

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

FEKHAR ZAKARIA

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

**Optimisation de la récupération d'huile sur le champ « BKNE-B » par
intégration du processus CO₂-WAG**

Devant le jury composé :

Mr. BENYOUNES Khaled	Professeur	UMB-Boumerdes	Examineur
Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. SAIFI Redha	Doctorant	UMB-Boumerdes	Examineur

Remerciement

Je tiens tout d'abord et avant tout à remercier ALLAH de m'avoir donné la force, la volonté et la patience pour accomplir ce modeste travail.

Je tiens à remercier chaleureusement mon professeur et encadrant Mr. ZERAIBI Noureddine, pour ses précieux conseils, son temps, et sa valeureuse orientation. Ce fut un honneur et privilège d'avoir appris à ses côtés.

Mes vifs remerciements et pensées vont également à l'ensemble du personnel du Groupement Berkine qui m'ont accueilli, à Mr. MEZIANE Mohammed pour cette opportunité précieuse, et particulièrement à Mr. BELLOUT Abdelhak, mon Co-encadreur, d'avoir assisté tout le long de ce travail, pour ses conseils et le temps qu'il m'a consacré et pour tous ce qu'il m'a appris.

Un grand merci également pour Mr. MORSLI Hamza d'avoir consacré de son temps et d'avoir partagé de son expérience et m'avoir dirigé malgré ses engagements professionnels.

J'adresse mes sincères remerciements aux membres du jury pour avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail. Je tiens également à exprimer mes respectueux remerciements à tous nos professeurs qui ont contribué à ma formation.

Enfin, dans l'impossibilité de citer tous les noms, mes sincères remerciements vont à tous ceux et celles, qui de près ou de loin, ont permis par leurs conseils et leurs compétences la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

J'ai l'immense honneur de dédier ce présent travail à

*Mes chers parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices,
leur soutien et leurs prières durant tout mon parcours*

Mon frère et mes sœurs

*A mes collègues du groupe et tous les amis que j'ai eu au sein de
l'INH*

*J'adresse aussi ma sincère gratitude à tous mes amis, Mahfoud,
Khalid, Anis, Souheib, Wassim, Amine, Haithem, et tous ceux que je
n'ai pas citer leurs noms.*

Résumé :

L'étude se concentre sur le champ pétrolier BKNE-B situé dans le bassin de Berkine, en Algérie, où la production est en déclin malgré l'injection de gaz miscible. L'objectif est d'évaluer le potentiel de l'injection de dioxyde de carbone (CO₂) comme technique de récupération assistée des hydrocarbures (EOR) pour améliorer la récupération.

Un modèle de simulation compositionnel du réservoir BKNE-B a été développé et calibré. Des tests de déplacement en tube mince ont déterminé la pression de miscibilité minimale (MMP) du CO₂ avec l'huile. Divers scénarios d'injection de CO₂ ont été évalués, en se concentrant sur les processus d'injection alternée eau-CO₂ (CO₂-WAG).

Les études comparatives sur un modèle 2D sectoriel ont démontré une efficacité de récupération supérieure du CO₂ par rapport au gaz associé, à l'azote et au méthane. Les processus CO₂-WAG ont surpassé le WAG traditionnel. L'optimisation des cycles d'injection CO₂-WAG a révélé qu'une durée prolongée d'injection de gaz améliore la récupération.

L'implémentation des scénarios optimisés dans le modèle 3D complet a confirmé une amélioration significative de la récupération par rapport à l'injection actuelle de gaz miscible. L'adoption du CO₂-WAG pourrait également libérer du gaz associé pour d'autres utilisations.

Mots-clés : Récupération Assistée des Hydrocarbures (EOR) ; Injection miscible de CO₂ ; Injection Alternée Eau-Gaz (WAG) ; Simulation Compositionnelle de Réservoir ; Pression de Miscibilité Minimale (MMP) ;

Abstract

The study focuses on BKNE-B oil field located in the Berkine Basin, Algeria, where production is declining despite miscible gas injection. The objective is to evaluate the potential of carbon dioxide (CO₂) injection as an enhanced oil recovery (EOR) technique to improve recovery.

A compositional reservoir simulation model of the BKNE-B reservoir was developed and calibrated. Slim tube displacement tests determined the minimum miscibility pressure (MMP) of CO₂ with the oil. Various CO₂ injection scenarios were evaluated, focusing on water-alternating-CO₂ (CO₂-WAG) processes.

Comparative studies on a 2D sector model demonstrated superior recovery efficiency of CO₂ compared to associated gas, nitrogen, and methane. CO₂-WAG processes outperformed traditional WAG. Optimization of CO₂-WAG injection cycles revealed that prolonging gas injection duration improves recovery.

Implementation of optimized scenarios in the full 3D model confirmed significant recovery improvement compared to current miscible gas injection. Adopting CO₂-WAG could also liberate associated gas for other uses. This study demonstrates the strong potential of CO₂-EOR, particularly through CO₂-WAG processes, to enhance recovery in the BKNE-B field.

Keywords: Enhanced Oil Recovery (EOR); Miscible CO₂ Injection; Water-Alternating-Gas (WAG); Compositional Reservoir Simulation; Minimum Miscibility Pressure (MMP);

Table des matières

Remerciement	i
Dédicaces	ii
Résumé	iii
Table des matières	iv
Introduction générale	1
Chapitre I. Recherche bibliographique :.....	3
I.1. Introduction :.....	3
I.2. Les propriétés physiques du CO ₂ :.....	3
I.3. Interactions entre CO ₂ , les roches et les fluides :.....	5
I.3.a. Conditions PVT	5
I.3.b. La mouillabilité :	6
I.3.c. Hydrates de CO ₂ :	7
I.4. CO ₂ -EOR :.....	7
I.4.a. Miscible CO ₂ -EOR :	7
I.4.b. Comparaison entre déplacement miscible et immiscible :.....	8
I.5. Pression de Miscibilité Minimale (MMP) :.....	10
I.6. Généralités sur le CO ₂ -WAG.....	11
I.7. Modes d'injections de CO ₂ -WAG :.....	11
I.8. Critère de sélection pour le CO ₂ -EOR :	12
I.9. Conclusion :	14
Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du Modèle numérique :.....	15
II.1. Cadre géologique :	15
II.1.a. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :.....	15
II.1.b. Lithostratigraphie du réservoir TAGI.....	17
II.1.c. Historique des travaux réalisés sur le Bloc 404a :.....	18
II.1.d. Spécification du champ étudié BKNE-B :.....	20
II.2. L'évolution de la pression du réservoir :.....	20
II.3. Aperçu sur le système de production du champ BKNE-B :.....	24
II.4. Problème de production du champ BKNE-B :.....	28
II.4.a. Contrainte de production en fond de puits (formation de sel et d'asphalte) :.....	28
II.4.b. Historique des modes de production des puits :.....	28
II.4.c. Contraintes de production en surface :	29
II.5. Construction du modèle numérique du champ de BKNE-B.....	30

II.5.a. Introduction :	30
II.5.b. Aperçu sur le modèle statique :	30
II.6. Conclusion :	33
Chapitre III. Modalisation du comportement du système roche-fluide.....	34
III.1. Etudes du comportement des écoulements des fluides.....	34
III.1.a. Introduction.....	34
III.1.b. Perméabilités relatives :	35
III.1.c. Pression capillaire	36
III.2. Etude du comportement des fluides	37
III.2.a. Introduction :	37
III.2.b. Etude PVT du champ BKNE-B :	37
III.3. Caractérisation de l'équation d'état (EOS).....	42
III.3.a. Introduction :	42
III.3.b. Description de l'équation d'état de Peng Robinson (PR) :	42
III.3.c. Développement de l'équation d'état du gisement BKNE-B :	44
III.3.d. Paramètres de l'équation d'état du champ BKNE-B :	45
III.4. Résultats du calage du modèle PVT compositionnel :	46
III.5. Composition des fluides	49
III.6. HISTORY MATCHING :	50
III.6.a. Introduction :	50
III.6.b. Procédure pour un History Matching :	51
III.6.c. History match quality of BKNE-B model:	54
III.7. Conclusion :	55
Chapitre IV. Scenarios et discussion :	56
IV.1. Historique et Problématique du champ :	56
IV.2. Injection CO ₂ :	56
IV.3. Construction du modèle mécanistique '2D kite model' :	57
IV.3.a. Définition :	57
IV.3.b. Etapes de construction :	58
IV.4. Estimation de la MMP :	63
IV.4.a. Caractéristique du modèle Slim tube numérique :	63
IV.4.b. Résultat de simulation de slim tube numérique :	63
IV.5. Comparaison de l'efficacité de récupération assistée avec différents gaz d'injection :	64
IV.6. Comparaison entre le WAG et CO ₂ -WAG :	66
IV.7. Etudes de sensibilité des cycles de CO ₂ -WAG sur le pourcentage de récupération :	66
IV.8. Etude de CO ₂ -WAG hybride :	68

IV.9. Implantation dans le model numérique 3D standalone :.....	70
Conclusion générale	72

Liste des Figures :

Figure I-1. Diagramme de phase du CO ₂	4
Figure I-2. Schéma d'injection du CO ₂ miscible	7
Figure I-3. Schéma de l'appareil d'expérience sur carottes.....	8
Figure II-1. Carte de situation géographique du bassin de Berkine (WEC 2007).	15
Figure II-2. Cadre géologique du bassin de Berkine. (WEC, 2007).	16
Figure II-3. Les couches stratigraphiques du bloc 404.....	18
Figure II-4. Carte représentative du bloc 404 [4].....	19
Figure II-5. L'évolution de débit et de la pression au cours du temps de production	22
Figure II-6. L'évolution de GOR au cours du temps de production	22
Figure II-7. L'évolution de WC au cours du temps de production	23
Figure II-8. Carte d'emplacement des puits du champ BKNE-B	24
Figure II-9. Profile de production du puit OP-03.....	24
Figure II-10. Profile de production du puit OP-04.....	25
Figure II-11. Profile de production du puit OP-01.....	25
Figure II-12. Profile de production du puit OP-02.....	26
Figure II-13. Profile de production du puit OP-05.....	26
Figure II-14. Profile d'injection du puit INJ-01	27
Figure II-15. Profile d'injection du puit INJ-03.....	27
Figure II-16. Profile d'injection du puit INJ-02.....	27
Figure II-17. Profile d'injection du puit INJ-04.....	28
Figure II-18. Distribution de la porosité a l'état initial	31
Figure II-19. Distribution de la perméabilité Kx a l'état initial.....	32
Figure II-20. La distribution des saturations en eau, huile et gaz	32
Figure II-21. La distribution de la saturation en huile.....	33
Figure III-1 : Courbes de perméabilités relatives du système Eau-Huile.....	35
Figure III-2 : Courbes de perméabilités relatives du système Eau-Huile.....	35
Figure III-3 : Fonction J du réservoir TAGI du champ BKNE-B.....	36
Figure III-4. BKNE-B comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de laboratoire pour test CME.....	46
Figure III-5 : BKNE-B Comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de laboratoire DL	47
Figure III-6 : BKNE-B Comparaison de calcul de viscosité entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de laboratoire	47
Figure III-7 : BKNE-B Comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de Swelling test.....	48
Figure III-8 : BKNE-B Comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de test Multi contact.	48
Figure III-9 Matching pressure behavior (Toronyi and Saleri 1988, Cosentino 2001).	52
Figure III-10. Matching saturation performance of reservoir (Toronyi and Saleri 1988, Cosentino 2001).	53
Figure III-11. Calage des résultats de production du modèle avec les données réelles.	54
Figure III-12. Calage des résultats de GOR & WCUT du modèle avec les données réelles....	54

Figure III-13. Calage des résultats du modèle de la pression moyenne avec les données réelles.	55
Figure IV-1. Organigramme sur le fichier de données FCS sur NEXUS.....	59
Figure IV-2 : Aperçu sur l'outil de gestion des données SDS	60
Figure IV-3. La distribution de la saturation d'huile dans le modèle sectoriel 2D kite	62
Figure IV-4 : Caractéristiques du modèle numérique d'un Slim tube	63
Figure IV-5. Résultat de notre simulation du teste Slim-tube	64
Figure IV-6. Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVI avec différents gaz d'injection.....	65
Figure IV-7 : Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVI entre le WAG et CO2-WAG.	66
Figure IV-8. Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVI entre les différents cycles du CO2-WAG.	67
Figure IV-9. L'intervalle de l'efficacité d'optimisation des cycles de CO2-WAG.	68
Figure IV-10. Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVI entre les scénarios du CO2-WAG hybride.	69
Figure IV-11. Comparaison des effets du CO2-WAG avec le WAG et l'injection du gaz miscible sur le modèle numérique 3D	70
Figure IV-12 : Comparaison entre le CO2-WAG 1 : 1 avec CO2-WAG 6M : 1Y dans le modèle numérique 3D.....	71
Figure IV-13 : Comparaison entre le CO2-WAG 1 : 1 avec CO2-WAG 6M : 1Y dans le modèle sectoriel '2D Kite'.	72

Liste des tableaux :

Tableau I-1. Distribution des projets CO2-EOR dans le monde jusqu'en 2012	3
Tableau I-2. Critères de sélection pour l'application de la RAP-CO2 selon divers auteurs	13
Tableau III-1. Analyse compositionnelle du fluide de réservoir.....	39
Tableau III-2. Caractéristiques de l'huile (Résultats des tests PVT standard)	39
Tableau III-3. Composition du gaz d'injection utilisé pour le test slim tube	40
Tableau III-4. Paramètres de l'équation d'état de Peng-Robenson.....	45
Tableau III-5. Coefficients du modèle LBC de viscosité	46
Tableau III-6. Composition de l'huile utilisée pour les simulations	49
Tableau III-7. Composition de gaz utilisé pour les simulations	50
Tableau IV-1. La distribution de la porosité, perméabilité et hauteur utile dans le modèle sectoriel.....	61
Tableau IV-2. Données nécessaires pour l'initialisation du modèle sectoriel.....	61
Tableau IV-3. Comparaison des volumes initiales entre le modèle sectoriel et le modèle numérique	62

Nomenclature :

BH	:	Bottom Hole
BHFPL	:	Bottom Hole Flowing Pressure Limits
BKNE-B	:	Berkine Nord Est
CCE	:	Constant Composition Expansion
CIC	:	Coil In Coil
CIS	:	Chemical Injection String
CME	:	Constant Mass Expansion
CPF	:	Central Processing Facility
CT	:	Coiled Tubing
CVD	:	Constant Volume Depletion
CWI	:	Carbonated water injection
DL	:	Differential Liberation
DW	:	Dilution water
DWS	:	Dilution Water String
EOR	:	Enhanced Oil Recovery
EOS	:	Equation d'état
FCM	:	Miscibilité au premier contact
FGSS	:	Flow Gathering System
FL	:	Flow Line
GB	:	Groupement Berkine
GI	:	Injection du gaz
GL	:	Gas Lift
GLS	:	Gas Lift String
GOR	:	Gas Oil Ratio
HC	:	Hydrocarbon
HCPV	:	Hydrocarbon Pore Volume
HCPVI	:	Hydrocarbon Pore Volume Injected
IM	:	Immiscible
LBC	:	Le modèle de calcul de la viscosité de Lorentz-Bray-Clark
MCM	:	Multi Contact Miscible
MMP	:	Minimum miscibility pressure
NTG	:	Net to Gross
NW-SE	:	Nord west-south east
OOIP	:	Original Oil In Place
OREC	:	Oil Recovery
PR	:	Peng-Robinson
PV	:	Pore Volume
PVT	:	Pression-Volume-Température
RAP	:	Récupération assistée de pétrole

RKF	:	Rhourde El Khrouf
SCAL	:	Special core analysis
SGS	:	Simulation gaussienne séquentielle.
TAGI	:	Trias argilo-gréseux inférieur
VLP	:	Vertical Lift Performance
WAG	:	Water Alternating Gas
WAGi	:	Water Alternating Gas Injection
WOC	:	Water Oil Contact

Introduction générale :

À mesure que la modernisation s'accélère à travers le monde, les besoins énergétiques globaux connaissent une croissance continue. Les combustibles fossiles, notamment le pétrole, demeurent des éléments essentiels de notre approvisionnement énergétique. Il est donc crucial d'accroître la production de pétrole brut pour répondre à cette demande croissante en énergie.

En tant que marché d'envergure, l'Algérie occupe une place importante pour répondre à ces exigences énergétiques. Le pays détient les dixièmes réserves prouvées de gaz naturel au monde et se positionne au quatrième rang mondial des exportateurs de gaz. De plus, il se classe seizième en termes de réserves prouvées de pétrole et exporte environ 60 % de sa production totale. Toutefois, la majeure partie de ses hydrocarbures provient de gisements matures. C'est pourquoi Sonatrach, principal acteur du secteur pétrolier et gazier algérien, se concentre sur l'optimisation de la production, notamment grâce à l'utilisation de technologies avancées et de techniques de récupération assistée.

Dans de nombreux cas, plus de 50 % du pétrole demeure dans le réservoir à l'issue des processus conventionnels d'extraction. Cette quantité non récupérée peut être extraite grâce à des méthodes de récupération assistée, augmentant ainsi notre réserve énergétique en pétrole pour les années à venir.

La récupération assistée d'huile (RAH), aussi connue sous le nom de « récupération tertiaire », désigne un processus d'extraction du pétrole qui n'a pas pu être récupéré par les mécanismes de récupération primaire ou secondaire. Bien que ces techniques dépendent de l'énergie naturelle du gisement et de sa capacité à maintenir sa pression, la récupération assistée du pétrole opère en modifiant la composition chimique du fluide pour faciliter son extraction.

Cependant, l'augmentation de la production de pétrole entraîne une augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Face à la nécessité de lutter contre le changement climatique provoqué par ces émissions, une méthode connue sous le nom de récupération assistée du pétrole par le CO₂, (CO₂-EOR) fait l'objet d'une attention particulière en tant qu'outils puissants à double objectifs contribuant non seulement à l'augmentation de la production, mais sert également de moyen de séquestration géologique du CO₂, ce qui constitue une « passerelle » potentielle vers un avenir énergétique à faible teneur en carbone.

D'une part, l'Algérie s'engage fermement à atténuer les impacts de l'industrie pétrolière et gazière sur le climat et l'environnement, en mettant en œuvre des initiatives concrètes et en participant à des partenariats mondiaux visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

D'autre part, de nombreux gisements algériens sont exploités actuellement avec la réinjection, miscible ou immiscible, du gaz produit mais ces ressources en gaz restent limitées et insuffisantes pour une récupération optimale de l'huile stockée. De plus, ce volume important fait face souvent à une orientation vers des intérêts commerciaux, que ce soit pour la consommation locale ou l'exportation,

Par conséquent, il est primordial de prospecter vers une source qui offre le même potentiel du gaz hydrocarbure en matière d'efficacité de récupération.

En effet, l'expérience mise en évidence dans les pays développés, principalement des États-Unis et du Canada, démontre l'énorme potentiel du dioxyde de carbone dans ce cadre.

Ce travail de recherche se concentre sur l'évaluation du potentiel de l'injection de CO₂ pour améliorer la récupération du champ BKNE-B, situé dans le bloc 404 du bassin de Berkine et opéré par le Groupement Berkine. Actuellement, ce champ est soumis à une injection de gaz miscible qui s'avère insuffisante pour maintenir la pression et la production optimales.

L'étude proposée s'articule autour de plusieurs axes complémentaires. Tout d'abord, une analyse approfondie du comportement historique du champ et des problématiques de production est réalisée pour mieux comprendre les défis spécifiques. Ensuite, un modèle de simulation numérique compositionnelle est développé et calibré pour représenter fidèlement le réservoir. Ce modèle servira de base pour évaluer différents scénarios d'injection de CO₂, en mettant particulièrement l'accent sur les procédés d'injection alternée de gaz et d'eau (WAG). Une attention particulière est portée à l'optimisation des cycles d'injection WAG afin de maximiser la récupération de pétrole.

Cette étude vise non seulement à accroître la production de pétrole brut du champ BKNE-B, mais aussi à démontrer le potentiel de la récupération assistée par CO₂ comme solution viable et durable pour les champs matures en Algérie.

Chapitre I. Recherche bibliographique :

I.1.Introduction :

La Récupération Assistée du Pétrole par injection de dioxyde de carbone a une histoire de plus de 70 ans. L'idée initiale apparut grâce à Whorton Brownscombe, qui déposa le brevet pour cette méthode en 1952. (Whorton, 1952).

Par la suite, du CO₂ a été injecté dans le réservoir dans le cadre d'un projet pilote au champ pétrolier de Mead Strawn en 1964, prouvant la contribution de l'injection de CO₂ à l'amélioration de la production de pétrole. (Holm, 1971)

En 1972, le premier projet commercial de Récupération Assistée du Pétrole par le CO₂ a été lancé au champ Kelly-Snyder, aux États-Unis (Langston et al., 1988). La réussite du projet a été démontrée par l'augmentation significative des taux de production et de la récupération finale obtenue grâce à l'injection de CO₂. Le projet a servi d'exemple pionnier de l'efficacité des techniques d'injection de CO₂ dans l'amélioration de la récupération du pétrole dans les champs pétrolifères matures.[1]

Depuis le succès de ce dernier, le nombre de projets de CO₂ EOR a augmenté partout dans le monde. En outre, l'injection de CO₂ a suscité un intérêt croissant ces dernières années, car elle peut contribuer à réduire les émissions de gaz carbonique.

	Nombre de projets CO ₂ -EOR miscibles	Nombre de projets CO ₂ -EOR immiscibles	Nombre de projets CO ₂ -EOR total
U.S	112	9	121
Canada	6	0	6
Brazil	2	1	3
Turkey	0	1	1
Trinidad	0	5	5
Total	120	16	136

Tableau I-1. Distribution des projets CO₂-EOR dans le monde jusqu'en 2012

Les recherches montrent que l'EOR CO₂ est une pratique éprouvée, avec plus de 166 projets d'EOR CO₂ actuellement en cours dans le monde, la plupart en Amérique du Nord, augmentant la production pétrolière de plus de 450 000 barils par jour [2]

I.2.Les propriétés physiques du CO₂ :

Pour améliorer les performances de CO₂-EOR, il est nécessaire et important d'étudier et de comprendre les propriétés physiques du dioxyde de carbone.

Le CO₂ pur est un gaz incolore, inodore, inerte et non combustible. Dans des conditions normales, sa masse moléculaire est de 44,01 g/mol, soit une fois et demie plus élevée que celle de l'air. La densité est de 1,521 avec une température de 15°C et une pression de 1,013 bar. La masse volumique est de 1,87 kg/m³, et le facteur de compressibilité (Z) est de 0,9942 (Sage, 1955)

Le CO₂ est solide à basse température et à basse pression, comme le montre la figure I-1.

Chapitre I. Recherche bibliographique

Le point triple du CO₂ est de (5.11 atm de pression et -56.57 °C), point auquel la phase liquide apparaît pour la première fois et coexiste avec les phases solide et vapeur au point triple.

Les phases liquide et vapeur du CO₂ coexistent à partir du point triple et jusqu'au point critique (72.79 atm, 30.98°C).

En dessous de la température critique, le CO₂ peut être liquide ou gazeux dans une large gamme de pressions.

Au-dessus de la température critique, le CO₂ existe sous forme de gaz, quelle que soit la pression. Toutefois, à des pressions supercritiques de plus en plus élevées, la vapeur devient et se comporte davantage comme un liquide.

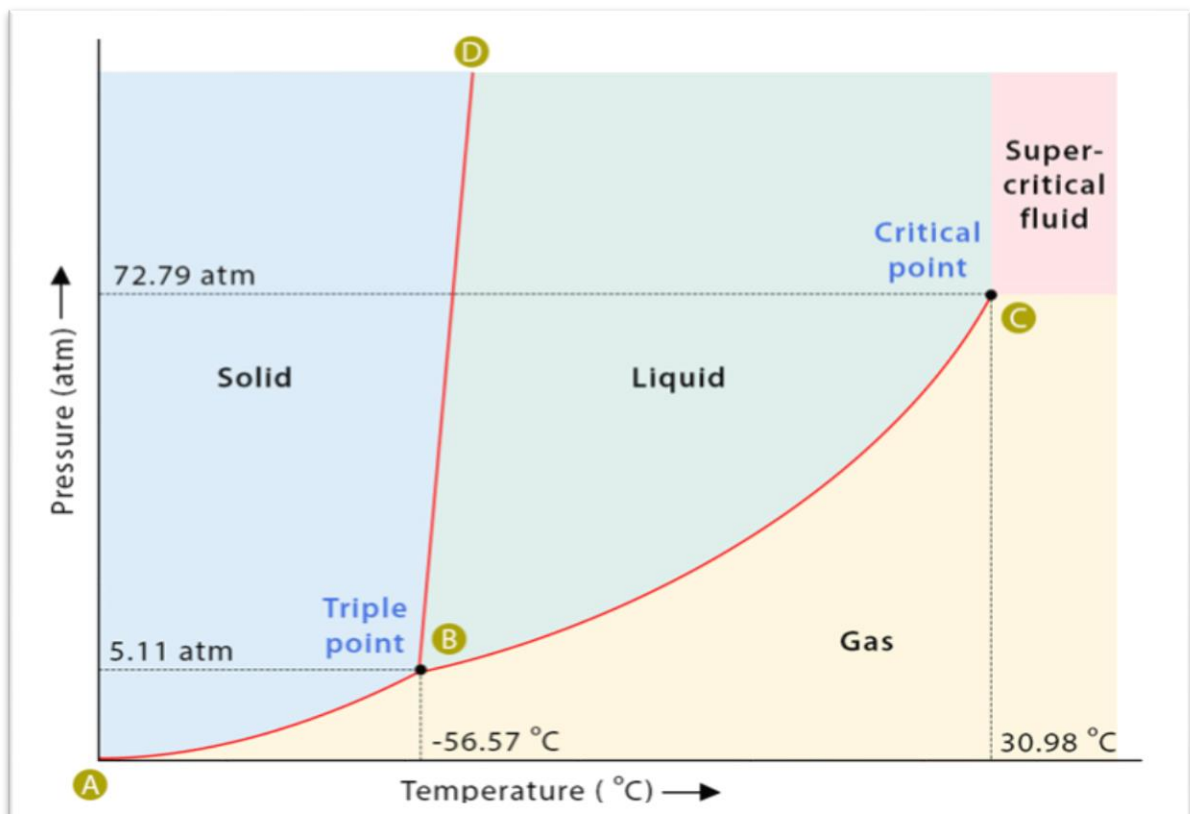


Figure I-1. Diagramme de phase du CO₂

Cependant, il y a des avantages et des inconvénients à prendre en compte lorsqu'on envisage un projet EOR.

