer.

Les autres options à considérer :

- Séparateur hors site avec compresseur de gaz et pompe à liquide pour la réinjection de gaz locale.
- Conversion des puits producteur en puits injecteur (par exemple : Well_10).
- Mise en œuvre de WAGI (Water Alternating Gas Injection) avec des cycles court de la Phase d'eau.
- Injection d'eau périphérique.

Références Bibliographiques

Références

- [1] Well évaluation conférence Algérie. 2015 sonatrache Schlumberger.
- [2] Rapport Plan de développement des puits groupement berkine 2022-2022.
- [3]- Rapport Département De Géologie Et Géophysique Groupement Berkine.
- [4]- Rapport Département De Réservoir Bloc 404. 2023.
- [5]- Ahmed Tarek, 1964.réservoir engineering handbook. Edition technip
- [6]- IFPN, 28 Mars-02 Avril _COURS_ Réservoir. 01 PRO-EXP1_S1_G2
- [7]- Howard B.Bradley: Petroleum engineering handbook par Edition society of petroleum engainées.
- [8]-M. Latil, 1975. : Cours de production tome 6 : Récupération assistée. S.1: edition technip
- [9] Petrolume Ingeniring Hand Book Editor-In-Chief Howard B. Bradley.
- [10]. Clark, N.J. et al.: "Miscible Drive-Its Theory and Application,"J. Pet. Tech. (June 1958).
- [11]. Stal Kup FI, (1983). /Miscible Displacement, SPE
- [12]. Evaluating Reservoir Production Strategies Inmiscible And Immiscible Gas-Injection Projects, Thesis Byiman Farzadsubmitted To The Office Of Graduate Studies Oftexas A&M Universityaugust 2004.
- [13]. Wharton. LP. and Kieschnick. W.F. Jr: (April 1950) "Oil Recovery by High Pressure Gas Injection," Oil and Gas J. 48, page 78-89.
- [14]. Stalkup, F.I., Jr.: 1984"Miscible Displacement,"SPE Monograph Series,.
- [15]. Kehn, D.M., Pyndus, G.T., and Gaskell, M.H.: (1958) "Laboratory Evaluation of Prospective Enriched Gas Drive Projects," *Trans*, AIME 213,382-85.

[16]. Etude et analyse de l'injection du gaz miscible par la méthode du VRR (Voidage Replacement Ratio) dans le champ d'El-Gassi.2017.

[17]. Zick, A.A.: "A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases", paper SPE 15493 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA., 5-8 Oct.

[18]. "Fundamentals of Reservoir Engineering" par L.P. Dake : Society of Petroleum Engineers (SPE) Année : 1978.

[19]. Yellig, W.F. and Metcalfe, R.S.: "Determination and Prediction of CO₂ Minimum.

[20] "Characterization of Reservoir Fluids Using Thin-Tube Experiments" Ahmed N. Al-Dousari, Mohamed S. Mahmoud, and Tariq J. Al-Khalifah Source: SPE Année : 2006

[21]. Article: "Reservoir Simulation: History Matching and Uncertainty Quantification" Dirk Gajewski, Michael King, Richard W SPE Reservoir Evaluation & Engineering Année : 2017.

[22]. Steve Cannon Année: 2014 "Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide».

[23]. Livre: "Reservoir Simulation: Mathematical Techniques in Oil Recovery», Turgay Ertekin, Jamal H. Abou-Kassem, Gregory R. King, Society of Petroleum Engineers (SPE) Année: 2001.

[24]. www. "Landmark reservoir simulation software" web cite 24-05-2023.