Avantages :

La principale différence avec les autres gaz est que le CO₂ peut extraire des composants plus lourds jusqu'au C₃₀. Ainsi la solubilité du CO₂ dans les hydrocarbures entraîne une dilatation plus importante d'huile que le méthane.

Ce gonflement est déterminé par la quantité de méthane présente dans l'huile du réservoir. Étant donné que le CO₂ ne peut pas remplacer complètement le méthane lorsqu'il entre en contact

Chapitre I. Recherche bibliographique

avec le fluide du réservoir, le degré de gonflement du pétrole diminue à mesure que la concentration de méthane augmente.

Dans le cadre du processus de CO₂-EOR, il possède plusieurs propriétés :

- Favorise le gonflement de l'huile
- Réduit la viscosité de l'huile
- Augmente la densité de l'huile
- Est soluble dans l'eau
- Peut extraire des fractions de l'huile par évaporation
- Peut atteindre la miscibilité même à basse pression 100 à 300 bar
- La différence entre la densité d'huile et de l'eau est réduite, réduisant ainsi la variation de la ségrégation gravitationnelle.
- Réduit la tension superficielle entre l'huile et l'eau, permettant un mouvement plus efficace.

Inconvénients :

L'un des principaux problèmes liés à la rentabilité de l'injection de CO₂ est la grande mobilité du CO₂. La densité et la viscosité relativement faibles du CO₂ par rapport à l'huile du gisement sont à l'origine de *Viscous Fingering*. Les effets du CO₂ sont plus graves que ceux de *Water Flooding*. Afin d'éviter ces effets négatifs, plusieurs tentatives ont été faites pour améliorer l'efficacité du balayage. Ces tentatives peuvent être les suivantes :

- Control et régulation du débit
- Alternance d'injection de CO₂ et d'eau (CO₂-WAG)
- L'ajout de solutions moussantes en même temps que le CO₂

L'efficacité du balayage peut être considérablement améliorée en mettant en œuvre le processus WAG. La mobilité du gaz dans le réservoir sera réduite et se rapprochera de la mobilité de l'eau. Cependant, l'évaluation complète du processus doit prendre en compte l'effet possible de l'hystérésis sur la perméabilité relative dans le drainage et les imbibitions, et il est important de trouver un rapport Eau/CO₂ optimal.[1]

I.3.Interactions entre CO₂, les roches et les fluides :

L'effet de l'interaction entre le CO₂, les roches et les fluides du réservoir varie en fonction du type de roche et de fluides, ainsi que les conditions de pression et de la température. En outre, le CO₂ présente un comportement de phase plus complexe avec l'huile de réservoir que la plupart des autres solvants. On décrit brièvement par la suite certaines parties importantes.

I.3.a.Conditions PVT

L'étude et prédiction du comportement PVT du fluide du réservoir est plus complexe lors de l'injection du CO₂ que, par exemple, dans une injection du gaz associé. La solubilité

Chapitre I. Recherche bibliographique

relativement élevée dans l'eau et la réduction du pH qui en résulte affecteront la chimie du réservoir en fonction des conditions PVT, du fluide du réservoir et de la composition de la roche. Grigg et Siagian [8] ont étudié ces phénomènes pour un écoulement à quatre phases dans l'injection de CO₂ à basse température. La principale conclusion de ces travaux est la suivante:

1. Jusqu'à cinq phases peuvent coexister dans une injection de CO₂ à savoir ; aqueuse, HC liquide, CO₂ liquide, CO₂ gazeux et précipité d'asphaltène solide,
2. Le nombre de phases dépend de la pression, de la température et de la composition.
3. Le gaz peut se condenser en une seconde phase liquide, en particulier dans les processus d'injection de CO₂, en raison des changements dans les conditions de pression et de température à l'intérieur du réservoir. Lorsque le CO₂ est injecté dans le réservoir, il interagit avec les fluides existants du réservoir. Si les conditions du réservoir (température et pression) sont telles que le CO₂ atteint sa pression et sa température critiques, il peut passer d'une phase gazeuse à une phase liquide. Ce phénomène de condensation se produit parce que les conditions du réservoir font que le CO₂ dépasse son point critique, où il présente à la fois des propriétés gazeuses et liquides. En outre, à proximité de la pression de saturation du CO₂ à des températures plus basses, le CO₂ peut également se condenser en phase liquide. Cela se produit lorsque la température du réservoir diminue et que le CO₂ atteint sa pression de saturation, où il passe d'une phase gazeuse à une phase liquide.

On suppose que cela ne se produit que derrière le front de température pour un champ pétrolier offshore typique.

4. L'efficacité du déplacement du CO₂ peut être amélioré à mesure que la pression diminue jusqu'à ce que la pression minimale de miscibilité soit atteinte.

Il est nécessaire de tenir compte de ce comportement complexe lors de la prévision des performances et d'effectuer des simulations détaillées de la composition dans le cadre de la planification de CO₂-EOR.

I.3.b. La mouillabilité :

Les caractéristiques de mouillabilité de la roche réservoir semblent être le facteur le plus déterminant de la stratégie d'exploitation d'un processus EOR. Il semble également que les essais sur carottes et des tests sur cellules visuelles de tubes capillaires puissent donner des changements irréguliers dans la mouillabilité en raison d'injection miscible de CO₂.

Le CO₂ réduit le pH de la saumure, et il existe des preuves expérimentales que cela réduit la mouillabilité de l'eau dans les cellules capillaires. L'expérience acquise lors d'essais en laboratoire et d'études sur le terrain montre que la caractéristique de mouillage est essentielle pour les procédés d'injection de CO₂.

Les recherches ont conclu que les conditions mouillables à l'eau suggèrent une injection continue de CO₂, tandis que les conditions mouillables à l'huile suggèrent un processus d'alternance d'eau et de CO₂ (CO₂-WAG) avec un rapport optimal 1 :1.

Chapitre I. Recherche bibliographique

I.3.c.Hydrates de CO₂ :

En présence d'eau, des hydrates de CO₂ peuvent se former à des températures et des pressions correspondantes. Les hydrates de CO₂ peuvent se former à des températures aussi élevées que 10°C (généralement formé entre -2°C à 10°C) si la pression est supérieure à 45 bars.

La formation d'hydrates peut être un problème au niveau des chokes et des vannes où la pression est réduite soudainement et où le CO₂ se refroidit en raison de l'expansion.

On a observé la formation des hydrates dans des projets où la température initiale du réservoir atteignait 27°C. Cela s'est produit dans l'unité dévonienne de North Cross [1], où ils se produisent généralement dans des puits ayant un rapport gaz-pétrole élevé et des pourcentages CO₂ importantes.

Cela rend important de prendre en considération la possibilité de formation des hydrates de CO₂ durant un projet CO₂-EOR.

I.4.CO₂-EOR :

Diverses études ont été réalisées pour améliorer la compréhension de l'écoulement du CO₂ dans les milieux poreux. Cependant, l'efficacité d'une récupération assistée du CO₂ dépend fortement du fait que le déplacement in situ s'effectue dans des conditions non miscibles, quasi-miscibles ou miscibles.[4]

I.4.a.Miscible CO₂-EOR :

Lors de l'injection miscible, l'utilisation du CO₂ est beaucoup plus avantageuse que celle d'autres gaz en raison de sa faible pression minimale de miscibilité (MMP), qui permet au développement de la miscibilité CO₂-HC d'être dynamique à des pressions relativement basses.

Grâce aux propriétés de haute densité et de faible viscosité du dioxyde de carbone dans les conditions du réservoir, appelées supercritiques, l'injection du gaz est facile, avec une récupération finale du fluide gisement élevée. (Ganzer & Reinicke, 2017).

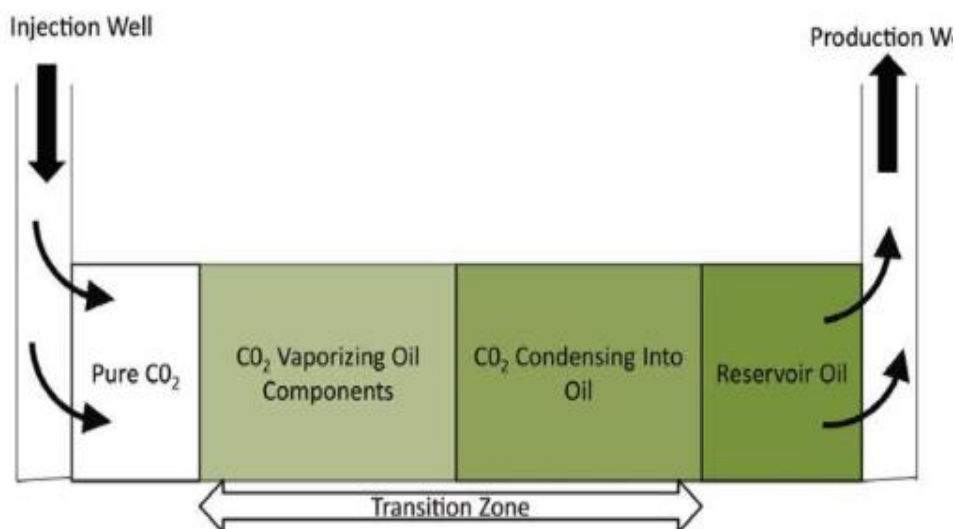


Figure I-2.Schéma d'injection du CO₂ miscible

Chapitre I. Recherche bibliographique

Il existe deux mécanismes principaux de déplacement du CO₂ miscible : le miscible à premier contact (FCM) et la miscibilité à contacts multiples (MCM).

Déplacement miscible au premier contact :

Lors de certaines conditions du réservoir (température et pression et une faible viscosité d'huile), le CO₂ et l'huile se mélangent complètement lors de leur contact initial dans le réservoir. C'est le cas d'un déplacement miscible au premier contact

Déplacements miscibles à contacts multiples :

Dans le cas d'un déplacement miscible à contacts multiples, le CO₂ et l'huile forment initialement des phases distinctes lors du contact. Cependant, au fil du temps, les contacts répétés entre le CO₂ et le fluide les mélangent et les rendent miscibles.

Ce processus se produit généralement dans des réservoirs où les conditions initiales ne sont pas propices à une miscibilité immédiate, par exemple lorsque la pression ou la température du réservoir est faible.

I.4.b. Comparaison entre déplacement miscible et immiscible :

À mesure que le CO₂ continue d'interagir avec les hydrocarbures, il se dissout dans la phase huileuse, réduisant sa viscosité et augmentant sa mobilité. Ce mélange et cette dissolution progressive du CO₂ dans l'huile améliore l'efficacité du déplacement au fil du temps.

D'après le travail de [6], les performances des injections de CO₂ miscible au premier contact (FCM) et non miscible (IM) ont été étudiées expérimentalement en utilisant des carottes de grès (Sandstone) comme montré dans la figure I-2, visant à fournir une meilleure compréhension des mécanismes de déplacement pendant l'injection de CO₂ miscible et non miscible et de la façon dont ils peuvent influencer la récupération finale des hydrocarbures.

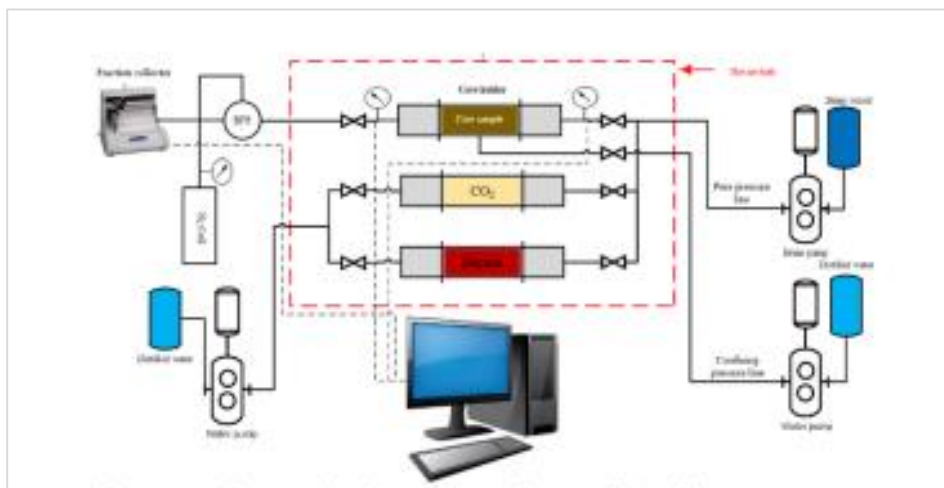


Figure I-3. Schéma de l'appareil d'expérience sur carottes

Le décane a été utilisé comme phase hydrocarbonée car il a une pression minimale de miscibilité (PMM) avec le CO₂ relativement faible (12,4 MPa).

Chapitre I. Recherche bibliographique

L'analyse adimensionnelle s'est avérée être un outil puissant pour mieux comprendre les effets des phénomènes simultanés qui peuvent se produire pendant l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux. En d'autres termes, la combinaison des résultats expérimentaux avec des calculs adimensionnels peut aider à indiquer les mécanismes de récupération dominants et l'importance relative des forces actives (c'est-à-dire capillaires, visqueuses et gravitationnelles) au cours d'un processus d'injection miscible ou non miscible.

Les paramètres adimensionnels couramment utilisés pour caractériser les déplacements multiphasiques dans les milieux poreux sont décrits ci-dessous :

1. Le nombre capillaire décrit la relation entre les forces visqueuses et capillaires :

$$Nc = \text{Forces visqueuses} / \text{Forces capillaires} = (v\mu) / IFT$$

Où, v est la vitesse de Darcy (m/s), μ est la viscosité de la phase déplaçante (Pa.s) et IFT est la tension interfaciale entre les fluides déplacé et déplaçant (N/m).

2. Le nombre ou indice de liaison est une mesure du rapport entre la gravité et les forces capillaires et est quantifié par :

$$Nb = \text{Forces gravitaires} / \text{Forces capillaires} = (\Delta\rho g Dh^2) / IFT$$

Où, $\Delta\rho$ est la différence de densité entre le fluides déplacés et le fluide déplaçant (kg/m³), g est la constante de gravité (m/s²) et Dh est le diamètre hydraulique des pores (m).

3. Le nombre de gravité est utilisé pour quantifier le rapport entre les forces de gravité et les forces visqueuses telles que :

$$Ng = \text{Forces gravitaires} / \text{Forces visqueuses} = (\Delta\rho g k) / (v\mu)$$

Où, k est la relativité moyenne (m²).

En plus de ceux examinés jusqu'à présent, Zhou et al. (1994) ont introduit d'autres nombres sans dimension pour décrire l'écoulement des fluides à l'échelle du noyau. Selon la définition de ces chercheurs,

4. L'ampleur relative des forces capillaires par rapport aux forces visqueuses peut être estimée à partir de la relation suivante :

$$Ncv = \text{Forces capillaires} / \text{Forces visqueuses} = (D k Pc) / (v L^2 \mu)$$

Où, Pc est la pression capillaire (m²) et L est la longueur du carotte.

Lorsqu'elles varient entre 0,2 et 5,0, les forces capillaires et visqueuses sont du même ordre de grandeur. Si c'est au-dessus de 5,0 ou en dessous de 0,2 que les forces capillaires ou visqueuses sont dominantes, respectivement

Chapitre I. Recherche bibliographique

5. De même, Zhou et al. (1994) définissent le rapport entre la force capillaire et la force de gravité comme suit

$$N_{cg} = \text{Forces capillaires} / \text{Forces de gravité} = P_c / (H \Delta \rho g)$$

Où, H est l'épaisseur du réservoir ou de l'échantillon (m)

6. Les mêmes chercheurs ont indiqué que le rapport entre la force de gravité et la force visqueuse peut être estimé en utilisant :

$$N_{gr} = \text{Forces de gravité} / \text{Forces visqueuses} = \Delta \rho g D h k / (L v \mu_0)$$

Cette recherche vise à mieux comprendre les mécanismes de déplacement lors de l'injection de CO₂ miscible et non miscible et la manière dont ils peuvent influencer la récupération finale du pétrole.

Les expériences sur carottes ont été menées à 343 K et à deux pressions de 17,23 MPa et 9,65 MPa pour s'assurer que les expériences étaient représentatives des conditions de réservoir miscible au premier contact (FCM) et IM.

Pour l'injection de CO₂ dans des carottes homogènes, une récupération maximale de 93,5 % et 76 % a été obtenue pour les déplacements FCM et IM, respectivement. Les résultats de récupération plus élevés du FCM sont attribués à la disparition de la pression capillaire entre les phases de déplacement et les phases déplacées.

De plus, l'analyse dimensionnelle sur les résultats de l'expérience a montré que l'écoulement est à l'équilibre capillaire-gravité dans des conditions non miscibles, tandis qu'il y a une dominance des forces de gravité-viscosité dans des conditions miscibles.

- Comme prévu, le test de miscibilité au premier contact a permis d'obtenir une récupération plus importante. Cette récupération supérieure est attribuée à la disparition de la tension interfaciale entre le CO₂ et le décane ainsi qu'au contraste de densité réduite entre les deux fluides.
- Avant la percée du CO₂, un taux de production des hydrocarbures plus élevé a été obtenu dans le cas d'un déplacement de CO₂ non miscible. Cela s'explique par la progression rapide du gaz dans les voies d'écoulement préférentielles qui offrent le moins de résistance à l'écoulement. En revanche, dans le cas de déplacement miscible, la vaporisation et la condensation continues des phases fluides entraînent un front de déplacement plus stable et une récupération plus progressive du fluide, même après la percée.

I.5.Pression de Miscibilité Minimale (MMP) :

La pression de miscibilité minimale (MMP) est un facteur très important pour un projet CO₂-EOR. Pour atteindre une condition de miscibilité, la pression d'injection doit être supérieure à un certain minimum. Ce dernier est la pression minimale à laquelle le gaz injecté et l'huile deviennent complètement miscibles par le biais d'un mécanisme à contacts multiples ou d'un

Chapitre I. Recherche bibliographique

processus de miscibilité dynamique à la température du réservoir. Cette pression minimale est définie ci-après comme la MMP.[7]

La détermination de la pression minimale de miscibilité (PMM) pour une huile de réservoir spécifique est une étape cruciale dans la planification des opérations de récupération assistée. Pour évaluer la PMM, divers outils et méthodes sont disponibles. Les laboratoires peuvent effectuer des tests spécifiques sur les échantillons d'huile pour déterminer la PMM expérimentalement. De plus, les corrélations empiriques, établies à partir de données expérimentales, peuvent être utilisées pour estimer la PMM en fonction des propriétés de l'huile et du gaz. Ainsi que des modèles mathématiques sophistiqués, basés sur des équations d'état, peuvent être employés pour simuler le comportement de phase des fluides dans le réservoir et prédire la PMM. Le chemin le plus commun pour évaluer la miscibilité d'un système est celui à travers des mesures de laboratoire.

Les méthodes les plus couramment utilisées pour déterminer la pression minimale de miscibilité (PMM) sont les expériences en laboratoire du tube mince (Slim-tube) et de la bulle ascendante (Rising-Bubble). Les tests de déplacement réalisés à l'aide des tubes minces sont largement répandus depuis les années 1950 et sont souvent considérés comme la "technique standard" pour évaluer la miscibilité entre les fluides. En revanche, la méthode de la bulle ascendante a été développée dans les années 1980, et les expériences en laboratoire ont démontré qu'elle est nettement plus rapide.[8]

I.6.Généralités sur le CO₂-WAG

WAG (*Water Alternating Gas*) est parmi les techniques de récupération tertiaire, où le gaz et l'eau sont injectés alternativement dans le réservoir pour améliorer l'efficacité de la récupération d'huile. De plus, CO₂-WAG fait référence à l'injection alternée, avec le dioxyde de carbone utilisé comme gaz dans le processus WAG. L'objectif de ce processus est de combiner les avantages des deux méthodes d'injection d'eau et du CO₂ d'une manière où :

- Le CO₂ contribue à réduire la viscosité de l'huile, ce qui facilite son écoulement dans le réservoir et augmente l'efficacité du balayage. Ainsi peut se dissoudre dans l'huile, le gonfler et réduisant sa densité, ce qui favorise son déplacement.
- L'injection d'eau permet de maintenir la pression du réservoir et de contrôler le rapport de mobilité entre le CO₂ et l'huile de gisement. Dans de nombreux cas, le CO₂ a une mobilité supérieure à celle d'huile, ce qui peut entraîner un déplacement inefficace et une mauvaise efficacité de balayage. En injectant de l'eau, dont la mobilité est généralement inférieure à celle du CO₂, le contraste de mobilité est réduit, ce qui améliore l'efficacité du déplacement et du balayage du processus d'injection de CO₂.

I.7.Modes d'injections de CO₂-WAG :

L'injection de WAG peut être classée en différentes formes en fonction de la manière dont les fluides sont injectés, on peut mentionner les modes d'injections suivantes [9] :

1. **CO₂-WAG :** L'injection alternée de CO₂-WAG classique consiste à injecter du CO₂ et de l'eau en alternance, avec des périodes d'injection relativement longues pour chaque

Chapitre I. Recherche bibliographique

fluide. Ce mode permet de mieux contrôler le processus d'injection et peut être adapté aux conditions spécifiques du réservoir.

2. **CO₂-WAG hybride** : Dans ce processus, un volume substantiel de bouchons de CO₂ est initialement injecté dans le réservoir, suivi par l'injection de petits bouchons d'eau afin de créer des conditions favorables à la récupération assistée. Cette phase initiale permet de réduire la viscosité d'huile, de mobiliser les hydrocarbures piégés et d'améliorer l'efficacité du balayage.

Après ce passage initial, le procédé hybride intègre des cycles d'injection alternant de manière stabilisée d'alternance entre l'eau et le CO₂, par exemple un rapport CO₂-WAG de 1 :1.

3. **CWI (*Carbonated Water Injection*)** : Le CWI est un processus qui mélange l'eau et le CO₂ pour améliorer la récupération des hydrocarbures sans nécessiter une grande source de CO₂. Cette méthode, prometteuse pour la récupération assistée, dissout le CO₂ dans l'eau, le faisant passer dans la phase huileuse du réservoir, améliorant la mobilité de l'huile et augmentant son volume, ce qui rend le balayage plus efficace. En plus de son utilisation pour la récupération assistée, le CWI permet également une séquestration géologique efficace du CO₂. [10]

I.8. Critère de sélection pour le CO₂-EOR :

Le succès de l'injection de dioxyde de carbone (CO₂) dépend fortement de plusieurs paramètres, tels que la pression d'injection, le gonflement du pétrole, la mouillabilité, la tension interfaciale, la perméabilité de la roche, le rapport de viscosité, le °API du pétrole, la saturation du fluide et l'hétérogénéité du réservoir. Des recherches sur le CO₂ ont été menées par des chercheurs précédents en termes d'études de faisabilité, d'études techniques et d'expériences en laboratoire [1].

L'utilisation du CO₂-EOR n'est pas adaptée à tous les types de réservoirs pétroliers pour des raisons techniques et économiques. Avant de considérer d'autres critères économiques, Shaw et al, ont proposé quelques évaluations techniques préliminaires pour la sélection des réservoirs pour CO₂-EOR.

Basés sur l'optimisation des performances de CO₂-EOR, les critères de sélection pour l'application proposés par divers auteurs sont présentés dans le tableau suivant (Shaw et al, 2002).

Chapitre I. Recherche bibliographique

Reservoir Parameter	Geffen (1973)	Lewin et al. (1976)	NPC (1976)	McRee (1977)	Jyoho (1978)	OTA (1978)	Carcoana (1982)	Taber & Martin (1983)	Taber et al. (1997a)
Depth(ft.)		> 3,000	> 2,300	> 2,500	> 2,001	i) > 7,200 ii) > 5,500	< 9,800	> 2,000	i) > 4,000 ii) > 3,300
Temperature (°F)		NC	< 250				< 195	NC	
Original pressure (psia)	> 1,100	> 1,500					> 1200		
Permeability (mD)		NC		> 5	> 10		> 1	NC	
Oil gravity (°API)	> 30	> 30	> 27	> 35	30-45	> 30	> 40	> 26	>40
Viscosity (cP)	< 3	< 12	< 10	< 5	< 10	< 12	< 2	< 15	< 10
Fraction of oil remaining	> 0.25	> 0.25		> 0.25	> 0.25		> 0.30	> 0.30	> 0.20

Tableau I-2. Critères de sélection pour l'application de la RAP-CO₂ selon divers auteurs
NC : Not a critical factor

Bien que ces critères ne doivent pas être nécessairement tous remplis, ils peuvent être utilisés pour évaluer de manière simple et rapide si le EOR-CO₂ est un bon choix pour un réservoir particulier en fonction des caractéristiques générales du réservoir et de fluide présent.

Les méthodes de sélection et de report des nouveaux candidats ont évolué au fil du temps, et des critères nouveaux et actualisés sont élaborés. Voici un exemple d'un ensemble de critères qui peut être considéré comme une norme industrielle aux États-Unis

- Gravité de l'huile, huile légère avec une densité <900 kg/m³ (> 30 °API).
- Saturation du pétrole, $S_o > 25\%$,
- Pression du réservoir >1200 psia et idéalement 250 psia de plus que le MMP au moment initial d'injection.
- Porosité >15 %.
- Perméabilité >1 md.

Les critères de sélection mentionnés ici sont destinés à servir de critères de sélection initiaux et des études plus détaillées devraient être réalisées avant qu'une décision ne soit prise de mettre en œuvre un nouveau projet d'injection de CO₂.

Chapitre I. Recherche bibliographique

L'hétérogénéité des réservoirs peut également jouer un rôle crucial dans le succès de l'injection de CO₂. Elle peut améliorer l'efficacité de l'injection de CO₂ par le biais de divers mécanismes

1. **Amélioration de l'efficacité du balayage :** L'hétérogénéité du réservoir, caractérisée par des variations de perméabilité, de porosité et de caractéristiques géologiques, peut créer des voies d'écoulement préférentielles et des barrières à l'intérieur du réservoir. Cette hétérogénéité améliore l'efficacité du balayage lors de l'injection de CO₂ en détournant le CO₂ injecté vers des zones auparavant non balayées et en déplaçant le fluide des zones peu perméables. En migrant dans le réservoir, le CO₂ rencontre différentes propriétés de la roche, ce qui entraîne un déplacement plus important et une meilleure efficacité de la récupération.
2. Les réservoirs hétérogènes offrent une plus grande surface de contact entre le CO₂ et l'huile. Les variations des propriétés des roches créent des interfaces et des points de contact où le CO₂ peut se dissoudre dans la phase pétrolière, ce qui améliore la miscibilité et la récupération du pétrole. La présence de canaux ou de fractures à haute perméabilité facilite la migration et la pénétration rapides du CO₂ dans le réservoir, augmentant la surface de contact avec le pétrole et favorisant un déplacement plus efficace.[11]
3. **Redistribution de la pression dans le réservoir :** Les réservoirs hétérogènes présentent souvent des variations dans la distribution de la pression des fluides en raison des différences de perméabilité de la roche et des propriétés des fluides. Lors de l'injection de CO₂, les différences de pression entre les zones à haute perméabilité et les zones à faible perméabilité favorisent l'écoulement des fluides, ce qui entraîne un déplacement plus efficace du pétrole. Cette redistribution de la pression du réservoir permet de pousser le CO₂ injecté dans des zones non balayées et favorise la récupération du pétrole dans des régions auparavant inaccessibles.
4. **Amélioration de l'efficacité du balayage dans les zones piégées :** L'hétérogénéité des réservoirs peut créer des poches isolées ou des zones piégées où le fluide emmagasiné reste immobile en raison de forces capillaires ou d'une mauvaise connectivité avec les principales voies d'écoulement. L'injection de CO₂ dans les réservoirs hétérogènes aide à mobiliser le pétrole de ces zones piégées en exploitant les voies d'écoulement préférentielles et en contournant les barrières.

I.9. Conclusion :

L'étude de la littérature permet de conclure que le CO₂ est un excellent solvant pour la récupération assistée du pétrole dans les champs pétrolifères terrestres, et c'est déjà montré depuis l'expérience aux États-Unis et au Canada. Près de 30 ans d'expérience et plus de 80 projets de CO₂ montrent que la récupération supplémentaire est de l'ordre de 7 à 15 % du pétrole initialement en place.

Basant sur ces résultats, et les critères décrites avant, nous avons choisi d'entamer l'étude de CO₂-EOR sur le champ BKNE-B, situant dans le bloc 404 opéré par le Groupement Berkine,

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

II.1. Cadre géologique :

II.1.a. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :

Situation Géographique :

Le bassin de BERKINE (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss (Figure.II.1). Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale [12].

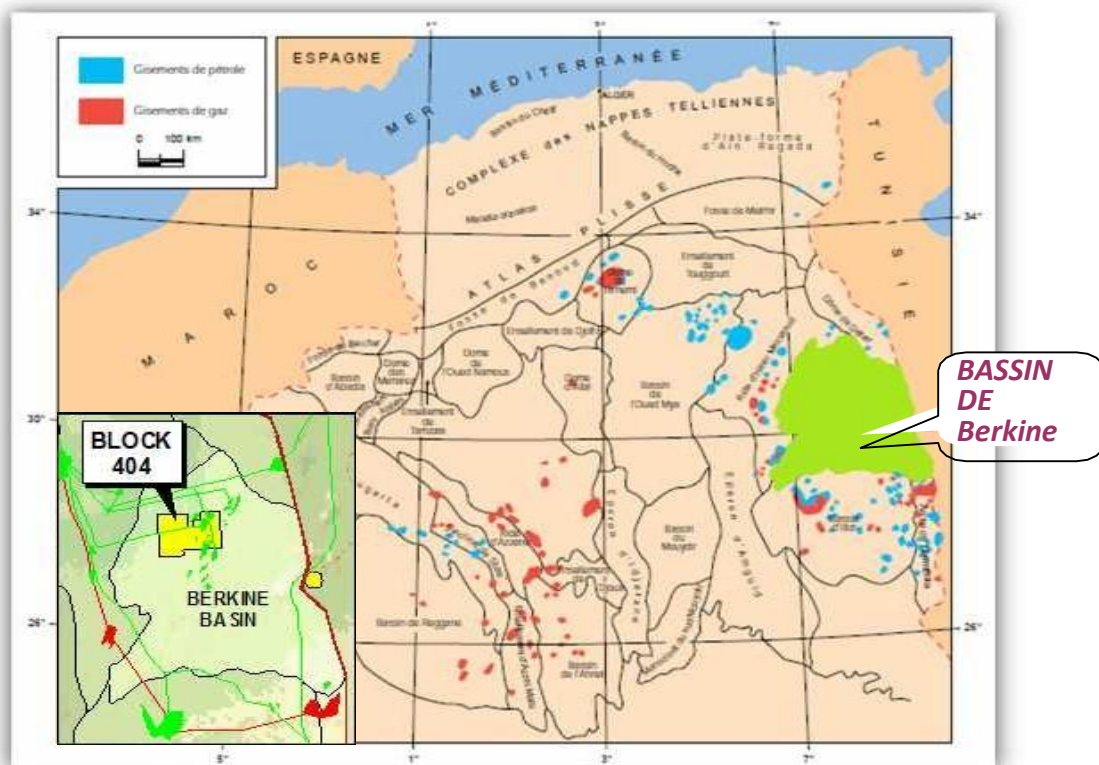


Figure II-1. Carte de situation géographique du bassin de Berkine (WEC 2007).

Situation Géologique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est de type intracratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne, [12]. Sa superficie globale est de 102 395 km². Les limites du bassin de Berkine sont :

- Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

- A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- Au Sud, par le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- Et à l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

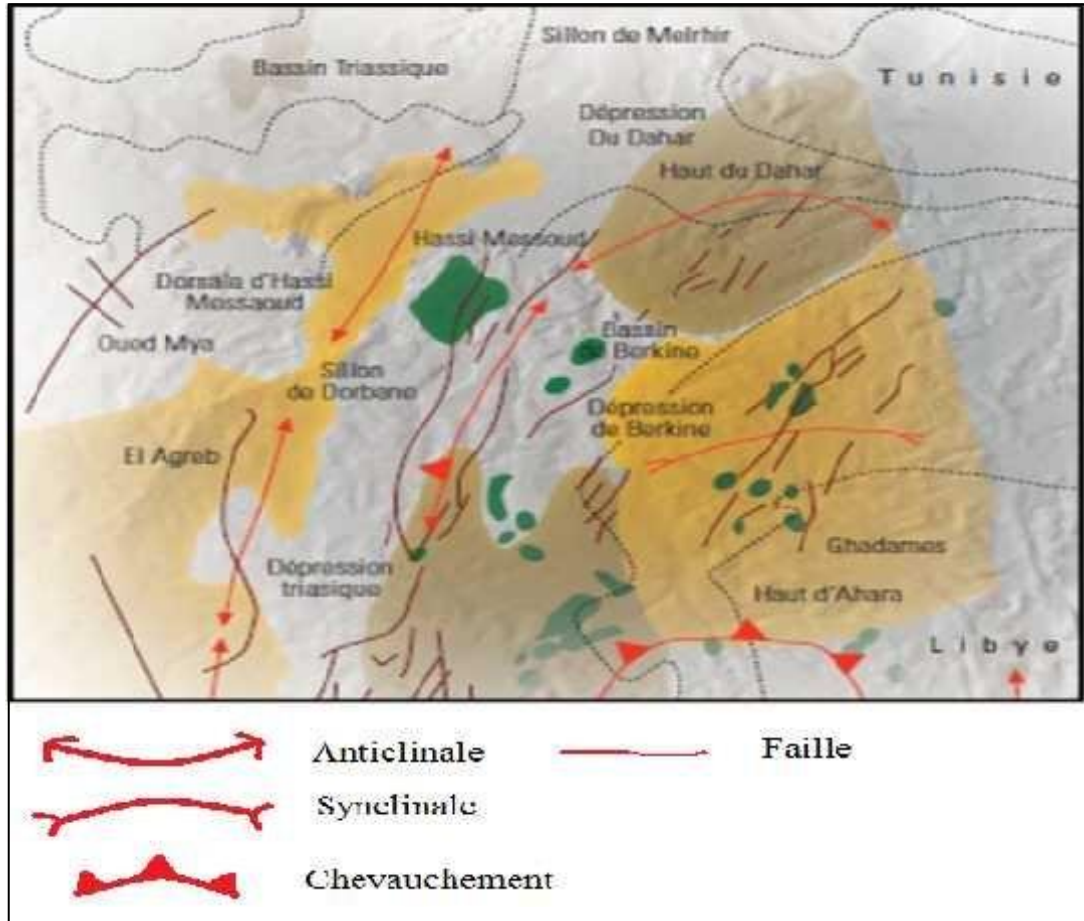


Figure II-2. Cadre géologique du bassin de Berkine. (WEC, 2007).

Système pétrolier

Le système pétrolier du Bassin de Berkine a été décrit par plusieurs auteurs parmi lesquels (Echikh, 1998 ; Sonatrach, 1991 ; Lassouani, 1996 ; A. Ghribi, 1999), qui subdivise le système en quatre : Roches mères, roches réservoirs, roches couvertures et les pièges.

Roches mères

Les données géochimiques ont révélé deux principales roches mères dans le bassin de Berkine ; il s'agit des dépôts du Silurien argileux et ceux du Dévonien supérieur

Roche réservoirs : Les roches réservoirs comprennent les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argilo-gréseux (Echikh, 1998). Le bloc 404 comporte le réservoir carbonifère du RKF ainsi le réservoir TAGI :

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

Le réservoir Carbonifère : (grès de Rhourde El Khrouf (RKF)) : il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 8 et 17 % ; il produit à Rhourde El Khrouf et Berkine.

Le TAGI : le Trias argilo-gréseux inférieur est présent dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest où il présente une lacune de dépôt. Son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et ouest. Au nord, son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie nord-ouest perdant toutes ses qualités réservoirs. La porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité est de 1 md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été faites dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud-Ouest (axe El Merk-Rhourde El Khrouf). La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

La migration :

Il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- Verticalement à la faveur des failles.
- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Le drainage est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivent cette dernière en amont pendage.

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas.

II.1.b.Lithostratigraphie du réservoir TAGI

Le réservoir TAGI est représenté par les grès de dépôts fluviatiles, éoliens, et lacustres. Ces dépôts incluent parfois les dépôts deltaïques intercalés. Le faciès dominant dans le réservoir se compose de chenaux fluviatiles de direction Nord Est Sud-Ouest. L'environnement du dépôt a été interprété comme étant celui d'une large tresse plate qui change légèrement en un système à méandre vers les couches supérieures du TAGI.

Le réservoir de TAGI est subdivisé en trois couches principales TAGI inférieur, TAGI moyen, et TAGI supérieur. Ces couches sont-elles même subdivisées d'un total de neuf sous couches. Les corrélations entre puits dans le TAGI sont fondées sur l'hypothèse que les deux principaux niveaux d'argile M2 et U2, sont régionalement continus – Ils se présentent donc comme un horizon repère. Les travaux d'explorations ont permis de préciser les paramètres pétrophysiques dans chacune de sous couches.

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

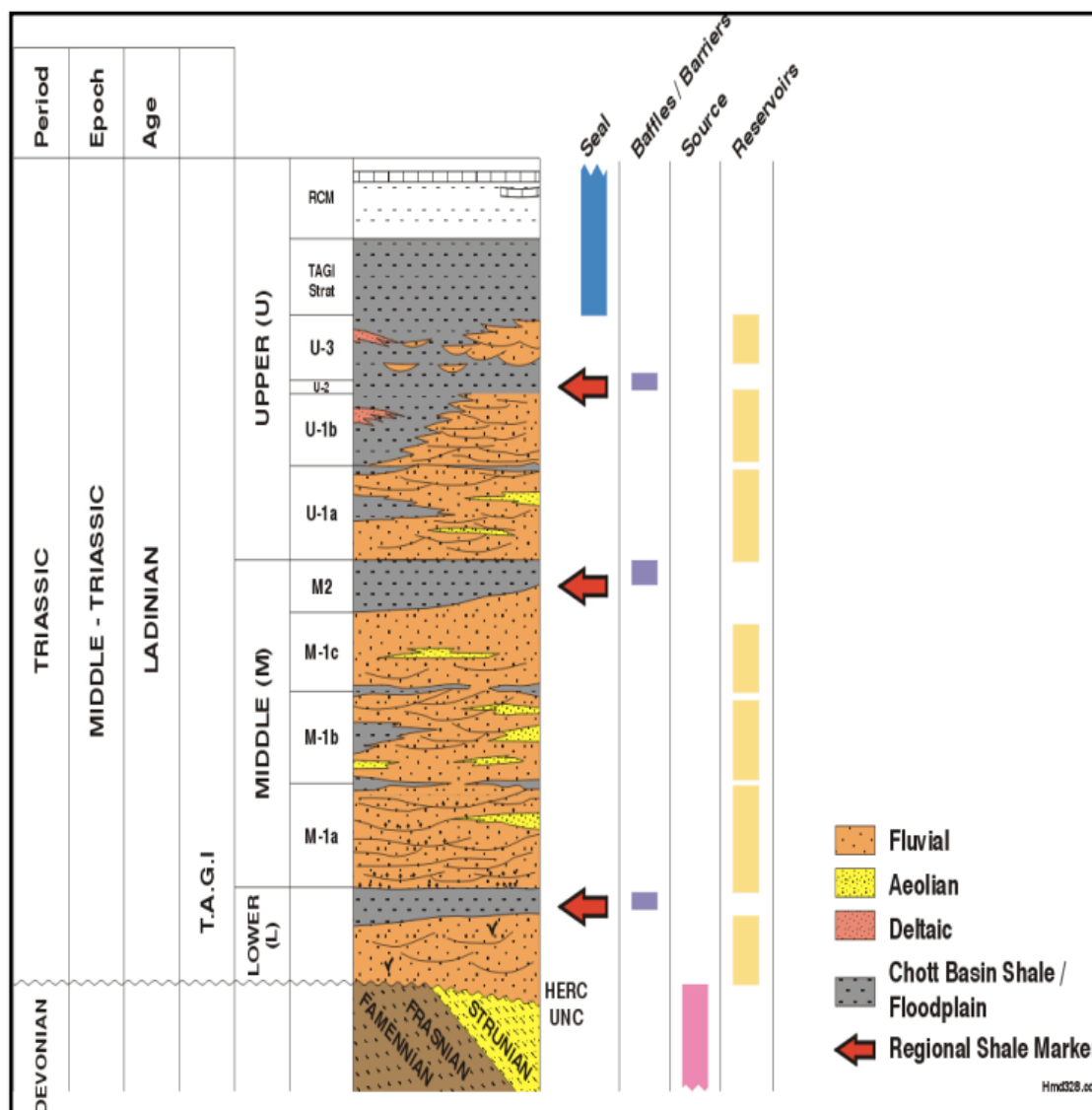


Figure II-3. Les couches stratigraphiques du bloc 404

II.1.c. Historique des travaux réalisés sur le Bloc 404a :

Le bassin de Berkine est constitué d'un certain nombre de blocs dont celui qui porte le numéro 404. Ce dernier est subdivisé en 12 champs : HBN, HBNSE, HBNSE-12, RBK, QBN, BKNE, BKNE-B, SFSW, BKE, BBKS, ORD et HBNS qui est le principal.

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

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

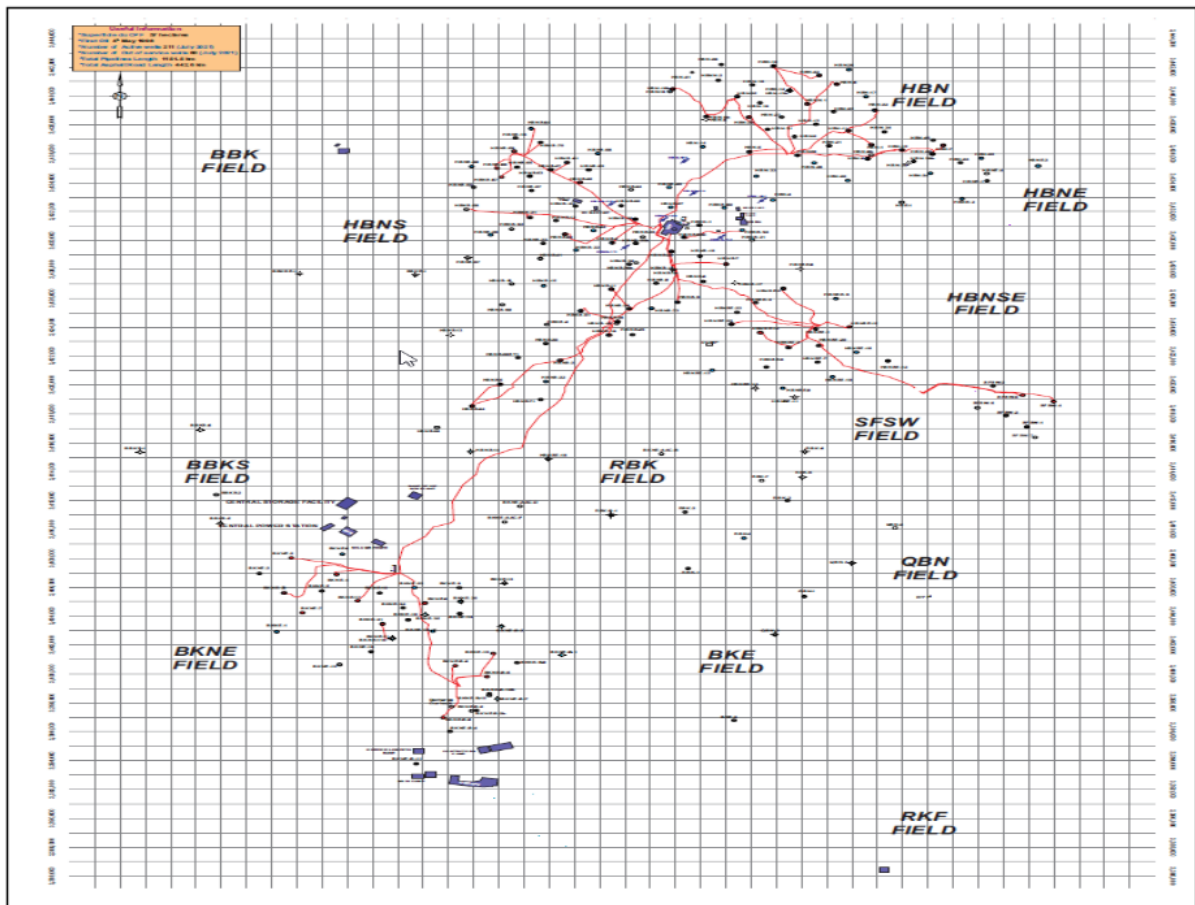


Figure II-4. Carte représentative du bloc 404 [4].

En 1989 Anadarko a signé, avec Sonatrach, le premier contrat d'exploration dans le bassin de Berkine. Le premier puits a été foré en 1991 (SONATRACH, 2002).

Entre 1993 et 1998, d'autres découvertes sont faites, et c'est le 4 Mai 1998 que le Groupement Berkine était né (association Sonatrach, 51% - Anadarko, 49%). Cette naissance coïncidait avec l'entrée en production du premier puits (HBNS-NB) qui a été réalisé en 1995 avec une capacité initiale de 60 000 b/j portée ensuite à 75 000 b/j. En parallèle, avec l'entrée en production de ce puits, le groupement entame la deuxième phase du projet avec le forage de trois autres puits, chacun d'une capacité de 75 000 b/j. Le deuxième puits a été démarré en août 2001 et les troisièmes et quatrièmes puits ont été démarrés respectivement le 25 décembre 2001 et en avril 2002. La capacité des quatre puits était de 300 000 b/j dans le bloc 404.

Le bassin de Berkine est l'un des bassins du Sahara algérien les plus importants en matière de production en hydrocarbures. L'effort d'exploration de ce bassin est continu. L'activité sismique a été étendue, incluant :

- 43 097 km en 2D sismique acquis entre 1986 et 2004.
- 8 119 km² de sismique 3D acquis entre 1995 et 2004.
- 215 puits ont été forés de 1985 à 2004.

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

II.1.d. Spécification du champ étudié BKNE-B :

Le champ BKNE-B figure parmi les dix champs satellites du bloc 404. Il est localisé dans le sud-est du bloc et exploité à partir du réservoir TAGI. Comparé aux réservoirs HBN et HBNS, il présente des caractéristiques de réservoir moins favorables.

La production d'une huile sous-saturée a débuté en 2008, et à la fin de 2014, le champ avait cumulé une production de 17,3 millions de barils. Il dispose actuellement de quatre puits injecteurs de gaz et de cinq puits producteurs d'huile

II.2.L'évolution de la pression du réservoir :

La pression initiale du gisement BKNE-B était évaluée à 5158 psi, ce qui le classifie comme un réservoir à haute pression.

Malgré sa découverte en 2003, le champ n'a été mis en production qu'à partir du 16 septembre 2008, date à laquelle le premier puits a commencé à produire à un débit prometteur de 6000 stb/J. Ce potentiel initial a incité le champ à être exploité initialement selon un mode de déplétion naturelle.

Comme le montre la figure I-5, une chute de pression a été observée à mesure que le réservoir dépensait son énergie pendant la production, entraînant un déclin de production après deux années en mode de déplétion naturelle.

Face à cette baisse, les ingénieurs de GB ont décidé d'intervenir rapidement pour soutenir le réservoir et augmenter la pression. Ainsi, un processus d'injection d'eau dans l'aquifère a été lancé le 16 juin 2010, augmentant clairement la pression du réservoir de 4400 psi à la fin de la phase de déplétion naturelle jusqu'à atteindre un seuil de 5500 psi pendant la phase d'injection d'eau.

Parallèlement, les études des ingénieurs réservoir ont révélé qu'une injection de gaz miscible pourrait offrir des résultats très prometteurs pour le développement du gisement.

Ainsi, le processus d'injection d'eau a été poursuivi avec un deuxième objectif, celui de gonfler la pression du réservoir bien au-delà de la pression minimale de miscibilité (*MMP*) du gaz associé à injecter avec l'huile produite, estimée à 4250 psi selon les tests de laboratoire. Cette stratégie visait à créer des conditions optimales pour l'injection du gaz miscible et ainsi maximiser l'efficacité de la récupération.

Le 22 mars 2015 a marqué la transition de la phase d'injection d'eau à celle de l'injection miscible de gaz. Pendant les deux premières années, une stabilisation de la pression a été observée, avec des valeurs d'environ 5300 psi.

Cependant, à partir de 2017, une chute significative de la pression s'est produite, entraînant un déclin de la production. Comme illustrée dans la figure I-6, la baisse de pression a également été accompagnée d'une augmentation notable du Gas-Oil Ratio (GOR), indiquant la percée du gaz injecté. Ce phénomène est généralement associé à la digitation visqueuse, où le gaz forme

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

des doigts ou des canaux à travers le réservoir (*Viscous Fingering*), affectant ainsi l'efficacité de la récupération.