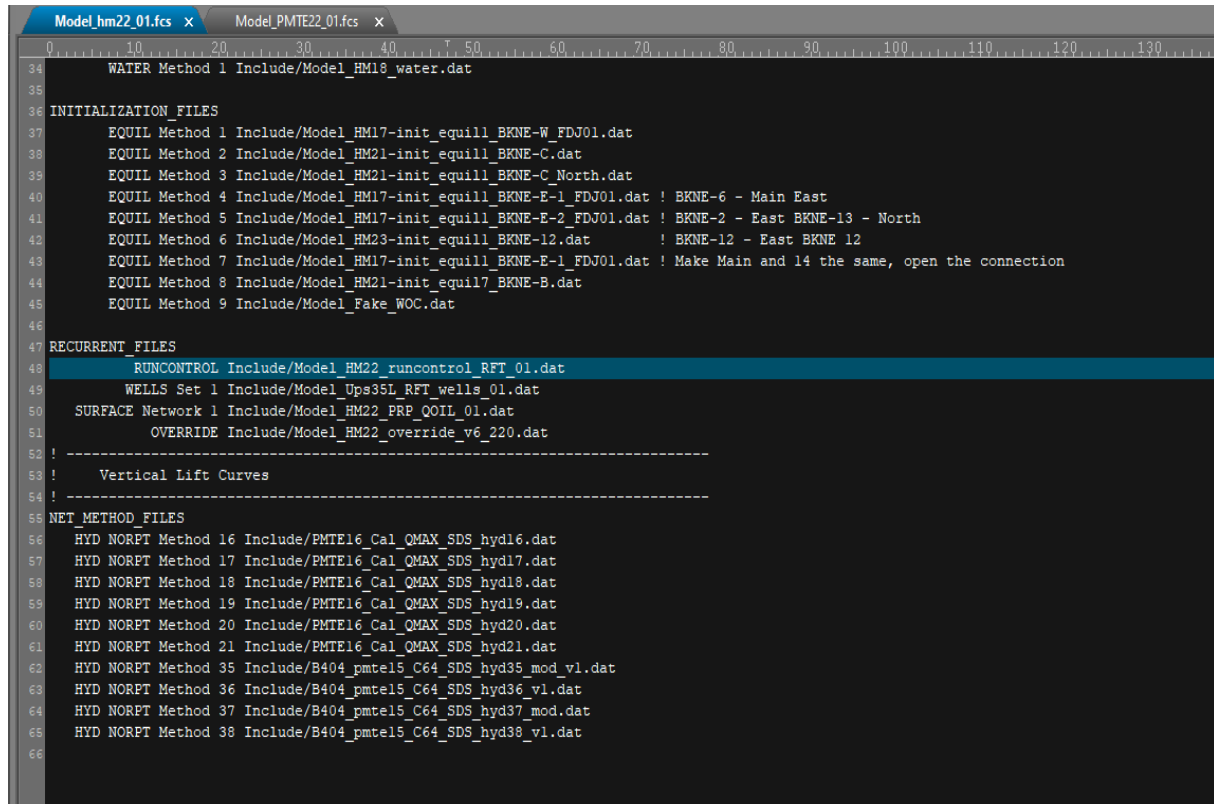
[25]. post-processeur tic plote softwear 23-05-2302.

[26] Introduction Sur Nexus Ibrahim Nasser Landmark 10-2020.

[27]. Etude et analyse de l'injection du gaz miscible par la méthode du VRR (Voidage Replacement Ratio) dans le champ d'El-Gassi. Présenté par Hocine OUAER Boutheina MERAD.

Annexe

Annexe A



```
Model_hm22_01.fcs x Model_PMTE22_01.fcs x
0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130
34 WATER Method 1 Include/Model_HM18_water.dat
35
36 INITIALIZATION FILES
37 EQUIL Method 1 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-W_FDJ01.dat
38 EQUIL Method 2 Include/Model_HM21-init_equill_BKNE-C.dat
39 EQUIL Method 3 Include/Model_HM21-init_equill_BKNE-C_North.dat
40 EQUIL Method 4 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-E-1_FDJ01.dat ! BKNE-6 - Main East
41 EQUIL Method 5 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-E-2_FDJ01.dat ! BKNE-2 - East BKNE-13 - North
42 EQUIL Method 6 Include/Model_HM23-init_equill_BKNE-12.dat ! BKNE-12 - East BKNE 12
43 EQUIL Method 7 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-E-1_FDJ01.dat ! Make Main and 14 the same, open the connection
44 EQUIL Method 8 Include/Model_HM21-init_equill7_BKNE-B.dat
45 EQUIL Method 9 Include/Model_Fake_WOC.dat
46
47 RECURRENT FILES
48 RUNCONTROL Include/Model_HM22_runcontrol_RFT_01.dat
49 WELLS Set 1 Include/Model_Ups35L_RFT_wells_01.dat
50 SURFACE Network 1 Include/Model_HM22_FRP_QOIL_01.dat
51 OVERRIDE Include/Model_HM22_override_v6_220.dat
52 ! -----
53 ! Vertical Lift Curves
54 ! -----
55 NET_METHOD_FILES
56 HYD NORPT Method 16 Include/PMTE16_Cal_QMAX_SDS_hyd16.dat
57 HYD NORPT Method 17 Include/PMTE16_Cal_QMAX_SDS_hyd17.dat
58 HYD NORPT Method 18 Include/PMTE16_Cal_QMAX_SDS_hyd18.dat
59 HYD NORPT Method 19 Include/PMTE16_Cal_QMAX_SDS_hyd19.dat
60 HYD NORPT Method 20 Include/PMTE16_Cal_QMAX_SDS_hyd20.dat
61 HYD NORPT Method 21 Include/PMTE16_Cal_QMAX_SDS_hyd21.dat
62 HYD NORPT Method 35 Include/B404_pmtel5_C64_SDS_hyd35_mod_v1.dat
63 HYD NORPT Method 36 Include/B404_pmtel5_C64_SDS_hyd36_v1.dat
64 HYD NORPT Method 37 Include/B404_pmtel5_C64_SDS_hyd37_mod.dat
65 HYD NORPT Method 38 Include/B404_pmtel5_C64_SDS_hyd38_v1.dat
66
```