L'analyse des facteurs contribuant à cette situation emblématique a révélé que depuis 2017, le champ BKNE-B a souffert d'un soutien insuffisant en termes de pression d'injection de gaz, entraînant une baisse continue de la pression (de 5200 psi à 4400 psi). Les conditions actuelles du champ ne sont que partiellement propices à la miscibilité du gaz injecté dans le réservoir, ce phénomène pouvant s'expliquer par deux principaux éléments :

1. L'éloignement du champ BKNE-B par rapport au CPF principal, situé à environ 30 km, entraîne des pertes de charge qui réduisent la pression d'injection nécessaire pour atteindre les conditions optimales et assurer l'efficacité de la miscibilité.
2. Les champs environnants situés près du CPF principal présentent une perméabilité nettement supérieure à celle des autres champs satellites, ce qui perturbe la pression du gaz injecté atteignant les puits d'injection dans le BKNE-B. (par exemple la présence des puits à forte injection dans l'HBNS)

Pour optimiser l'efficacité de la miscibilité et augmenter le taux de récupération dans le champ BKNE-B, les ingénieurs de GB proposent de placer un compresseur à proximité du site pour augmenter la pression du gaz, assurant ainsi une pression et un volume d'injection stables au niveau des puits injecteurs, ce qui favorisera une miscibilité totale.

La figure I-7 montre l'évolution de la fraction d'eau au fil du temps. On peut remarquer que la production d'eau ne débute qu'à partir de 2010 ou l'injection d'eau commence, mais de manière faible. Ensuite, on peut observer une augmentation brusque durant l'année 2016, et puis se stabiliser fin 2017 jusqu'à ce jour-là à environ 40%.

D'autre part, visant l'augmentation du taux de récupération, et faisant face à plusieurs problèmes, des études de simulation sont actuellement en cours concernant la mise en œuvre de la stratégie WAGI.

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

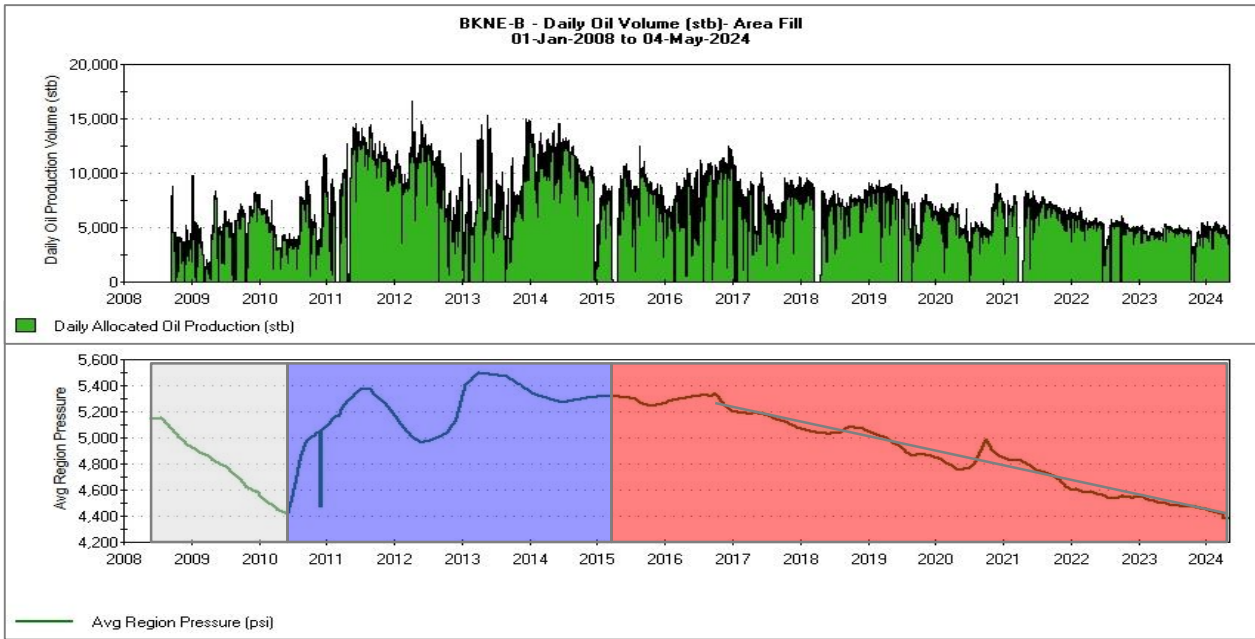


Figure II-5.L'évolution de débit et de la pression au cours du temps de production

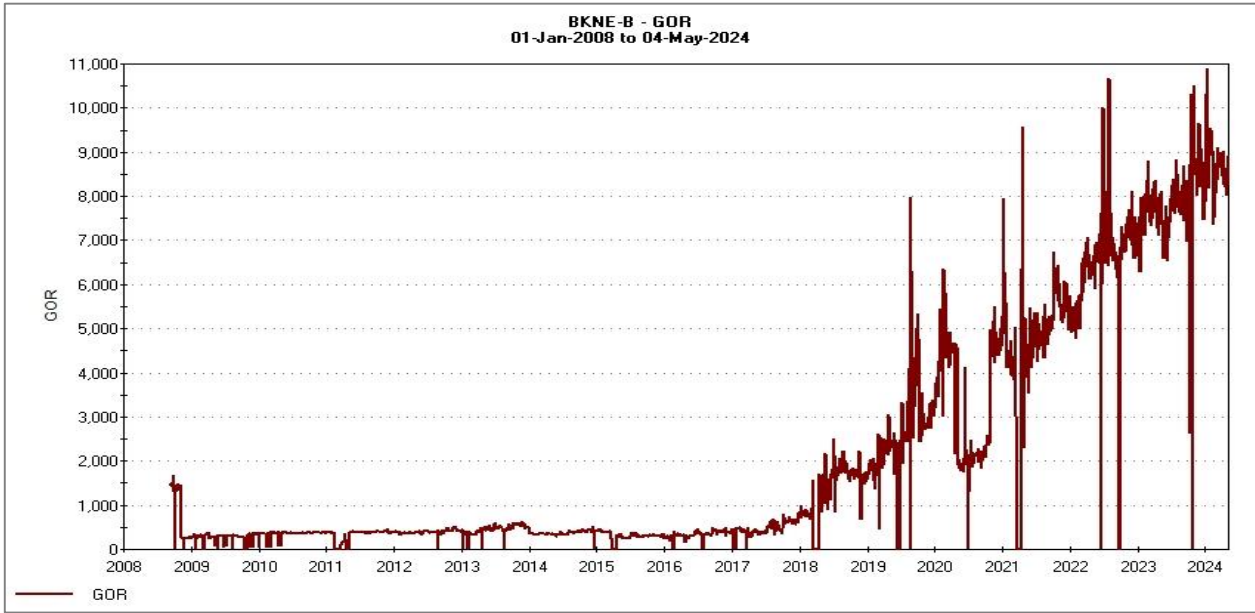


Figure II-6. L'évolution de GOR au cours du temps de production

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

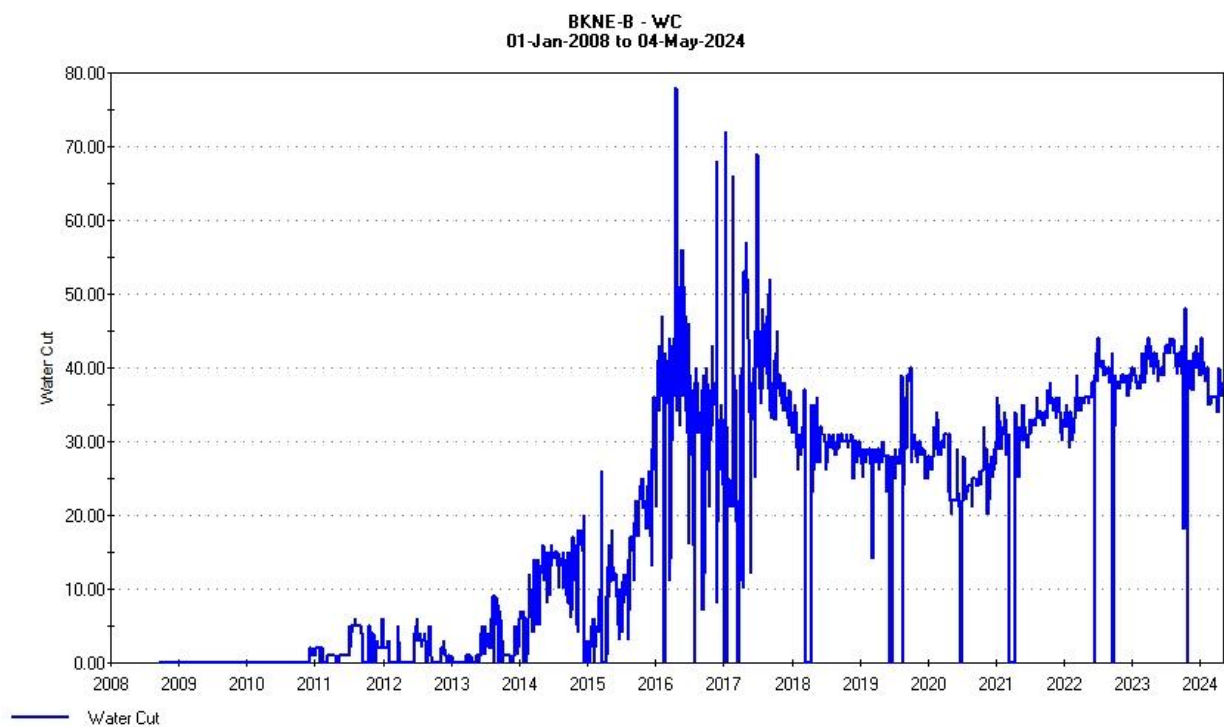


Figure II-7. L'évolution de WC au cours du temps de production

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

II.3.Aperçu sur le système de production du champ BKNE-B :

Le champ contient 5 puits producteurs d'huile et 4 puits injecteurs de gaz, comme le montre la photo ci-dessous :

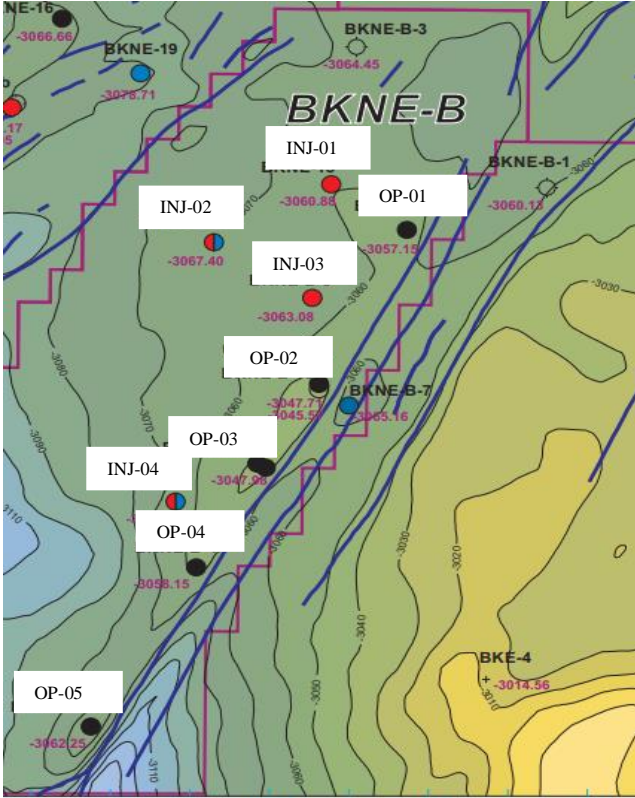


Figure II-8. Carte d'emplacement des puits du champ BKNE-B

Profil de production et d'injection par puits du champ BKNE-B :