Figure 2 : Le fichier des donne nécessaire pour lance les calculer de mis a jours des donnes (à partir de pré -possesseur ultra édite)

```

! [IN] May-23 : Training Model - Forecast
!
!-----
DESC B404 Algeria
DESC 2023 Training Model
DESC Up-scaled Model (35 Layers)

RUN UNITS ENGLISH
DEFAULT UNITS ENGLISH
RUN_SUNITS PPM
DEFAULT_SUNITS PPM
DATEFORMAT DD/MM/YYYY

! INITIALIZE_ONLY

RESTART TIME 01/01/2022 Model_hm22_01.rst

GRID_FILES
STRUCTURED_GRID Include/Model_Ups35L_HM22_01.dat
OPTIONS Include/Model_HM22_nex-prop_options_v1.dat

ROCK_FILES
ROCK Method 1 Include/Model_HM17-rock_rock.dat
RELPM Method 1 Include/Model_HM17-rock_relpm.dat

PVT_FILES
PVT Method 1 Include/Model_West_11Comp.dat
PVT Method 2 Include/Model_East_11Comp.dat
PVT Method 3 Include/Model_B_11Comp.dat
SEPARATOR Method 1 Include/Model_HM17_separator1.dat
SEPARATOR Method 2 Include/Model_HM17_separator2.dat
SEPARATOR Method 3 Include/Model_HM17_separator3.dat
WATER Method 1 Include/Model_HM18_water.dat

INITIALIZATION_FILES
EQUIL Method 1 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-W_FDJ01.dat
EQUIL Method 2 Include/Model_HM21-init_equill_BKNE-C.dat
EQUIL Method 3 Include/Model_HM21-init_equill_BKNE-C_North.dat
EQUIL Method 4 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-E-1_FDJ01.dat ! BKNE-6 - Main East
EQUIL Method 5 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-E-2_FDJ01.dat ! BKNE-2 - East BKNE-13 - North
EQUIL Method 6 Include/Model_HM23-init_equill_BKNE-12.dat ! BKNE-12 - East BKNE 12
EQUIL Method 7 Include/Model_HM17-init_equill_BKNE-E-1_FDJ01.dat ! Make Main and 14 the same, open the connection

```

Figure 3 : Le fichier des données nécessaires pour lancer le calcul des prédictions (À partir de pré-Possesseur ultra édité).