1-OP-03

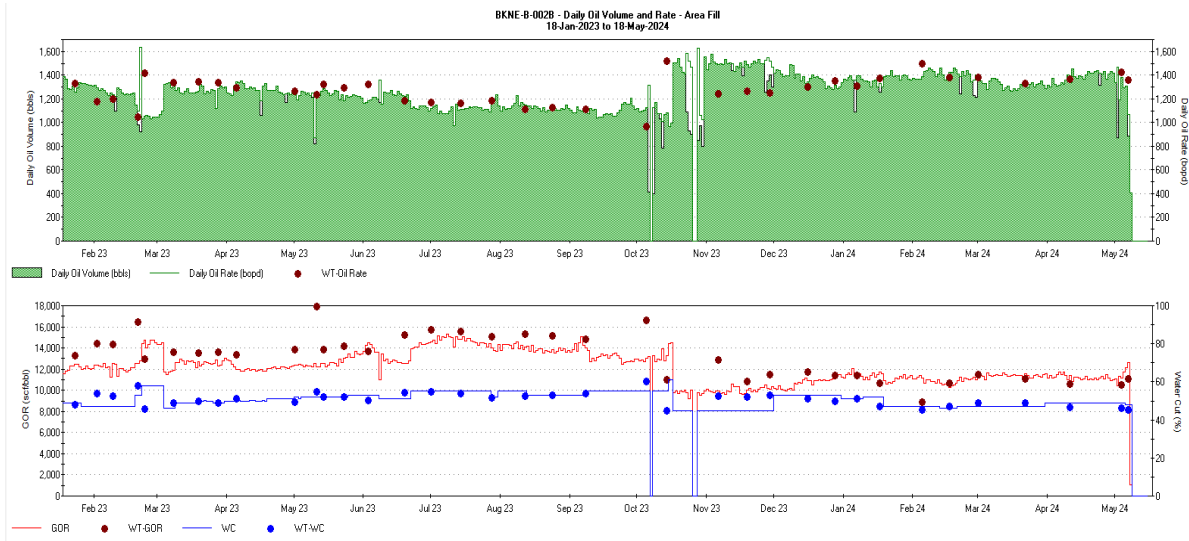


Figure II-9. Profil de production du puit OP-03

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

2-OP-04

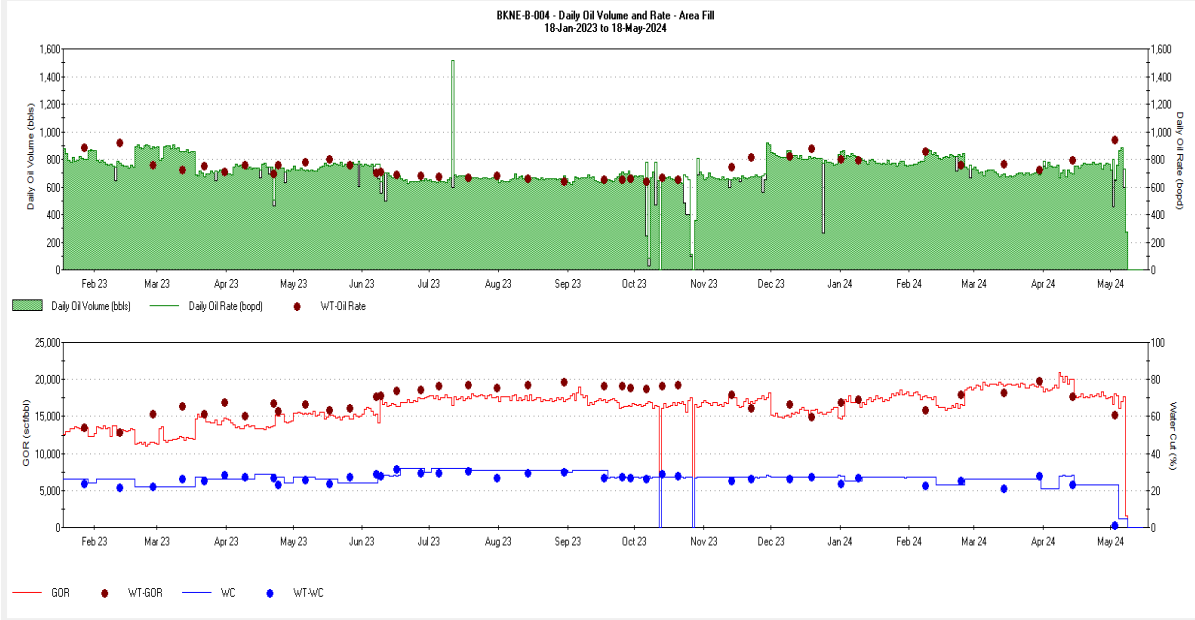


Figure II-10. Profile de production du puit OP-04

3-OP-01

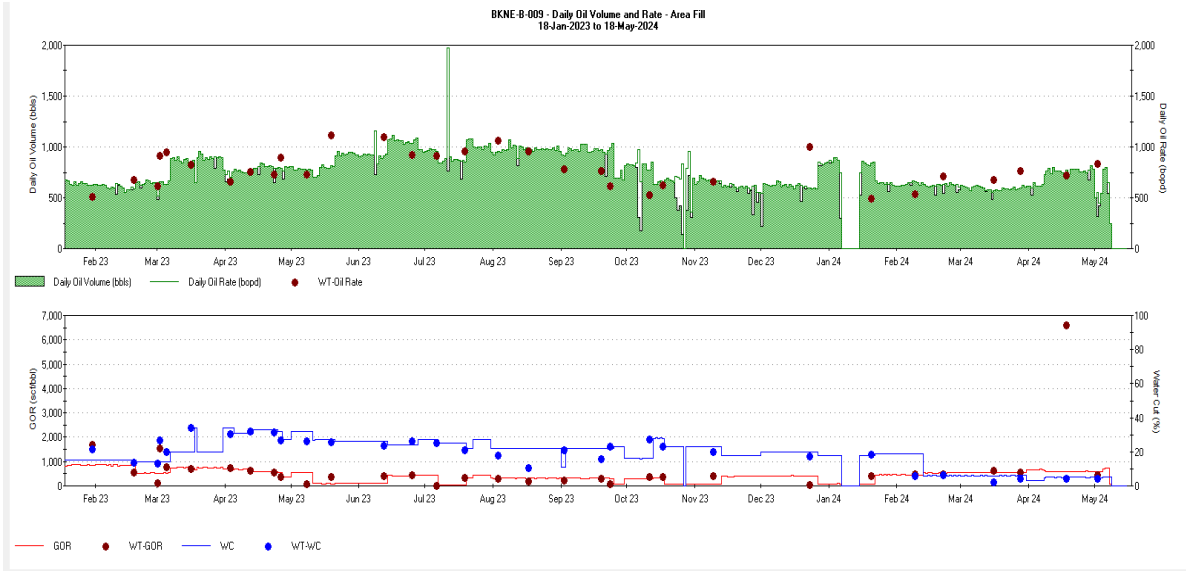


Figure II-11. Profile de production du puit OP-01

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

4-OP-02

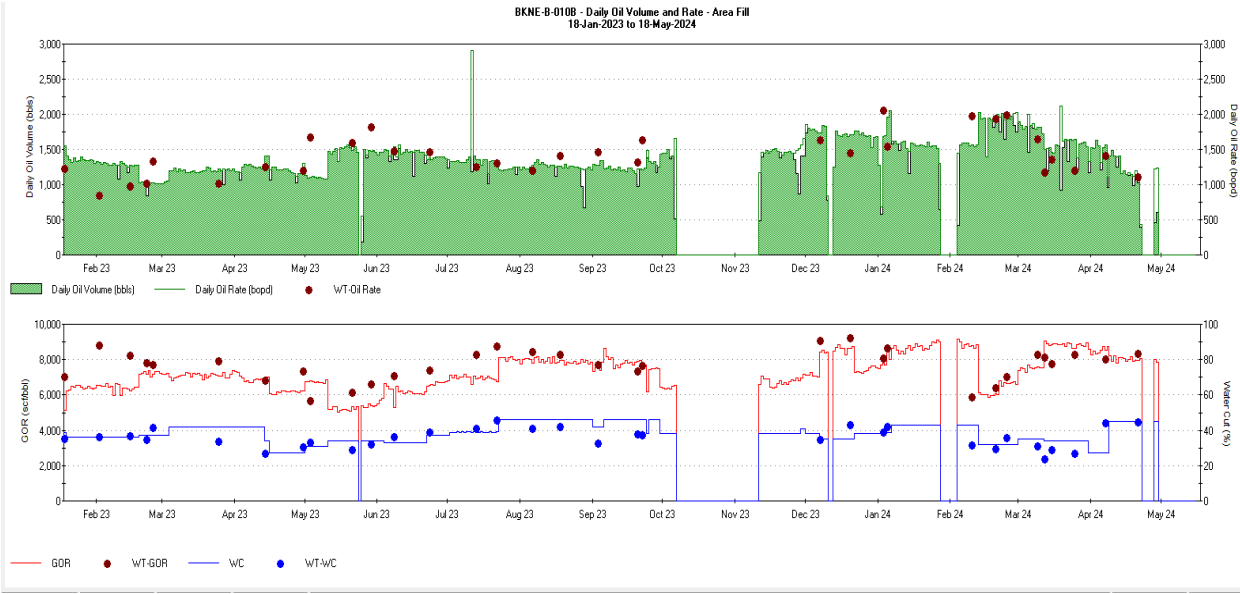


Figure II-12. Profile de production du puit OP-02

5-OP-05

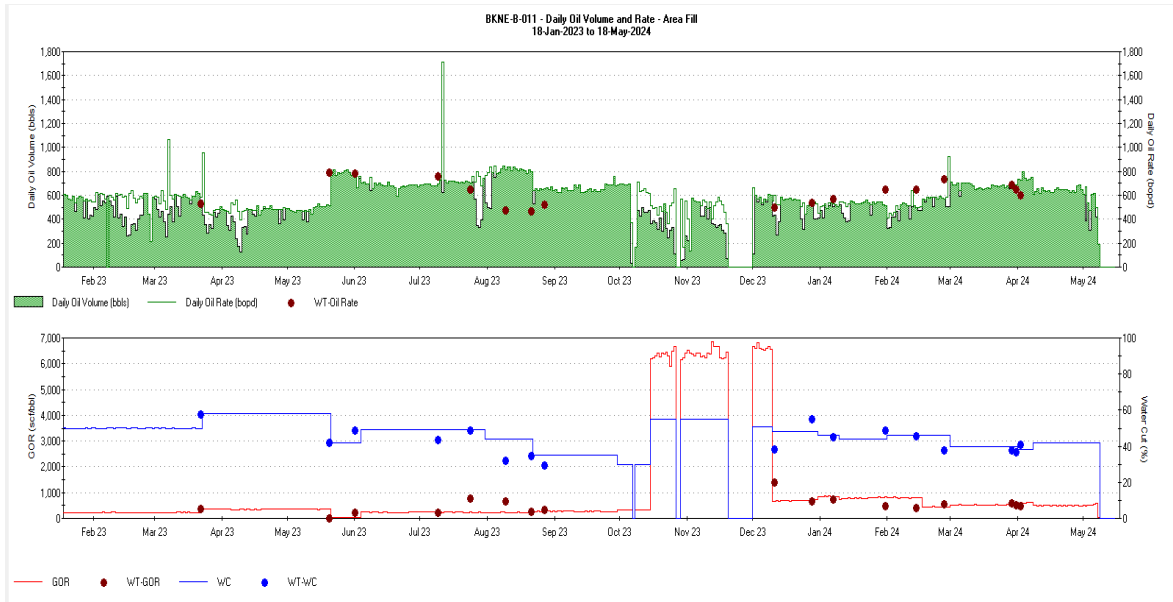


Figure II-13. Profile de production du puit OP-05

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

6-INJ-01

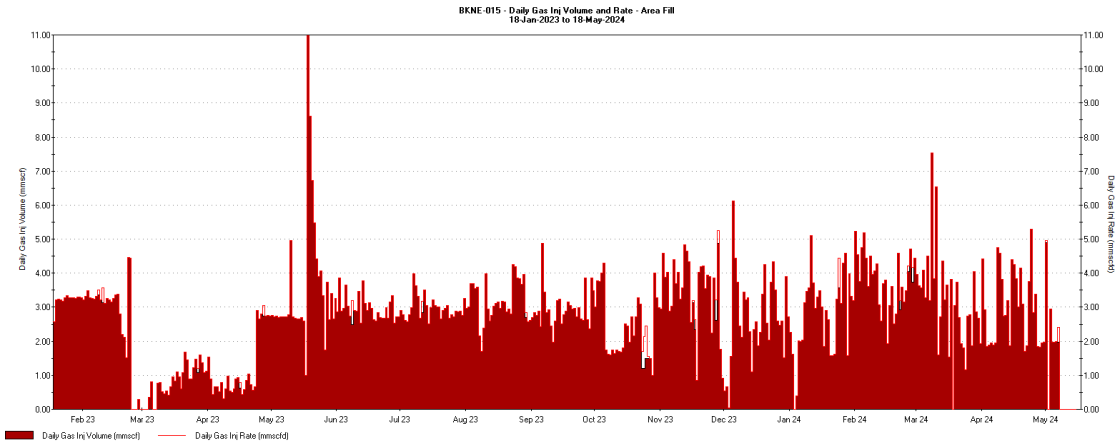


Figure II-14. Profile d'injection du puit INJ-01

7-INJ-03

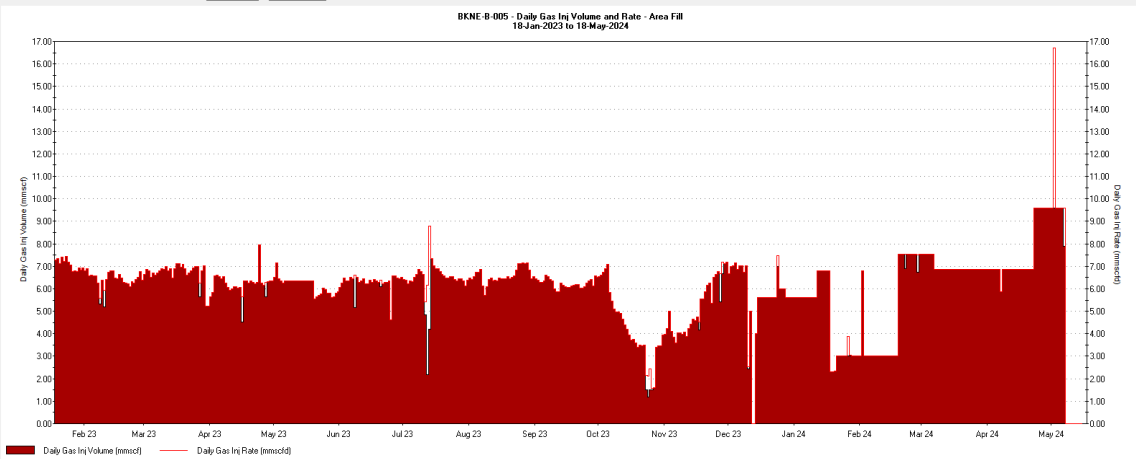


Figure II-15. Profile d'injection du puit INJ-03

8-INJ-02

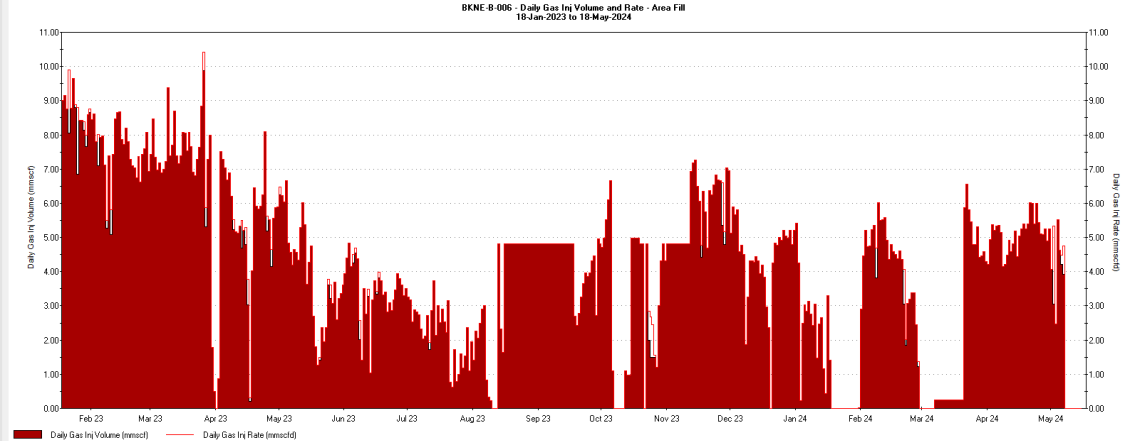


Figure II-16. Profile d'injection du puit INJ-02

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

9-INJ-04

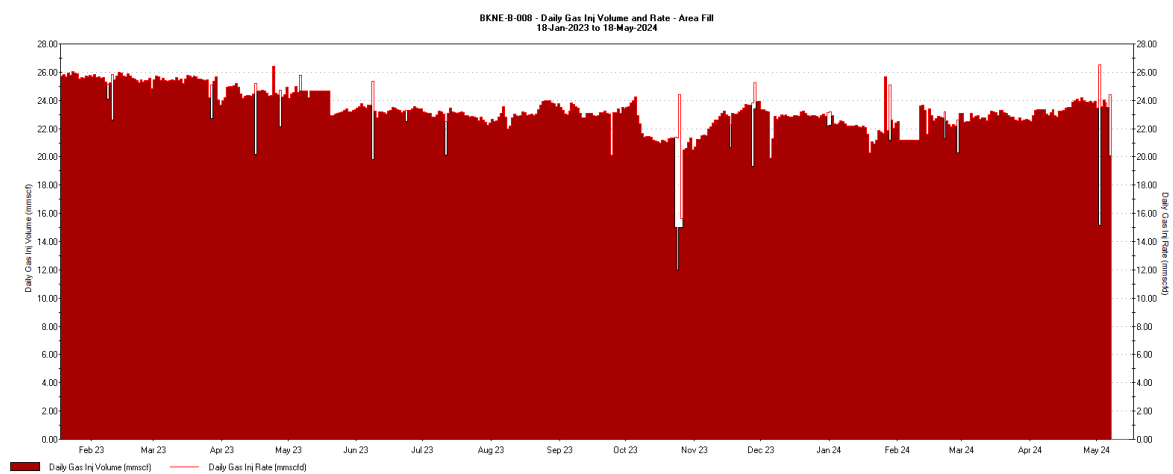


Figure II-17. Profile d'injection du puit INJ-04

II.4. Problème de production du champ BKNE-B :

II.4.a. Contrainte de production en fond de puits (formation de sel et d'asphalte) :

La zone BKNE-B est connue pour les dépôts d'asphaltènes et les précipitations de sel.

- Un système d'injection en eau douce (DWS) de 1,5" a été installé dans les puits dès les premiers stades (même si la teneur en eau était faible), dans le but de prévenir la précipitation des sels et la formation des asphaltènes, avec la possibilité d'injecter un inhibiteur des asphaltènes.
- Dans la majorité des puits de la zone BKNE-B, des squeezes de solvant via le DWS ont été utilisées comme mesure corrective et préventive contre le blocage causé par l'asphaltène, ce qui a grandement contribué à augmenter la production.
- Depuis 2017, une colonne de 3/4" a été installée dans le DWS pour l'injection permanente de l'inhibiteur d'asphaltène.
- Les procédures d'extraction et renouvellement de cette dernière ont été modifiées au fil du temps en fonction des cas rencontrés sur le terrain :
 - Au début, une durée de 2 ans a été fixée pour le DWS (Dilution Water String) avec et sans GL.
 - Puis réévalué à 1,5 an pour le DWS avec GL et GLS (Gas Lift String).
 - En 2021, la durée a été ramenée à 1 an pour toutes les chaînes.

II.4.b. Historique des modes de production des puits :

- **OP-03** : Le CIS a été mis en œuvre en 2018, puis récupéré en 2020 et n'a pas été remis, puis un traitement d'asphaltène périodique a été effectué par le biais du CT.

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

- **OP-04** : C'est le puits le plus connu pour le problème des asphaltènes. Il a été le premier des quatre puits pilotes sélectionnés pour la mise en œuvre de la technologie CIC (Coil in coil). Cependant, l'inhibiteur chimique a été injecté, plusieurs traitements par compression de solvant ont été réalisés à travers la colonne d'injection. Le CIS a été installé le 29 décembre 2020, il n'a pas injecté de produits chimiques depuis l'installation, c'est pourquoi il a été prévu de le retirer pour réduire la friction dans le puits et permettre la mesure et la surveillance de la pression. Le DWS a été installé en décembre 2020, et comme le puits produisait de manière stable sans DW, la colonne a été récupérée.
- **OP-01** : A partir de 2020, le puits a subi un squeeze de solvant chaque mois, puis, en 2021, la fréquence de traitement est devenue chaque deux semaines. Le dernier CIS (Chemical Injection String) et le DWS ont été mises en œuvre en février 2021 et retirés sans réexécution du CIS. Cependant, le DWS a été recommandé parce que le puits a été testé sans injection de DW et les résultats ont montré sa nécessité. Le dernier changement de DWS a eu lieu en janvier 2024.
- **OP-02** : Le puits présente une fuite de l'annulaire A à l'annulaire B. Pour cette raison, une chaîne CT de 1,5 " a été installée pour le GL, ainsi un DWS de ¾ " a été installé pour l'injection d'inhibiteurs d'asphaltènes, avant de passer au DW lorsque cela s'avérait nécessaire. Des traitements mensuels à travers les ¾ " concentriques ont été effectués. Le dernier CIC a été installé en janvier 2021 et en juillet 2022, le GLS a été retiré sans être relancé car les études de sensibilités montrent que le GL n'est pas bénéfique, ce qui a été prouvé par des tests, mais les résultats des tests montrent que le puits a besoin de l'eau de dilution pour s'écouler, de sorte que le DWS a été relancé (un DWS de 1,5 " a été utilisé au lieu de ¾ ") et le dernier retrait et la dernière relance ont eu lieu en février 2024.
- **OP-05** : était confronté à la formation de sels, de nombreux lavages ont été effectués. Le traitement par pressage de solvant a été réalisé par l'intermédiaire de la chaîne capillaire. Le dernier CIS a été installé en janvier 2021 et récupéré en juin 2022, mais un test visant à vérifier la nécessité d'un DW a été effectué et les résultats ont montré que le puits en avait toujours besoin pour s'écouler. Il a donc été nécessaire d'effectuer un nouveau DWS et le dernier changement de chaîne a eu lieu en novembre 2023.

En résumé, il y a actuellement trois puits fonctionnant avec un DWS (dilution water sting) dans le puit, à savoir OP-05, OP-01, OP-02, les deux derniers puits ayant un squeeze de solvant toutes les 2 semaines à travers le DWS.

II.4.c. Contraintes de production en surface :

Le CPF du GB est situé à 30 km du BKNE-B. En raison de cette distance, le champ est affecté par une faible pression d'injection du gaz et une pression de ligne d'écoulement élevée qui limitent la capacité d'abaisser les pressions de tête de puits jusqu'aux BHFPL. (Limites de pression d'écoulement BH)

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

Les pompes multiphasiques étaient des solutions temporaires pour surmonter la pression des FL (Flow Line) et ont été installées au FGSS-BKNE-B (Flow Gathering System).

Cependant, au fur et à mesure que le GOR des puits augmente, ces pompes deviennent moins efficaces en raison du GI (déclenchement périodique de la pompe). À partir d'août 2021, les puits s'écoulaient naturellement (sans pompes à la surface).

II.5.Construction du modèle numérique du champ de BKNE-B

II.5.a.Introduction :

La modélisation numérique des réservoirs est la base de gestion pour le développement et la planification de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, car elle fournit des informations précieuses sur la dynamique de la subsurface et le comportement des réservoirs. Grâce à l'intégration de données géologiques, pétrophysiques et thermodynamiques, ces modèles simulent l'écoulement des fluides, la distribution de la pression et met en évidence les mécanismes de récupération des hydrocarbures.

En s'appuyant sur des algorithmes et des techniques de calcul avancés, les ingénieurs de réservoir peuvent optimiser les stratégies de production, prédire les performances des réservoirs et prendre des décisions éclairées pour maximiser la récupération des hydrocarbures tout en minimisant les coûts et l'impact sur l'environnement.

II.5.b.Aperçu sur le modèle statique :

En utilisant les données issues des analyses SCAL des échantillons prélevés sur les puits, une approche de simulation conditionnelle a été utilisée pour prédire la distribution dans les zones non échantillonnées.

En effet, les méthodes de simulations conditionnelles sont des processus stochastiques de construction de modèles équiprobables en se basant sur la distribution spatiale des attributs. Cette approche stochastique permet de calculer de nombreuses solutions également probables, qui peuvent être post-traitées pour quantifier et évaluer les incertitudes.[13]

En général, la simulation conditionnelle signifie que l'entrée de base des paramètres du modèle spatial (variogrammes) et la distribution des valeurs d'échantillon reste constante dans un intervalle donné.

Les méthodes de simulation conditionnelles appliquées pour caractériser le réservoir et estimer les propriétés des emplacements non échantillonnés dans le modèle géologique est la simulation gaussienne séquentielle (SGS). Le maillage ainsi que les paramètres réservoir statiques telles que le Net-Gross, la porosité, la perméabilité et la saturation en eau irréductible ont été importés directement à partir du modèle géo-cellulaire construit par le logiciel Pétrel.

Les dimensions de chaque cellule dans les deux directions horizontales X et Y sont équivalentes et égales à 200, et celle dans la direction verticale Z est variable et est en fonction de l'épaisseur

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

des couches géologiques. Ci-dessous la distribution des principaux paramètres de réservoir a l'état initial :

Distribution de la Porosité :

On peut observer de la Figure II-18 une distribution plus ou moins homogène avec une valeur moyenne minimale de 11%, une valeur maximale de 17% et une valeur moyenne de 14%.

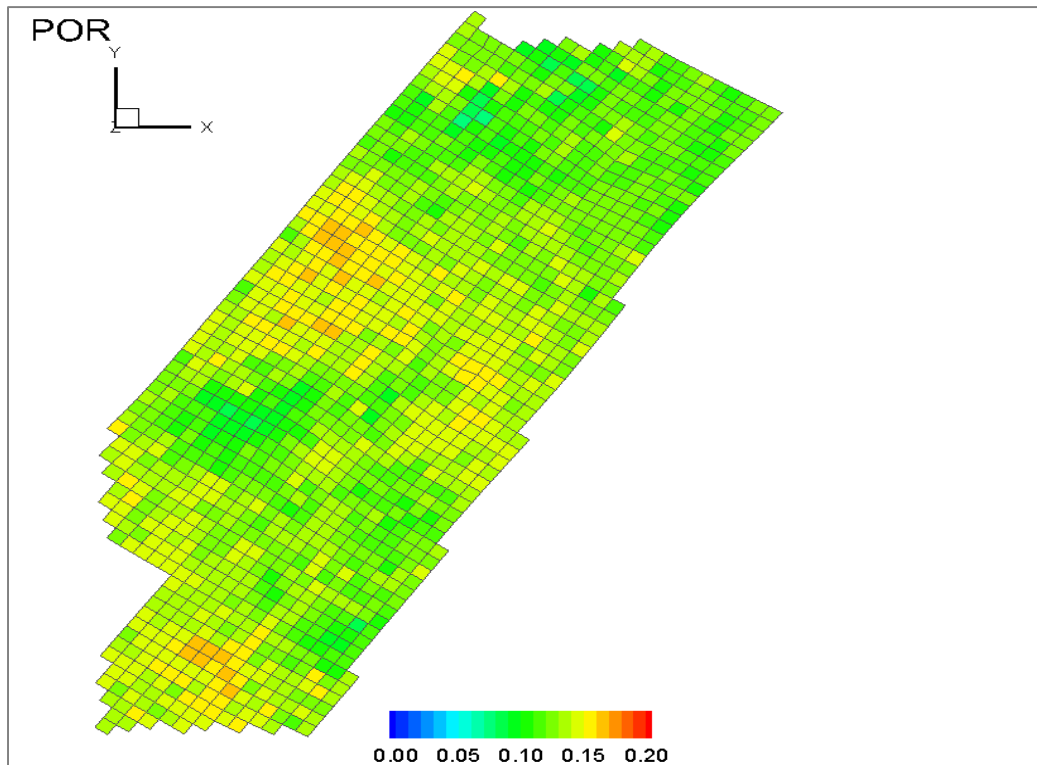


Figure II-18. Distribution de la porosité a l'état initial

Distribution de la Perméabilité :

Comme illustré dans la Figure II-19 ci-dessous, la distribution de perméabilité dans la direction X présente une hétérogénéité significative, avec une valeur moyenne de 200 mD. La perméabilité dans les directions Y et Z est définie dans le modèle en utilisant un coefficient multiplicateur de la valeur de K_x , où la perméabilité $K_y = K_x$ et $K_z = 0.1 K_x$.

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

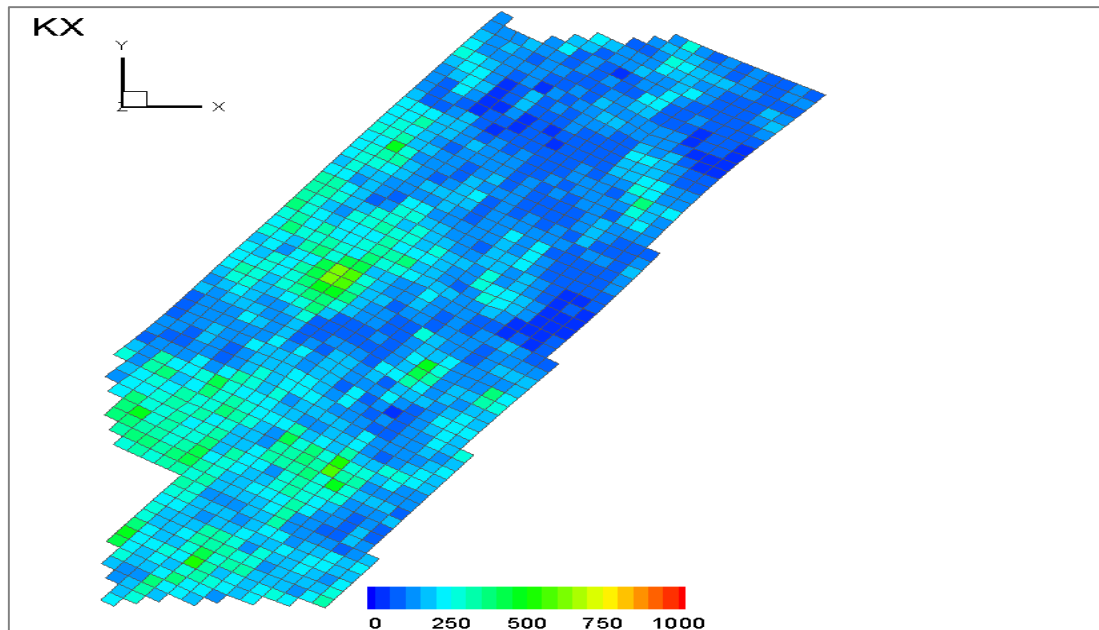


Figure II-19. Distribution de la perméabilité Kx a l'état initial

Distribution du contact WOC et de la saturation d'huile :

La Figure II-20 offre un aperçu de la distribution des zones exploitées d'huile, mettant en évidence une absence significative de gaz, ce qui laisse supposer l'absence d'un chapeau gazier.

De manière similaire, la Figure II-21 représente la saturation en huile, laquelle est concentrée le long d'un front relativement rectiligne, formant ainsi une sorte de ligne centrale dans le réservoir ou la saturation varie entre 60% et allant jusqu'à 80%. Par la suite, il est à noter que les puits de production sont positionnés le long de ce front.

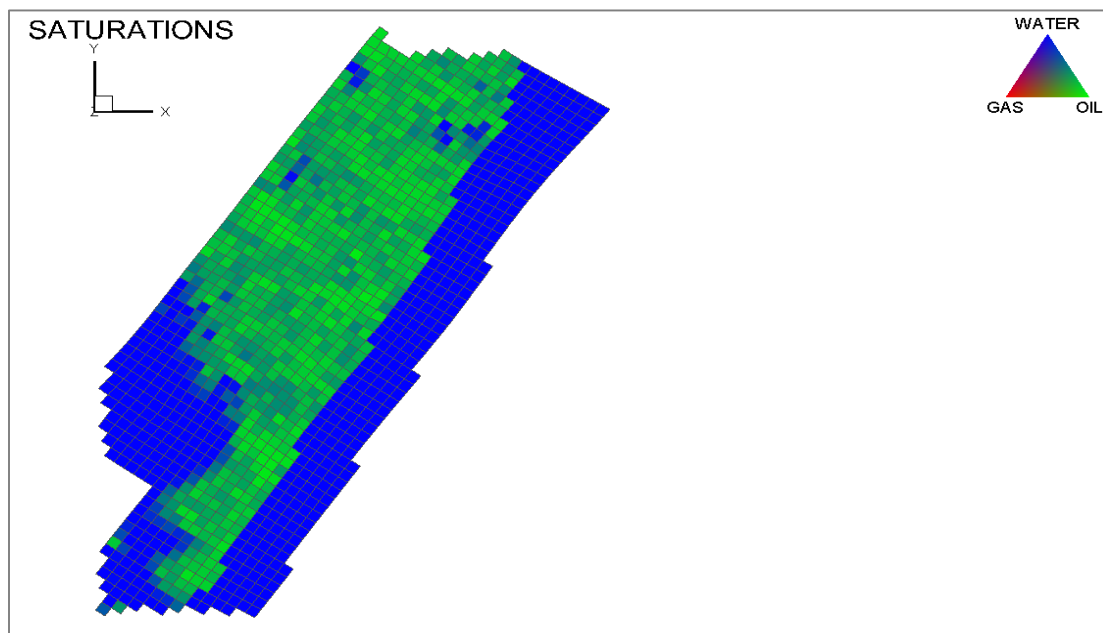


Figure II-20. La distribution des saturations en eau, huile et gaz

Chapitre II. Généralité sur le champ BKNE-B et construction du modèle numérique :

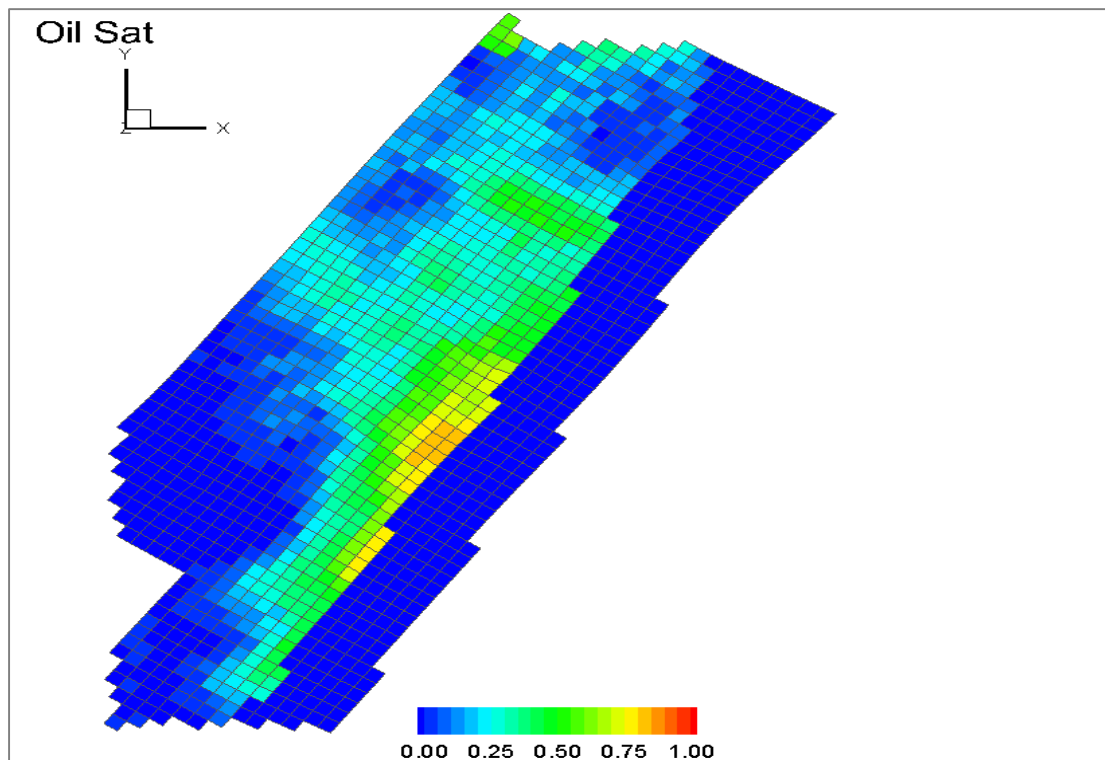


Figure II-21. La distribution de la saturation en huile

II.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, on a parlé sur

- Le cadre géologique du champ BKNE-B.
- Une analyse sur l'historique de production du champ et l'évolution de la pression de ce dernier.
- Description de système de production (puits, profile de production, problèmes rencontrés)
- Un aperçu sur la construction du modèle statique du champ BKNE-B

La nécessité d'effectuer une étude SCAL et de construire un modèle PVT est évidente pour développer un modèle dynamique représentatif du réservoir du champ BKNE-B. Ensuite, après l'entrée des données de production, une calibration ou un "History match" est nécessaire pour obtenir un modèle dynamique reflétant fidèlement la réalité.

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

Les analyses expérimentales au laboratoire sur la carotte (SCAL) et sur le fluide de réservoir (PVT) sont très nécessaires dans n'importe quelle étude ayant relation avec le domaine de l'ingénierie de réservoir, ainsi que pour la construction des modèles de simulation représentatifs. Dans ce chapitre, nous allons aborder les deux parties séparément en présentant les résultats obtenus à partir de ces études.

III.1. Etudes du comportement des écoulements des fluides

III.1.a. Introduction

La compréhension et l'évaluation de la performance d'un réservoir d'hydrocarbures exigent une connaissance approfondie des propriétés physiques de la roche et des interactions avec le système fluide. Ces informations sont habituellement dérivées des analyses effectuées sur les carottes extraites du réservoir

En plus des mesures de routine effectuées sur les carottes, il existe d'autres mesures importantes dont l'objectif est d'obtenir des informations plus détaillées sur le comportement des écoulements polyphasiques appelées **Special Core Analysis (SCAL)**.

Le SCAL, ou analyse spéciale de carottes, englobe toutes les analyses qui vont au-delà des mesures conventionnelles de porosité, perméabilité et densité des grains. Selon cette définition, les analyses SCAL comprennent les mesures des propriétés électriques et acoustiques utilisées dans l'interprétation des diagraphies des puits, ainsi que les compressibilités de la roche et des pores. De plus, les tests de déplacement des systèmes eau-huile et huile-gaz, tels que les perméabilités relatives, les pressions capillaires, la mouillabilité et les saturations résiduelles, entrent également dans la catégorie des analyses SCAL.

Pour certains, le SCAL se concentre sur les analyses liées aux saturations des fluides, à la mouillabilité et surtout aux relations avec les pressions capillaires et les perméabilités relatives.

[15]

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

III.1.b.Perméabilités relatives :

Les interprétations des perméabilités relatives dans les deux systèmes Eau-Huile et Huile-Gaz sont représentées dans les figures ci-dessous

- Système Eau-Huile :

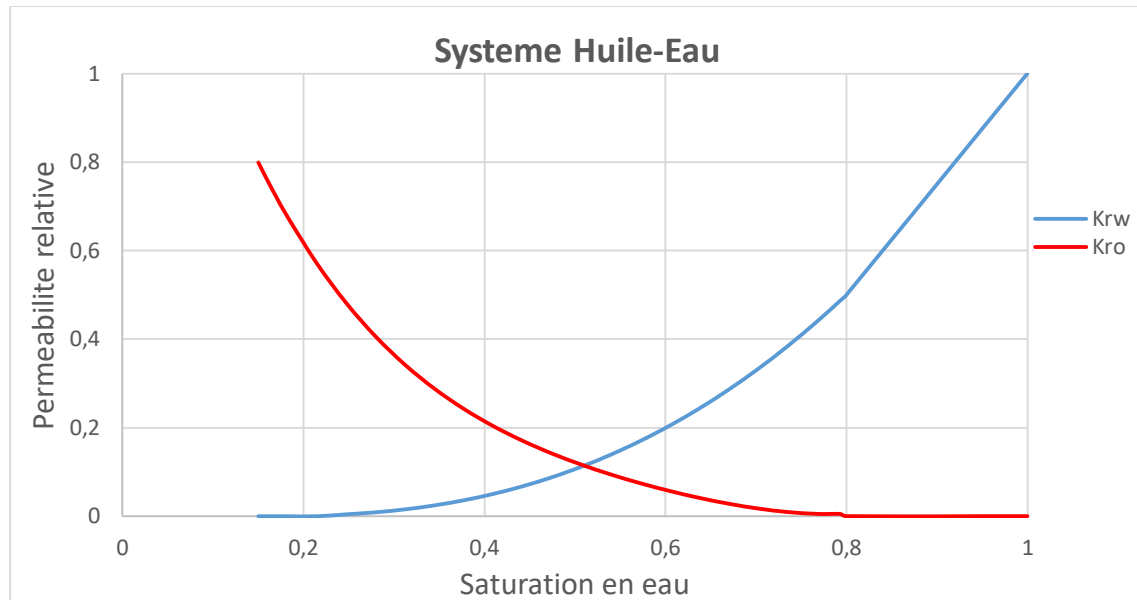


Figure III-1 : Courbes de perméabilités relatives du système Huile-Eau

- Système Huile-Gaz :

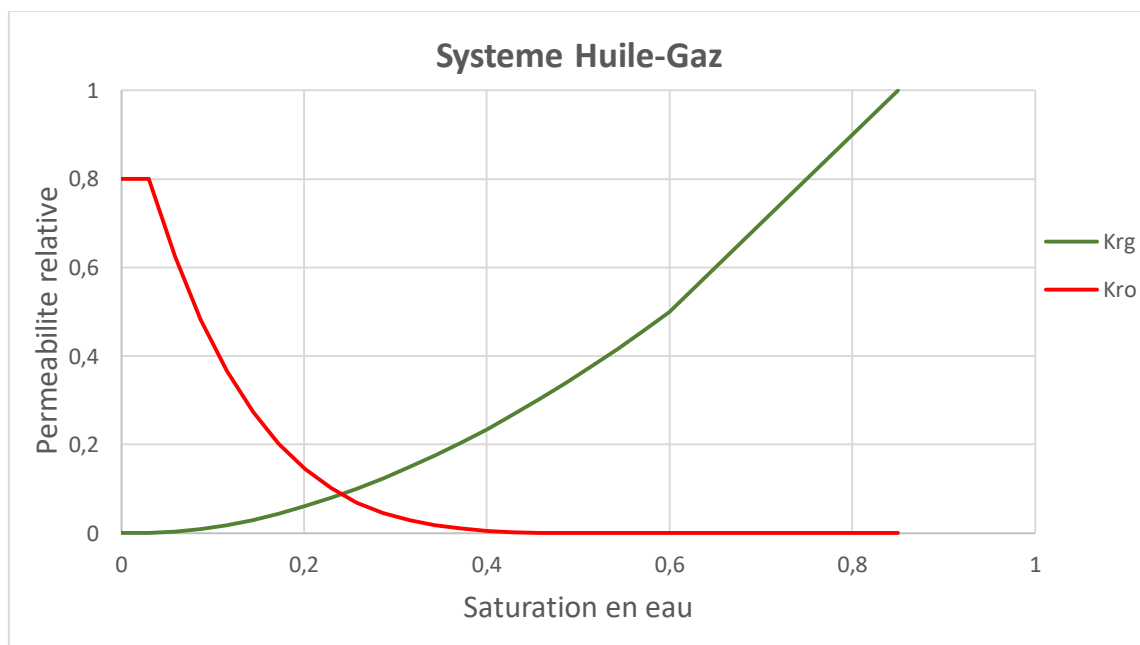


Figure III-2 : Courbes de perméabilités relatives du système Huile-Gaz

Ces courbes de perméabilités relatives incluent les valeurs des points finaux (endpoints) de Saturations et perméabilités relatives suivantes :

- Saturation résiduelle d'huile due à l'injection d'eau = 0,2

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

- Perméabilité relative de l'eau à Sorw, = 0.5
- Perméabilité relative de l'eau à Kwi, = 0.8
- Saturation d'eau irréductible (Swirr) a été corrélée comme étant une fonction de l'indice de qualité des roches.

III.1.c.Pression capillaire

Leverett a défini en 1941 une fonction adimensionnelle appelée la fonction J, cette fonction permet de normaliser les pressions capillaires mesurées sur les carottes après les avoir groupées, validées et moyennées afin de les introduire dans le modèle de simulation.

Les résultats expérimentaux ont mis en évidence que pour un faciès de réservoir donné, la fonction J est constante. La fonction J est introduite dans la table de saturation au lieu des pressions capillaires comme étant une fonction de la saturation en eau. Pour chaque cellule, on calcule la fonction J à partir de la formule suivante [9] :

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma * \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

La pression capillaire introduite dans la table de saturation doit être :

$$P_{cwo} = J(S_w) * \sigma * \cos \theta$$

La pression capillaire est déterminée à partir de la formule suivante :

$$P_c = \frac{P_{cwo}(S_w)}{\sqrt{\frac{K}{\phi}}}$$

La courbe de la pression capillaire introduite dans la table de saturation est représentée dans la figure ci-dessous :

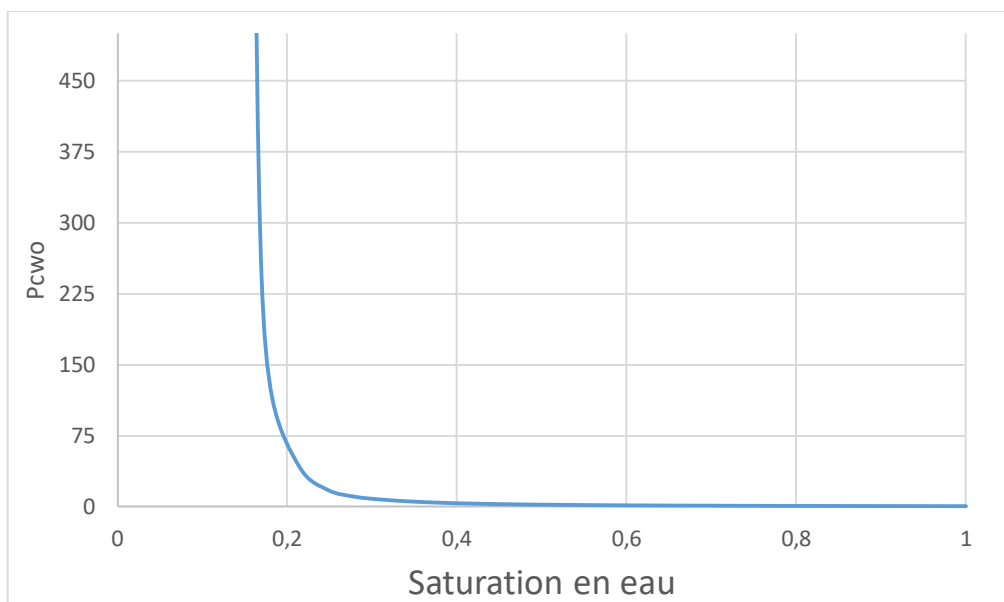


Figure III-3 : Fonction J du réservoir TAGI du champ BKNE-B

III.2. Etude du comportement des fluides

III.2.a. Introduction :

Pour maximiser la production d'un gisement d'hydrocarbures, il est primordial d'avoir une compréhension approfondie des variations volumétriques et du comportement des fluides réservoir est indispensable.

La caractérisation du fluide du gisement, comprenant les propriétés thermodynamiques, est essentielle pour comprendre et capturer le comportement des phases et garantir la précision et la fiabilité du modèle d'équation d'état développé. Ce modèle permet de prédire diverses conditions de gisement ainsi que les changements thermodynamiques pendant la production, notamment avec différents modes de déplétion (*Drive mechanisms*).

Lorsque le déplacement des fluides dépend d'une source d'injection miscible, l'utilisation d'un modèle compositionnel basé sur une équation d'état (EOS) est recommandé dans les modèles numériques pour bien prédire le transfert de masse entre les deux phases (entre le fluide de déplacement injecté et le fluide déplacé exploité) et décrire le comportement PVT des fluides.

Cette simulation compositionnelle, utilisant des EOS, s'avère particulièrement efficace lorsqu'il s'agit d'étudier la performance des techniques EOR tels injection de CO₂ ou gaz miscible ou quasi-miscible, où l'interaction entre le gaz injecté et les fluides du réservoir joue un rôle crucial dans le déplacement.

En effet, la précision d'un modèle EOS dépend de la qualité/quantité des données PVT issues des expériences en laboratoire et des méthodes utilisées pour obtenir les paramètres d'ajustement.

III.2.b. Etude PVT du champ BKNE-B :

Deux types d'études PVT ont été réalisés sur le fluide du réservoir TAGI du champ BKNE-B à savoir une étude PVT standard et une étude PVT spécifique à l'injection du gaz miscible.

Pour une meilleure précision, des expériences en laboratoire ont été menées sur des échantillons prélevés à partir de deux puits du champ. Des expériences standard en laboratoire ont été menées pour les deux échantillons de ces puits et des analyses EOR (swelling test, slim tube test et multi contact test) ont été réalisé sur le fluide combiné.

Etudes PVT standard :

Les expériences PVT (pression-volume-température) standard sont des tests de laboratoire fondamentaux réalisés pour caractériser le comportement des phases et les propriétés des fluides de réservoir.

Ces expériences jouent un rôle important dans la compréhension du comportement des fluides dans des conditions de pression et de température variables, fournissant des données essentielles pour l'ingénierie des réservoirs et l'optimisation de la production. Les expériences clés disponibles pour cette étude standard sont [16] :

- **Constant Mass Expansion (CME) Test** : Le test CMS est un test réalisé avec une quantité connue d'un échantillon représentatif de fluide de réservoir, qui reste constante

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

tout au long du test. Il est également connu sous le nom de test d'expansion de composition constante (CCE) ou de test d'expansion de masse constante (CME). Le test CMS est un processus de libération éclair, puisque la composition de l'échantillon reste constante et que lorsque le gaz est libéré de la solution, il reste en contact avec le liquide et l'équilibre est atteint avec tous les composants encore présents.

- **Libération différentielle (DL) ou déplétion à volume constant (CVD) :** Cette expérience simule la déplétion de la pression du fluide du réservoir lors de son écoulement vers la surface. L'échantillon de fluide est progressivement dépressurisé dans une cellule PVT, et les volumes et compositions des phases gazeuse et liquide sont mesurés à chaque palier de pression.
- **Test du séparateur :** Cette expérience simule la séparation en plusieurs étapes du fluide du réservoir au cours de son passage dans les installations de production. L'échantillon de fluide est soumis à une série de réductions de pression et de température, et les volumes et compositions des phases gazeuse et liquide sont mesurés à chaque étape de la séparation.
- **Analyse compositionnelle :** cette expérience vise à déterminer la composition du fluide en séparant ses composants en phases individuelles pour une analyse qualitative et quantitative. En utilisant des techniques telles que la chromatographie, les composants du fluide sont séparés en fonction de leurs propriétés de volatilité et sont ensuite identifiés et quantifiés. Cette analyse permet d'obtenir des données précises sur les différentes fractions de gaz présentes dans le fluide, ce qui est essentiel pour comprendre son comportement
- **Détermination de la viscosité :** les mesures de viscosité ont été effectuées dans un viscosimètre Cambridge à la température du réservoir. Les mesures ont été effectuées à des niveaux de pression égaux, de la pression au-dessus du réservoir jusqu'à la pression de saturation, puis de la pression de saturation jusqu'à 14,7 psia. L'instrument avait été préalablement étalonné en utilisant des fluides de viscosité connue.

La composition de l'huile de la région BKNE-B ainsi que les principaux résultats des tests sont résumés dans les tableaux :

COMPOSANT	MASS FRACTION (%)	MOLE FRACTION (%)	COMPOSANT	MASS FRACTION (%)	MOLE FRACTION (%)
N2	0.183	0.864	C14	3.193	2.129
CO2	0.149	0.449	C15	3.015	1.877
NC1	2.254	18.585	C16	2.662	1.555
NC2	1.436	6.318	C17	2.985	1.642
NC3	2.565	7.692	C18	2.491	1.295
IC4	0.499	1.136	C19	2.032	1.001
NC4	2.491	5.669	C20	2.104	0.985
NEO-C5	0.006	0.011	C21	1.969	0.878

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

IC5	0.918	1.683	C22	1.846	0.786
NC5	1.782	3.267	C23	1.727	0.703
C6	2.617	4.017	C24	1.604	0.626
BENZENE	0.381	0.645	C25	1.51	0.566
C7	4.18	5.518	C26	1.438	0.519
TOLUENE	0.145	0.209	C27	1.383	0.48
C8	5.025	5.819	C28	1.324	0.444
ETHYLBENZENE	0.047	0.059	C29	1.26	0.408
M- & P- XYLENES	0.173	0.215	C30	1.169	0.366
O- XYLENES	0.158	0.196	C31	1.082	0.327
C9	3.943	4.066	C32	0.99	0.29
C10	4.402	4.092	C33	0.928	0.264
C11	3.787	3.204	C34	0.86	0.237
C12	3.325	2.582	C35	0.812	0.218
C13	3.507	2.516	C36+	17.643	3.592

Tableau III-1. Analyse compositionnelle du fluide de réservoir

Pression initiale du réservoir	5157.7 Psi
Température initiale du réservoir	212 °F
Pression au point de bulle, Pb	1150 Psi
FVF @ Pression de bulle	1.286 rb/stb
GOR initial de solution (single stage flash)	360 scf/stb
Viscosité du réservoir initiale	0.79 cp
Stock tank oil specific gravity	0.8288
Compressibilité du fluide du réservoir @ Pi	$72.37 \times 10^{-05} \text{ psi}^{-1}$
Densité API	39.23 °API

Tableau III-2. Caractéristiques de l'huile (Résultats des tests PVT standard)

Les résultats des analyses PVT mentionnés dans les tableaux précédents indiquent que le réservoir TAGI du champ BKNE-B contient une huile parfaitement sous-saturée de type black oil à ses conditions initiales (5157.7 Psi et 212°F). Cette huile présente une densité relativement légère de 39.23 °API aux conditions standard.

Etude PVT spécifique :

Ces types de tests sont effectués pour des applications très spécifiques. Si le réservoir sera exploité par une injection de gaz miscible ou WAG miscible par exemple, les tests suivants peuvent être effectués : test de slim-tube, test de gonflement (swelling test), test multi contact.

Les expériences ont été menés sur les mêmes échantillons précédents.

Procédure expérimentale :

Test slim tube :

La détermination de la miscibilité a été réalisée par le test slim tube, avec un gaz d'injection synthétique riche. L'appareil slim tube consiste en un tube enroulé, d'environ 14 m de long, et

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

5.16 mm de diamètre intérieur, rempli de billes en verre de diamètre variant de 70 – 110 μ m pour former un système poreux.

Avant chaque expérience, le slim tube a été nettoyé par l'injection du toluène. Pendant l'expérience slim tube, la bobine a été remplie de fluide de réservoir à la température du réservoir et maintenue à la pression spécifique dans la région monophasée.

Au moyen d'une pompe à débit constant, un volume de gaz égal à environ 1,3 fois le volume des pores de la bobine a été injecté dans la bobine à un taux de 20 cm³ par heure.

Le volume de gaz et d'huile produit dans les effluents a été mesuré et collecté à l'extrémité aval. La pression de déplacement dans le tube a été maintenue au moyen d'un régulateur de contre-pression situé à l'extrémité.

Au cours de la phase d'injection de gaz, la température des essais, la pression du système, la transparence lumineuse, la masse cumulée de l'huile produite, et la pression dans le récipient de collecte de gaz ont été continuellement surveillés.

En utilisant le volume d'huile récupéré après l'injection d'un volume de pores de 1,2, il a été possible de calculer l'efficacité de la récupération.

Détermination de la pression minimale de miscibilité :

La composition de gaz d'injection est donnée dans le tableau suivant.

Composant	Fraction molaire
<i>N2</i>	0.551
<i>CO2</i>	0.619
<i>C1</i>	64.1
<i>C2</i>	16.979
<i>C3</i>	12.147
<i>iC4</i>	1.063
<i>nC4</i>	2.9
<i>iC5</i>	0.359
<i>nC5</i>	0.583
<i>C6</i>	0.339
<i>C7</i>	0.227
<i>C8</i>	0.11
<i>C9</i>	0.023
TOTAL	100
Masse Moléculaire	24.8
Densité	0.857

Tableau III-3. Composition du gaz d'injection utilisé pour le test slim tube

Comme résultat finale, trois types de déplacement ont été conclus (immiscible – *near miscible* - miscible) dépendant de la pression.

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

La pression minimale de miscibilité de ce système d'huile et du gaz riche d'injection est estimée à 4250 psi.

Test de gonflement de l'huile (swelling test) : Un essai de gonflement est une procédure de laboratoire utilisée pour évaluer le comportement de gonflement et expansion de l'huile dans diverses conditions, telles que le mélange avec des gaz ou des produits chimiques injectés. Le facteur de gonflement quantifie cette expansion en tant que rapport entre le volume de l'huile saturée en gaz et le volume initial de l'huile avant dissolution du gaz. Si le facteur de gonflement est supérieur à un, il indique une expansion volumétrique.

Le test consiste généralement à exposer le fluide à un environnement contrôlé, tel qu'une température donnée, une composition chimique spécifique ou une variation de pourcentage du gaz injecté mélangé, et à mesurer les changements de taille, de volume ou de forme qui en résultent.

Le fluide combiné a été chargé dans une cellule PVT visuelle qui a été chauffée à 212 F. La pression de saturation de l'échantillon a été confirmée à l'aide d'une relation pression-volume.

Une série d'injections de gaz synthétique a été ensuite effectuée pour produire des fluides ayant des rapports mol/mol connus (20, 40, 60, 80, 120 % mol/mol) du fluide associé. Après chaque injection, une relation pression-volume a été réalisée pour mesurer la nouvelle pression de saturation et déterminer la densité du fluide à la pression de saturation et à la pression du réservoir.

Le fluide final à 120 % mol/mol a été flashé aux conditions atmosphériques pour fournir une vérification croisée de la quantité de gaz synthétique injectée et de la densité du fluide.

Forward multiple contact test : Un test de contact multiple direct est une expérience en laboratoire menée pour évaluer la miscibilité ou le comportement de mélange entre le fluide de déplacement et l'huile du réservoir dans les conditions du réservoir.

Dans ce test, un fluide de déplacement, souvent un gaz tel que du dioxyde de carbone (CO₂) ou de gaz associé est injecté dans une carotte contenant de l'huile de réservoir.

Pendant les tests, la carotte est soumise aux conditions de température et de pression du réservoir, simulant les conditions d'un réservoir réel. Le fluide de déplacement est injecté dans la carotte à un débit contrôlé et l'interaction entre le fluide de déplacement et l'huile du réservoir est observée et mesurée.

Le terme « *Forward* » ou vers l'avant fait référence à la direction de test dans laquelle le fluide de déplacement est injecté dans la carotte. Le terme « contacts multiples » indique que le test prend en compte les contacts ou interactions répétés entre le fluide de déplacement et l'huile du réservoir, ce qui est caractéristique des processus de déplacement miscibles dans les réservoirs réels.

Les résultats de plusieurs tests de contact direct fournissent des informations précieuses sur la miscibilité ou le comportement du mélange entre le fluide de déplacement et l'huile du réservoir. Ces informations sont importantes pour évaluer la faisabilité et l'efficacité des processus

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

d'injection de gaz miscibles et pour optimiser les stratégies d'injection afin de maximiser la récupération.

III.3.Caractérisation de l'équation d'état (EOS)

III.3.a.Introduction :

Les prévisions sur le comportement de l'huile dans le réservoir lors d'un processus donné et compte tenu des variations qui pourront avoir lieu, la construction d'un modèle PVT s'avère nécessaire.

Les modèles compositionnels offrent une représentation plus précise du comportement des fluides de réservoir par rapport aux modèles Black Oil. Ils prennent en considération la variation de la composition des fluides et le comportement des phases dans différentes conditions de pression et température de réservoir, telles que la pression et la température. Cette précision est cruciale pour prédire le comportement des processus tels que l'injection de gaz miscible ou le WAG miscible, où l'interaction entre le gaz injecté et les fluides du réservoir joue un rôle essentiel dans l'écoulement et la récupération.

L'utilisation d'une équation d'état (EOS) dans un modèle compositionnel permet de prédire avec précision le comportement des phases, y compris l'équilibre vapeur-liquide, et de maintenir la cohérence thermodynamique. L'EoS permet de représenter des mélanges complexes d'hydrocarbures et facilite les calculs d'équilibre de phase, cruciaux pour la simulation des réservoirs. En outre, il permet de calculer les propriétés thermodynamiques essentielles à la prévision des performances des réservoirs et à l'optimisation des processus de récupération assistée d'huile (densité, viscosité, tension interfacial, compressibilité, ...).

L'équation d'état (EOS) utilisée dans les modèles de composition est généralement dérivée des principes thermodynamiques fondamentaux, tels que la loi des gaz idéaux, et est souvent représentée par des équations mathématiques qui décrivent le comportement des fluides dans diverses conditions. Les équations d'état (EOS) couramment utilisées dans l'industrie pétrolière comprennent les équations d'état cubiques (par exemple, Peng-Robinson, Soave-Redlich-Kwong) et des modèles plus complexes qui tiennent compte du comportement non idéal et des transitions de phase. Ces modèles d'EoS intègrent des paramètres spécifiques au mélange de fluides étudié, tels que les interactions moléculaires et les propriétés critiques, qui sont déterminés à partir de données expérimentales ou de techniques de simulation moléculaire.

III.3.b.Description de l'équation d'état de Peng Robinson (PR) :

L'équation d'état (EOS) de Peng-Robinson (PR) est une EOS cubique développée à l'origine par Peng et Robinson en 1976 et modifiée en 1978 [17] pour améliorer les prévisions du comportement des phases du modèle. L'EoS PR est très couramment utilisée dans le secteur pétrolier.

La PR EOS s'exprime comme suit :

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V(V + b) + b(V - b)}$$

P : Pression du système, $psia$

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

T : Température du système, °R

R : Constante des gaz, $10.73 \text{ psi} \cdot \text{ft}^3 / \text{lb} \cdot \text{mol}$

V : Volume, ft^3 / mol

α : Paramètre adimensionnel qui est égale à l'unité à $T = T_c$, à des températures autres que la température critique, le paramètre α est défini par l'expression suivante :

$$\sqrt{\alpha} = [1 + m(1 - \sqrt{Tr})]$$

Avec Tr : la température réduite, $Tr = T/T_c$

Le paramètre m est corrélé avec le facteur acentrique ω par la formule suivante :

a et b sont des paramètres de l'équation donnés par les formules suivantes :

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2, \omega \leq 0.49$$

Pour les composants lourds avec $\omega > 0.49$, la formule suivante doit être appliquée :

$$m = 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

$$\Omega_a = 0.45724$$

$$b = \Omega_b \frac{R T_c^2}{P_c}$$

$$\Omega_b = 0.0778$$

Où P_c et T_c sont la pression critique et la température critique respectivement.

Une autre propriété importante des composants pour les modèles EOS cubiques sont les facteurs de décalage de volume décrits par Peneloux en 1982. Les décalages de volume (*Volume shifts*) ont été introduits comme un terme de correction pour les prédictions de comportement de phase des estimations de volume molaire [18].