Annexe B

```

Case Name = Model_hm22_01

TIME TS NWT OIL GAS WATER OIL GAS WATER GAS W
DAYS RP ITN C.P. C.I. C.I. P.R. P.R. P.R. I.R.
7239.00 0 1 80872.3 298459. 101844. 9160.65 86228.8 5509.02 82702.4 159
7240.00 0 1 80881.6 298534. 101860. 9296.91 87406.5 5684.64 75702.4 160
7241.00 0 1 80890.5 298620. 101875. 8885.81 80549.2 5537.94 85300.0 155
7242.00 0 1 80899.3 298707. 101891. 8798.32 80001.5 5352.70 87607.9 154
7242.50 1 2 80903.7 298749. 101899. 8829.54 81633.3 5417.62 84098.1 160
7243.00 0 1 80908.1 298791. 101907. 8829.02 80231.9 5430.61 84098.2 160
7243.33 0 1 80911.5 298820. 101912. 10005.6 88207.4 9555.41 84839.9 161
7243.67 0 1 80914.8 298848. 101918. 10006.1 88578.4 9192.71 84839.9 161
7244.00 0 1 80918.1 298876. 101923. 10006.1 88969.9 9086.96 84839.9 161

Case Name = Model_hm22_01

TIME TS NWT OIL GAS WATER OIL GAS WATER GAS W
DAYS RP ITN C.P. C.I. C.I. P.R. P.R. P.R. I.R.
7244.50 0 1 80923.7 298919. 101931. 11111.9 101369. 12281.9 86204.5 165
7244.75 0 1 80926.5 298941. 101936. 11112.5 102699. 12024.5 86204.5 165
7245.00 0 1 80929.3 298962. 101940. 11112.5 103644. 11945.1 86204.5 165
7245.50 0 1 80935.3 299007. 101948. 11985.6 111975. 12828.0 88347.2 166
7246.00 0 1 80941.2 299051. 101956. 11985.7 113325. 12754.4 88347.2 166

Warning: At time 7246.000000 days, 1/01/2022(00:00:00)
The StreamCalc option found multiple wells in a grid block.
The following cells contain multiple wells :
CELL IJK = ROOT_(31,70,26) Wells : WELL-B2 and WELL-B2B
CELL IJK = ROOT_(31,70,27) Wells : WELL-B2 and WELL-B2B

Errors 0 Warnings 908

Run terminated at stop time
Return code 0

Nexus Parallel Simulation Complete

Cleaning up Nexus Job Model_hm22_01
-----
Removing empty files for Model_hm22_01
-----

Tue May 23 16:24:24 UTC 2023 Nexus Job Model hm22 01 Completed

```


Figure 4: Les résultats de calcul des mis a jour des donnes.

```

12352.0 0 1 120712. 1.1E+06 127176. 3977.62 131557. 5425.31 136660. 7893.56

Case Name = Model_PMTE22_01

  TIME  TS  NWT  OIL  GAS  WATER  OIL  GAS  WATER  GAS  WATER
  DAYS  RP  ITN  C.P.  C.I.  C.I.  P.R.  P.R.  P.R.  I.R.  I.R.
12353.0 0 1 120716. 1.1E+06 127184. 3976.31 131503. 5424.78 136444. 7892.38
12354.0 0 1 120720. 1.1E+06 127192. 3974.80 131434. 5424.01 136427. 7891.60
12355.0 0 1 120724. 1.1E+06 127200. 3973.14 131371. 5423.05 136121. 7889.81
12355.5 0 1 120726. 1.1E+06 127204. 3972.33 131335. 5422.29 136109. 7889.38
12355.8 0 1 120727. 1.1E+06 127206. 3971.84 131316. 5421.89 136009. 7888.95
12356.0 0 1 120728. 1.1E+06 127208. 3971.40 131298. 5421.47 136000. 7888.69
12356.5 0 1 120730. 1.1E+06 127212. 3970.57 131264. 5421.03 135924. 7888.01
12357.3 0 1 120733. 1.1E+06 127218. 3969.28 131208. 5420.45 135830. 7886.95
12358.2 0 1 120736. 1.1E+06 127225. 3967.99 131149. 5419.68 135816. 7886.23

Case Name = Model_PMTE22_01

  TIME  TS  NWT  OIL  GAS  WATER  OIL  GAS  WATER  GAS  WATER
  DAYS  RP  ITN  C.P.  C.I.  C.I.  P.R.  P.R.  P.R.  I.R.  I.R.
12358.4 1 2 120738. 1.1E+06 127227. 4847.05 167968. 5422.17 135963. 7885.44
12358.7 0 1 120739. 1.1E+06 127229. 4846.26 167961. 5421.80 136561. 7885.14
12359.0 0 1 120740. 1.1E+06 127231. 4845.17 167942. 5421.41 137790. 7884.79

Network Divergences: Network 1 Well 0 Tnet 0 Stalls:
Errors 0 Warnings 2689

Run terminated at stop time
Return code 0

Nexus Parallel Simulation Complete
-----

```

Figure 5 : Les résultats de calcul des prédictions.