Afin d'appliquer l'équation pour les mélanges, van der Waals a développé la règle de mélange originale quadratique. L'ensemble des équations décrivant le mélange est donné par la formule suivante :

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N u_i u_j a_{ij}$$

$$b = \sum_{i=1}^N u_i b_j$$

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

Où $a_{ij} = \sqrt{a_i a_j}$, u_i représente la composition du liquide (x_i), la composition de la vapeur (y_j) ou la composition totale (z_i), et a_i et a_j sont les paramètres EOS du composant i . Ces règles de mélange sont souvent appelées règles de mélange de van der Waals.

Des modifications des règles de mélange ont été développées pour améliorer les performances des modèles EOS. La règle de mélange modifiée la plus courante est la suivante :

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N u_i u_j a_{ij} (1 - k_{ij})$$

Où k_{ij} est souvent appelé le coefficient d'interaction binaire (BIC).

III.3.c. Développement de l'équation d'état du gisement BKNE-B :

Un modèle compositionnel est une représentation simplifiée de la composition d'un fluide hydrocarbure par un nombre limité de composés HC. L'objectif principale du modèle compositionnel est de représenter au mieux les données expérimentales issues des analyses PVT du fluide, sans autant augmenter le temps de calcul de la machine.

Le choix du nombre de composants et leur regroupement constitue une étape critique, étant considéré comme la base de la construction d'un modèle PVT compositionnel.

Le logiciel PVTsim de Calsep a été utilisé pour estimer les paramètres de l'EOS par régression sur les données expérimentales.

Après avoir comparé plusieurs modèles EOS existants, le modèle de Peng-Robinson 78 Peneloux, qui a démontré les meilleures performances de prédiction, a été sélectionné pour représenter le comportement du fluide du réservoir TAGI du champ BKNE-B.

La viscosité a été modélisée en utilisant le modèle LBC (Lorentz-Bray-Clark), un modèle comprenant cinq paramètres. Ce modèle est polyvalent, adapté à une large gamme d'huiles et de gaz, et est intégré au logiciel de simulation de réservoir NEXUS. Il est largement reconnu pour sa capacité à prédire avec précision la viscosité de divers types d'huiles et des gaz.

Tous les composants ayant le nombre de carbone C6, C7 et C8 sont regroupés dans un seul C6, C7 et C8 respectivement.

Les composants de notre gaz riche d'injection n'ont pas été regroupés. La décision de ne pas regrouper ces composants a été imposée pour assurer un changement minimum des propriétés (température et pression critiques, la masse moléculaire, facteurs acentriques, la densité, etc.).

Généralement, les composants ayant des points d'ébullition presque similaires ainsi dans ce cas le même nombre de carbone sont regroupés ensemble. La même approche a été adoptée dans ce cas pour obtenir le C6 (C6+ Benzène), C7 (C7 + toluène), C8 (M- & P- Xylènes, o- Xylènes, Ethylbenzène).

Par contre pour les composants plus lourds C12+, cinq composants ont été introduits pour les représenter, les caractéristiques moléculaires de ces derniers ont été attribué de sorte que l'équation d'états soit en proches de plus en plus aux tests de laboratoires. Donc, un total de 20

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

composants a été obtenu : N2, CO2, C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5, C6, C7, C8, C9, C10, C11, HVY1, HVY2, HVY3, HVY4, HVY5.

Les paramètres suivants ont été modifiés jusqu'à ce qu'un calage acceptable entre les données expérimentales de laboratoire et les résultats calculés par l'EOS soit obtenu :

- Coefficients d'interaction binaire entre les composants,
- Températures critiques des cinq pseudo-composants lourds,
- Pressions critiques des cinq pseudo-composants lourds,
- Paramètres de volume shift des cinq pseudo-composants lourds.
- Le coefficient de compressibilité critique lié à la viscosité.

III.3.d. Paramètres de l'équation d'état du champ BKNE-B :

Les paramètres de l'équation d'état de PR 78 Peneloux obtenue, avec 20 composants sont donnés dans le tableau suivant :

Composant	MOLWT	OMEGAA	OMEGAB	TC	PC	ZC	ACENTR	VSHIFT	PARACHOR
N2	28.01	0.4572355	0.0777961	227.27	493	0.291	0.0372	-0.174	35
CO2	44.01	0.4572355	0.0777961	547.57	1070.9	0.2742	0.2225	-0.1009	49.6
C1	16.04	0.4572355	0.0777961	343.07	667.8	0.289	0.0126	-0.1546	71
C2	30.07	0.4572355	0.0777961	549.77	707.8	0.285	0.0978	-0.074	111
C3	44.1	0.4572355	0.0777961	665.67	616.3	0.281	0.1541	-0.0603	151
iC4	58.12	0.4572355	0.0777961	734.67	529.1	0.283	0.184	-0.0798	191
nC4	58.12	0.4572355	0.0777961	765.37	550.7	0.274	0.2015	-0.0675	191
iC5	72.15	0.4572355	0.0777961	828.77	490.4	0.273	0.2286	-0.064	231
nC5	72.15	0.4572355	0.0777961	845.37	488.6	0.262	0.2524	-0.0369	231
C6	84	0.4572355	0.0777961	922.67	476.16	0.2693	0.2368	-0.022	271
C7	96	0.4572355	0.0777961	984.67	447.15	0.2663	0.2698	0.0051	311
C8	107	0.4572355	0.0777961	1035.67	413.29	0.2636	0.2997	0.0447	351
C9	121	0.4572355	0.0777961	1084.67	378.32	0.2602	0.3382	0.0681	391
C10	134	0.4572355	0.0777961	1127.67	347.24	0.2568	0.3776	0.0975	431
C11	147	0.4572355	0.0777961	1165.67	321.36	0.2537	0.4146	0.1195	471
HVY1	207.48	0.4809691	0.0828957	1536.23	273.76	0.2347	0.679	0.0884	635.9
HVY2	316.79	0.4893052	0.0704766	1801.75	190.95	0.1969	1.03856	0.3431	970.7
HVY3	529.4	0.4317378	0.0769132	2188.09	98.44	0.1383	1.78792	0.5374	1794.4
HVY4	529.4	0.4317378	0.0769132	2188.09	98.44	0.1383	1.78792	0.5374	1794.4
HVY5	529.4	0.4317378	0.0769132	2188.09	98.44	0.1383	1.78792	0.5374	1794.4

Tableau III-4. Paramètres de l'équation d'état de Peng-Robenson

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

Coefficients de la corrélation Lorentz-Bray-Clark (LBC) :

LBC1	LBC2	LBC3	LBC4	LBC5
0.0982162	0.029341	0.064224	-0.04418	0.009772

Tableau III-5. Coefficients du modèle LBC de viscosité

III.4. Résultats du calage du modèle PVT compositionnel :

La comparaison entre les résultats expérimentaux et les résultats prévus et calculés par l'EOS de Peng-Robenson développée pour le gisement BKNE-B est représentée dans les figures suivantes :

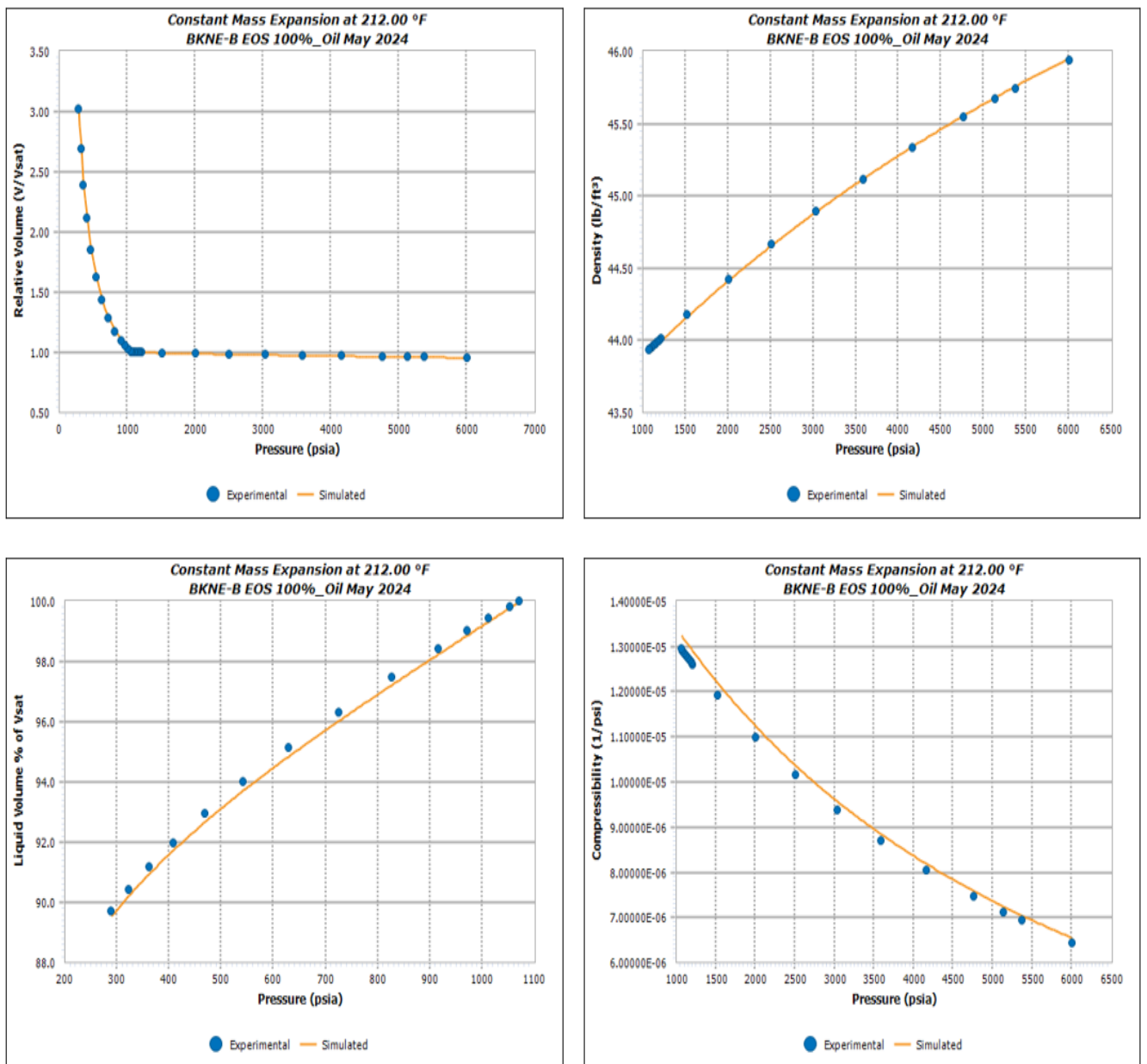


Figure III-4. BKNE-B comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de laboratoire pour test CME

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

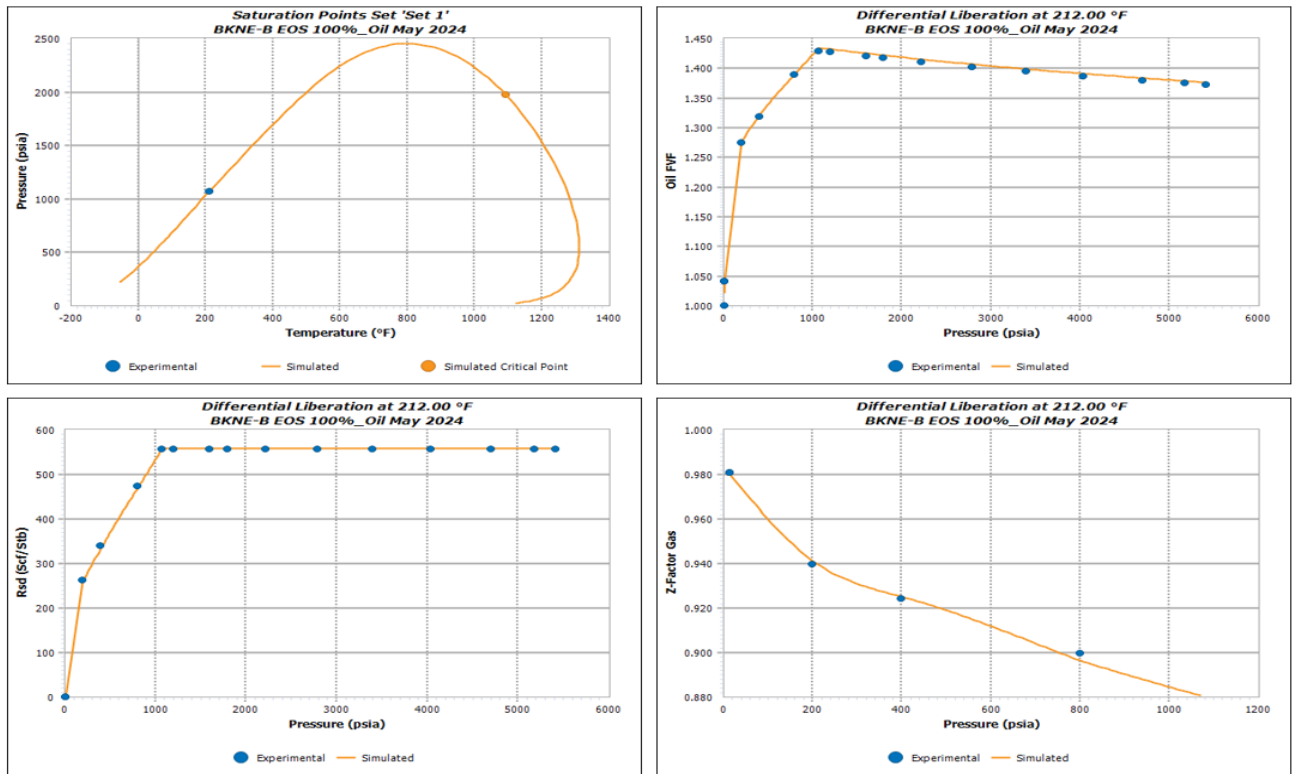


Figure III-5 : BKNE-B Comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de laboratoire DL

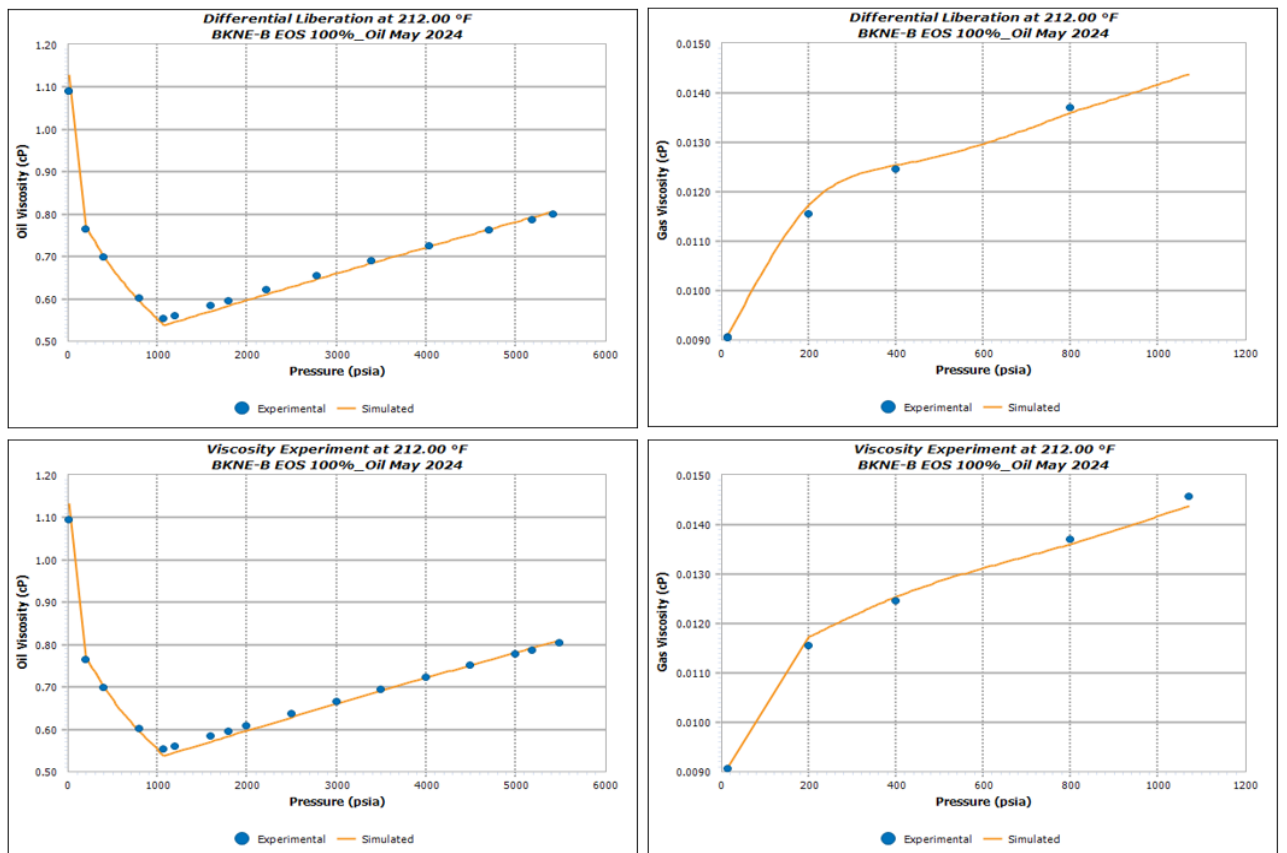


Figure III-6 : BKNE-B Comparaison de calcul de viscosité entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de laboratoire

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

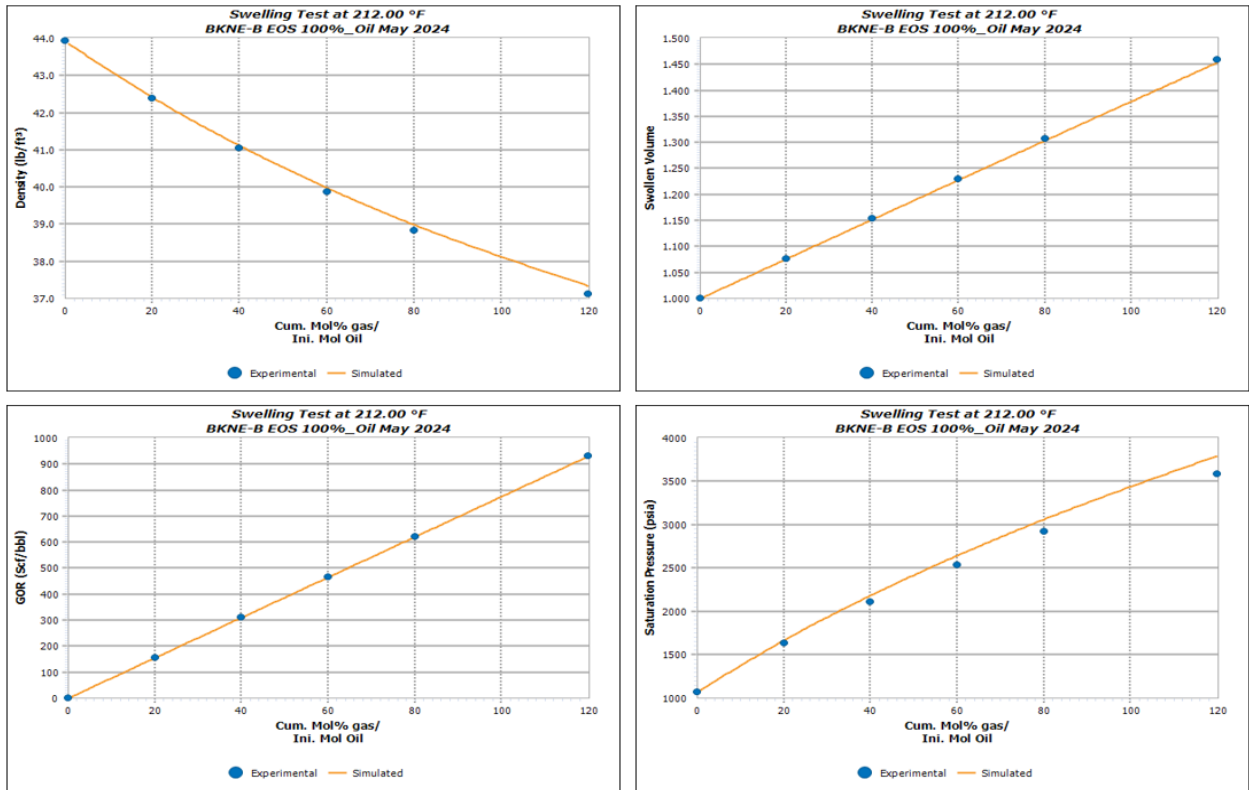


Figure III-7 : BKNE-B Comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de Swelling test

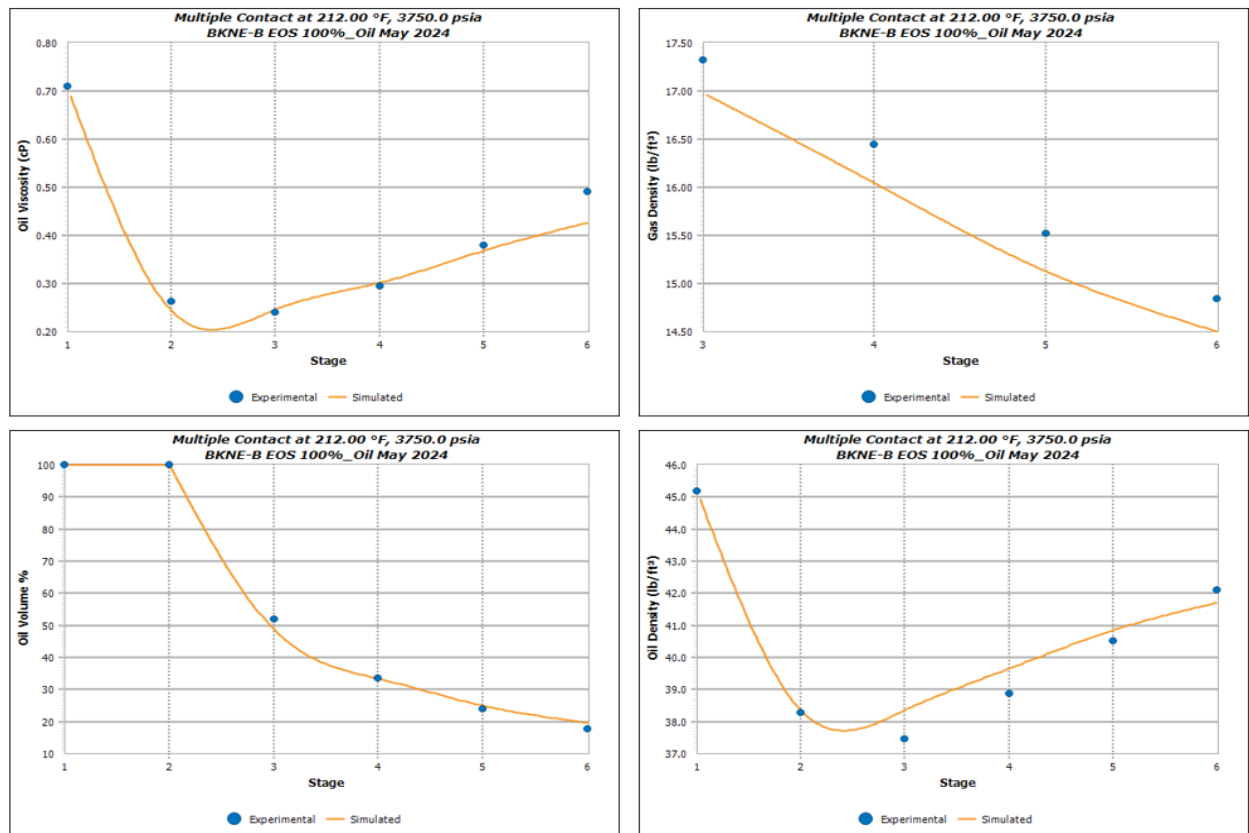


Figure III-8 : BKNE-B Comparaison entre les résultats prédits par L'EOS et les résultats de test Multi contact.

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

III.5.Composition des fluides

Les tableaux ci-dessous indiquent les fractions molaires des fluides (huile et gaz d'injection) utilisées dans le modèle de simulation, qui sont basées sur les 20 composants de l'équation d'état.

Composition d'huile :

COMPOSANT	FRACTION MOLAIRE
N2	0.0066
CO2	0.0042
C1	0.1752
C2	0.0595
C3	0.0732
IC4	0.011
C4	0.0577
IC5	0.0185
C5	0.038
C6	0.0482
C7	0.0745
C8	0.0713
C9	0.0517
C10	0.0439
C11	0.0338
HVY1	0.143
HVY2	0.0439999
HVY3	0.0456999
HVY4	1.00E-07
HVY5	1.00E-07
SOMME	1

Tableau III-6. Composition de l'huile utilisée pour les simulations

Composition de gaz d'injection :

COMPOSANT	FRACTION MOLLAIRE
N2	0.00578
CO2	0.00616
C1	0.64598
C2	0.16939
C3	0.12208
IC4	0.00985
C4	0.02665
IC5	0.00328
C5	0.0051
C6	0.00263
C7	0.00164
C8	0.00099
C9	0.00032
C10	0.00012
C11	3.00E-05
HVY1	0
HVY2	0
HVY3	0
HVY4	0
HVY5	0
SOMME	1

Tableau III-7. Composition de gaz utilisé pour les simulations

III.6.HISTORY MATCHING :

III.6.a. Introduction :

La majorité des données nécessaires à la construction d'un modèle de simulation proviennent des échantillons prélevés dans le puits ou à proximité de celui-ci. Ces données sont obtenues grâce à diverses techniques telles que les essais de puits, les diagraphies, les analyses des carottes, les études en laboratoire sur les fluides de réservoir et les performances des puits. Cependant, ces sources de données ne représentent qu'une fraction minime de la taille réelle du réservoir. Malgré cela, ce sont les seules informations dont dispose le modèle de simulation pour le champ étudié.