Annexe C

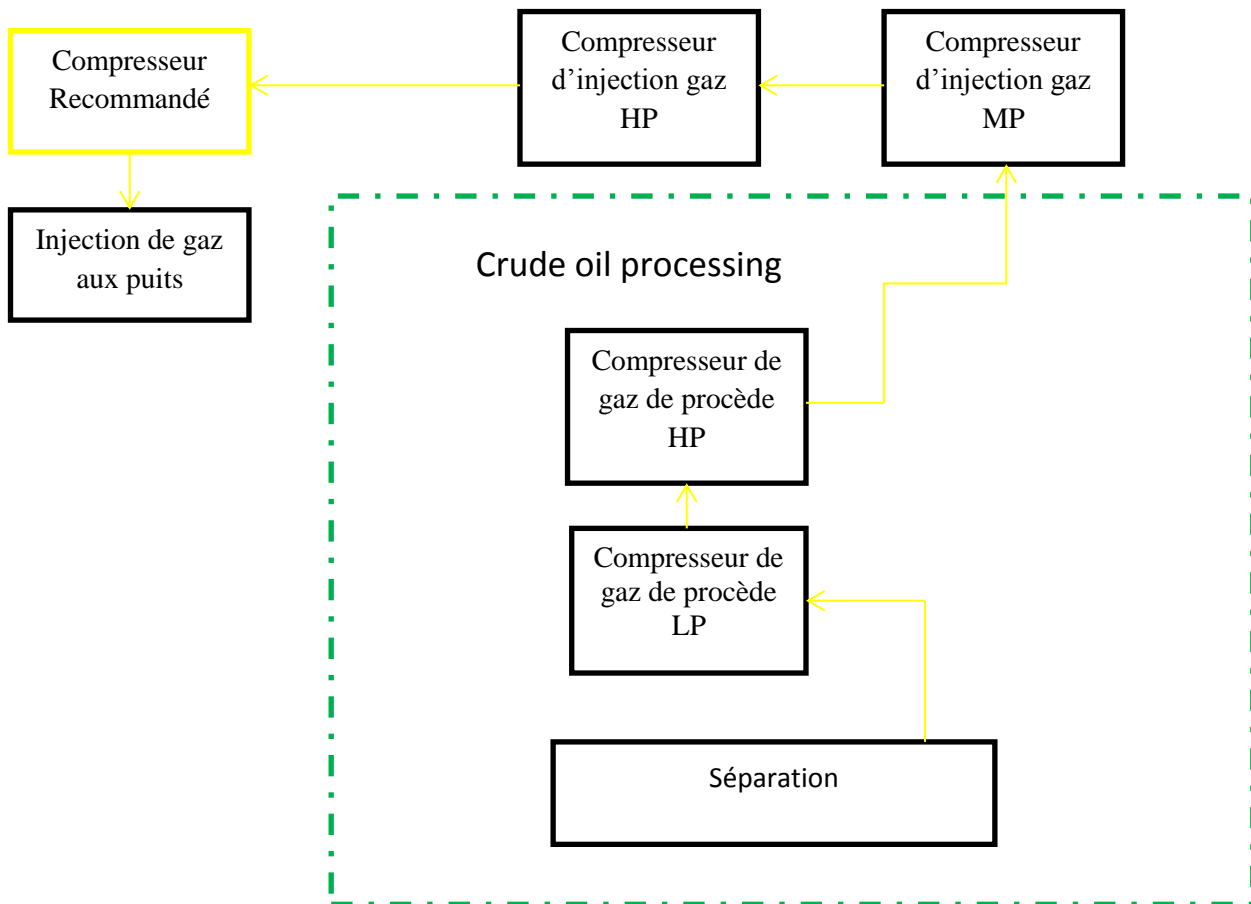


Figure 6 : le schéma de gaz d'injection

A)-Les Caractéristique de compresseur recommandé

Capacité	70MMSCF
Pression aspiration	3500 psi
Pression de refoulement	5000 psi

B)- Les caractéristiques de compresseur HP installé dans le CPF

ITEM NUMBER	K8-402B	
SERVICE	HP INJECTION COMPRESSOR TRAIN B	
CAPACITY	5.33 MMNM ³ /D	NOTE 3 199 MMSCFD
SP. VOL./SP. GR.	/O. 831	
PRESS.SUCT./DISCH.	119.9/343.7 BARG	1740/4984 PSIG
TEMP.SUCT./DISCH.	60/136° C	140/277° F
CASE MAT'L.	ASTM A266 CL4	
TRIM MAT'L.		
RPM DRIVE/DRIVEN	10920/10920	
DRIVER HP	21.3 MW	
DRIVER ITEM NO.	KT8-402	