Ce qu'il faut retenir, c'est qu'une grande partie du réservoir reste inconnue pour les ingénieurs et géologues chargés de développer le modèle de simulation. Par conséquent, la fiabilité du modèle de simulation initial est limitée en raison des incertitudes associées à ses données d'entrée.

Au cours de la durée de vie d'un réservoir, son modèle de simulation subit des ajustements continus. Ces ajustements sont dictés par de nouvelles données acquises, qui servent à améliorer la précision du modèle. Parmi les types de données les plus couramment utilisés à cette fin figurent les performances du réservoir, qui représentent la sortie du modèle de simulation.

Chapitre III. Modélisation du comportement du système roche-fluide

Lorsque les performances réelles du réservoir sont disponibles, il est fréquent de procéder à un ajustement du modèle afin qu'il reflète fidèlement le comportement observé sur le terrain. Ce processus de calibrage comprend le conditionnement du modèle géologique ou statique, qui couvre les paramètres incertains, à la performance sur le terrain. Ce processus est généralement connu sous le nom de « *History Match* ».

History Match est un problème inverse mal posé. Le problème inverse est le contraire d'un problème direct dans lequel les paramètres du modèle sont utilisés pour prédire les données. Dans un problème inverse, les données observées sont utilisées pour conclure (ajuster) les paramètres du modèle. Par ailleurs, un problème est mal posé lorsqu'il existe plusieurs solutions non uniques pour un certain problème. L'*History Match* est un problème mal posé car de nombreuses combinaisons possibles des paramètres du réservoir peuvent aboutir à un comportement presque identique du réservoir (et correspondre aux données historiques).

III.6.b.Procédure pour un History Matching :

Traditionnellement, History Matching est réalisé par un processus d'essais et d'erreurs. Dans le cadre de ce processus, un ingénieur réservoir tente d'évaluer l'erreur entre les données observées et les données modélisées et d'ajuster manuellement les paramètres du réservoir afin d'obtenir une meilleure correspondance. La qualité de la correspondance est subjective et dépend principalement de l'expérience et des connaissances techniques de l'utilisateur. Il s'agit de la méthode la plus ancienne pour effectuer une mise en correspondance de l'historique. Certains flux de travail similaires ont été développés au fil des ans (Mattax et Dalton 1990, Cosentino 2001, Ertekin, Abou-Kassem et King 2001). Dans une approche largement discutée, les paramètres des réservoirs sont réglés manuellement et en deux étapes :

La première étape, appelée calibrage de pression, tente de faire correspondre le comportement de pression du champ.

À cette étape, l'objectif est d'ajuster l'équilibre d'énergie global du réservoir. La figure III-9 [20] décrit la procédure à ce niveau.

La perméabilité est un paramètre essentiel qui influe sur l'écoulement dans le réservoir. Par conséquent, la perméabilité pourrait être modifiée globalement et localement pour atteindre la correspondance de pression.

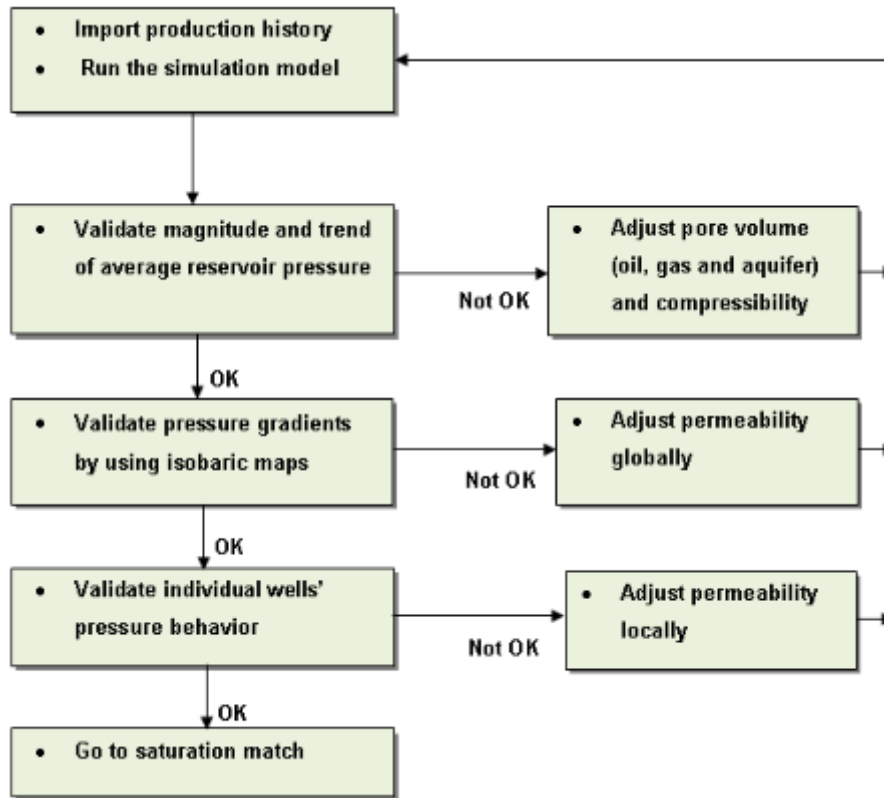


Figure III-9 Matching pressure behavior (Toronyi and Saleri 1988, Cosentino 2001).

La deuxième phase, appelée correspondance de saturation, tente de faire correspondre la saturation du fluide dans le réservoir. Dans la réalité, il n'y a pas de distribution de la saturation qui puisse être considérée comme une performance du réservoir, mais la percée des fluides (eau et gaz) et l'évolution des profils de production correspondants (GOR, WC) peuvent être considérées comme l'historique de la saturation. De la même manière, la perméabilité ainsi que les courbes et fonctions de perméabilité relative sont les paramètres critiques pour obtenir une correspondance. La figure III-11 illustre les étapes à suivre pour obtenir une correspondance de saturation. [20]

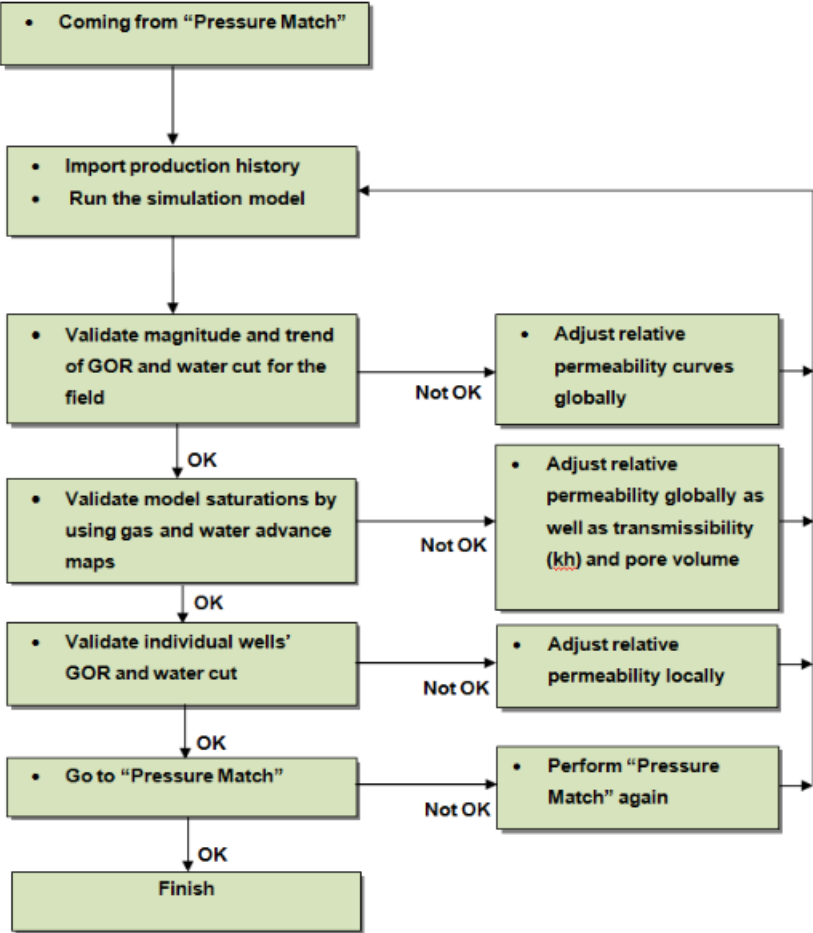


Figure III-10. Matching saturation performance of reservoir (Toronyi and Saleri 1988, Cosentino 2001).

III.6.c. History match quality of BKNE-B model:
Production Field History Match Quality

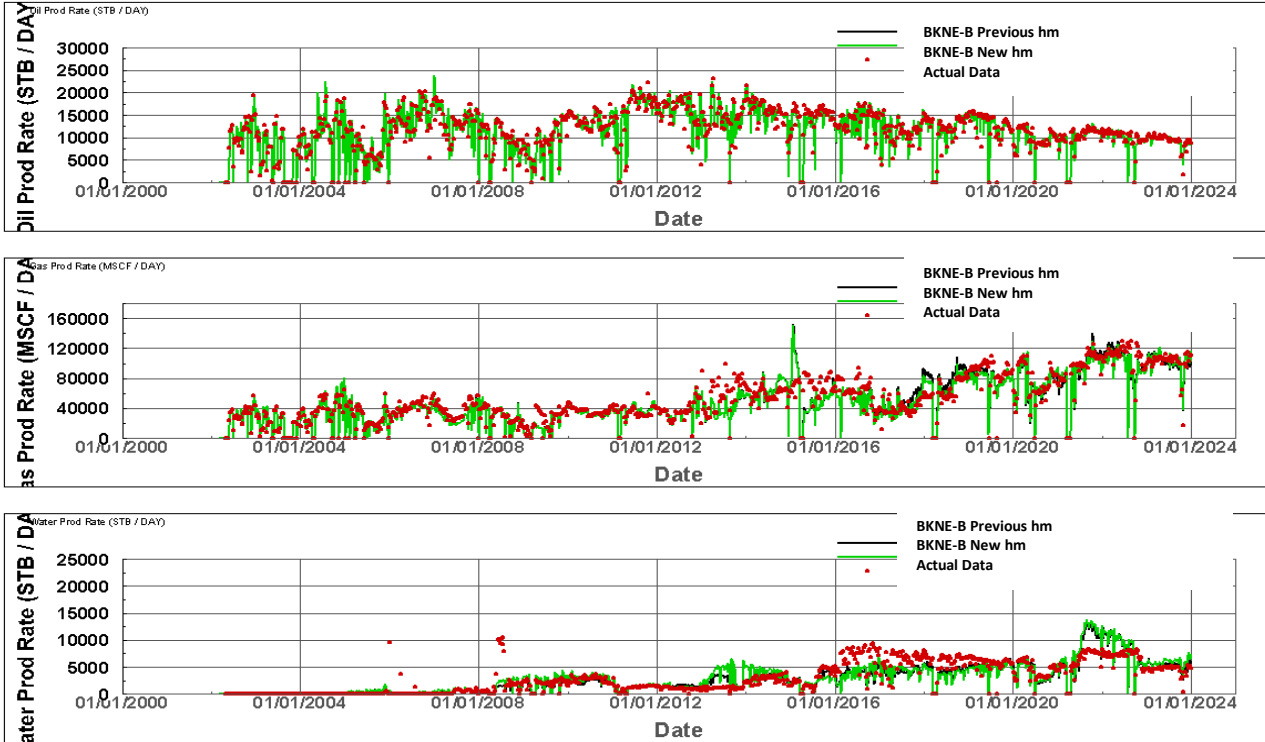


Figure III-11. Calage des résultats de production du modèle avec les données réelles.

GOR & WCUT Field History Match Quality

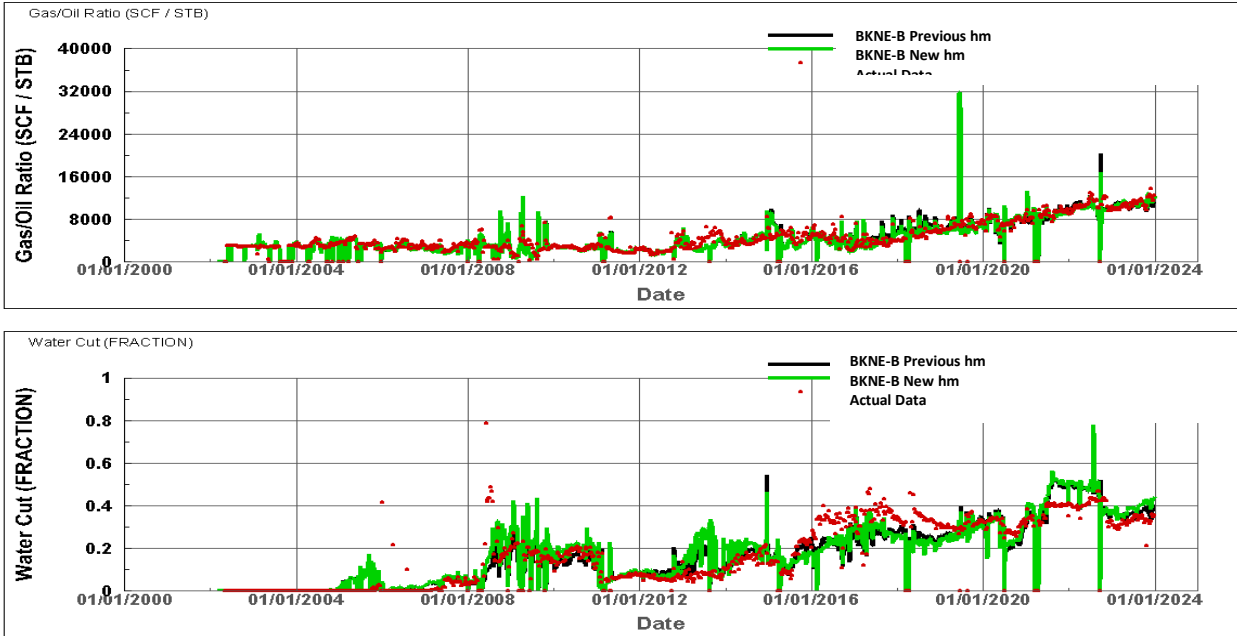


Figure III-12. Calage des résultats de GOR & WCUT du modèle avec les données réelles.

BKNE-B (OP + INJ) WPAV

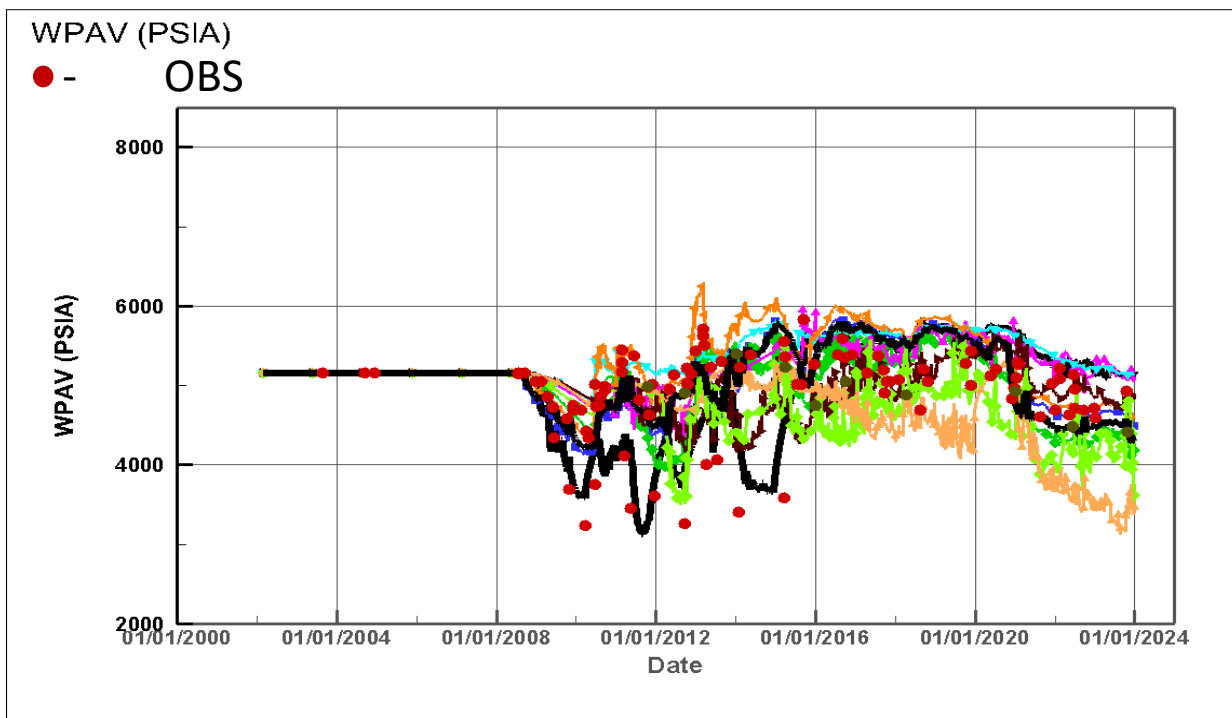


Figure III-13. Calage des résultats du modèle de la pression moyenne avec les données réelles.

III.7. Conclusion :

Ce chapitre comporte :

- Les résultats des études SCAL concernant les relations de perméabilités relatives des systèmes huile-eau et huile-gaz ainsi la J-Function en fonction de la saturation d'eau de notre réservoir.
- Les tests de laboratoires sur les échantillons prélevés du champ ainsi la création du modèle compositionnel qui représente le comportement du fluide du BKNE-B.
- Les résultats qui montrent la fiabilité de l'équation d'état construit pour représenter les résultats des tests effectués.
- Les résultats qui montrent la fiabilité de notre modèle dynamique construit pour le réservoir de BKNE-B après avoir entré les paramètres et données disponibles.

Chapitre IV.Scenarios et discussion :

IV.1.Historique et Problématique du champ :

L'exploitation du champ de BKNE-B en mode déplétion naturelle a débuté le 15 septembre 2008 et a pris fin le 16 juin 2010 ; après cette période, l'injection d'eau a été mise en place pendant cinq années dont le but d'augmenter la pression au niveau du réservoir pour prolonger la durée de vie du gisement. A partir du 22 mars 2015 jusqu'à aujourd'hui, un procédé d'injection de gaz miscible a été mis en œuvre.

Le recours à cette phase intermédiaire d'injection d'eau a notamment permis de stabiliser la pression du réservoir et de créer les conditions favorables à l'implémentation ultérieure du procédé d'injection de gaz miscible, considéré comme plus efficace pour maximiser le taux de récupération final du champ de BKNE-B.

Dans le but d'assurer une gestion optimale du gaz injecté, le nouveau plan de développement de BKNE-B vise une implantation progressive mais totale du procédé WAG. Cela permettra d'augmenter le taux de récupération tout en réduisant la quantité de gaz nécessaire à l'injection, et assurera une disponibilité supplémentaire de gaz que pourra bénéficier les champs avoisinants.

En effet, la gestion de la disponibilité et de l'allocation du gaz destiné à la réinjection représente un défi majeur au niveau du bloc 404, où la plupart des champs voisins sont exploités en utilisant le procédé WAG (injection alternée d'eau et de gaz) et l'injection de gaz miscible.

En conclusion, le plan de développement global du bloc 404 s'oriente vers une transition complète vers le procédé WAG. Cette évolution aura deux contraintes majeures :

Elle affectera en premier lieu la production de gaz associé, actuellement utilisée pour la réinjection.

Elle entraînera une demande accrue de gaz à réinjecter pour les champs précédemment exploités sous déplétion naturelle ou par water-flooding.

Cette double contrainte, à la fois sur la production et la demande de gaz, nécessite une optimisation dans la gestion des ressources gazières pour optimiser le développement du bloc 404. Le succès de cette transition d'exploitation vers le procédé WAG sur l'ensemble du bloc dépendra essentiellement de la planification de l'allocation optimisées du gaz.

IV.2.Injection CO2 :

Afin de répondre à la problématique du champ BKNE-B, nous avons étudié l'impact de l'injection du CO2 sur la récupération d'huile, et comparé ces résultats avec ceux du procédé utilisé actuellement pour la réinjection correspondant au gaz associé.

L'objectif de cette étude n'est pas de remplacer complètement le gaz associé utilisé dans la réinjection, mais plutôt de l'assister avec une source supplémentaire qui assurera la même efficacité en termes de miscibilité et de taux de récupération à long terme.

Chapitre IV. Scénarios et discussion

En se basant sur l'historique des champs du bloc 404, le choix a été porté sur BKNE-B. ce dernier champ présente des caractéristiques qui en font un candidat potentiellement le plus favorable pour le succès de l'injection de CO₂.

Comme point de départ pour cette étude, BKNE-B présente les particularités suivantes :

Caractéristiques du réservoir : Les propriétés du réservoir de BKNE-B, telles que la porosité, la perméabilité et la pression, le rendent propice à l'injection de CO₂ et à une récupération améliorée.

Expérience antérieure : Des études précédentes menées sur des champs similaires ont démontré le potentiel de l'injection de CO₂ pour augmenter les taux de récupération.

Optimisation de la production : L'injection de CO₂ pourrait permettre d'optimiser la production du champ BKNE-B et d'en améliorer les performances à long terme.

En choisissant BKNE-B comme point de départ, l'étude vise à évaluer en détail la valeur ajoutée en termes de potentiels suite à l'injection de CO₂ pour ce champ spécifique, pour qu'ensuite étendre cette approche à d'autres champs du bloc 404 présentant des caractéristiques similaires.

IV.3.Construction du modèle mécanistique '2D kite model' :

IV.3.a. Définition :

Dans le cadre de l'évaluation du comportement et de l'efficacité de la méthode EOR choisie pour un champ donné, une première évaluation a été réalisée sur un modèle sectoriel 2D simple reproduisant fidèlement les caractéristiques du réservoir concerné avant de passer à un modèle numérique 3D.

L'objectif de cette approche est d'explorer efficacement divers scénarios à l'aide d'un modèle 2D simplifié, fournissant ainsi des orientations claires pour des analyses plus détaillées à appliquer sur le modèle 3D. Cette démarche vise à optimiser le temps et les ressources en se concentrant sur les aspects clés du comportement du réservoir et en identifiant les paramètres essentiels pour le modèle numérique. De plus, les scénarios les plus prometteurs identifiés dans le modèle 2D peuvent être étudiés et affinés dans le modèle numérique 3D, prenant en compte des complexités et des interactions supplémentaires.

Le modèle sectoriel utilisé dans notre étude est un '*Modèle kite 2D*', comprenant deux puits, un injecteur et un producteur. La largeur des cellules varie de très étroite près des puits à environ 50 % de la distance entre les puits, donnant ainsi au modèle une forme de kite.

Dans les simulations dynamiques des fluides, ce modèle est essentiel pour comprendre les interactions complexes et les écoulements de fluides, permettant ainsi une meilleure compréhension des performances, de la stabilité et des mécanismes de contrôle. Ce modèle sectoriel facilite principalement l'étude de l'efficacité de la récupération sans avoir à prendre en considération les effets du doigté visqueux et les problèmes liés à la configuration et aux modèles des puits.

Quant à la création du modèle, les étapes majeurs ci-dessous ont été suivies :

Chapitre IV. Scénarios et discussion

Configuration du modèle :

1. **Équivalence des couches** : Le nombre de couches dans le modèle sectoriel correspond à celui du modèle autonome pour assurer la cohérence de l'analyse. La perméabilité, le NTG (Net to Gross) et la porosité sont prises comme la moyenne pour chaque couche dans le modèle autonome.
2. **Variation de la largeur des cellules** : Le modèle est conçu avec des cellules de largeur variable, étroites près des puits et s'élargissant à 50 % de l'espacement entre les puits, créant ainsi une forme de diamant ou de kite.

Considérations relatives à la dynamique des fluides :

1. **Vitesse des fluides** : À proximité des puits d'injection ou de production, une vitesse élevée des fluides minimise les effets d'écrasement des gaz ou d'affaissement de l'eau.
2. **Ségrégation des fluides** : Lorsque le fluide se déplace vers le centre du modèle où la largeur des cellules augmente, la vitesse du fluide diminue, permettant ainsi à la ségrégation verticale due à la densité d'influencer le mouvement du fluide.

IV.3.b. Etapes de construction :

Un modèle *kite* représentatif du champ d'étude BKNE-B a été construit en utilisant le simulateur Nexus.

Nexus, le logiciel de simulation de réservoir de Landmark, est un progiciel de pointe conçu pour la modélisation intégrée des réservoirs dans l'industrie pétrolière et gazière. Ce logiciel, qui fait partie de l'environnement Decision-Space, offre des améliorations significatives en termes de vitesse par rapport aux simulateurs traditionnels, permettant une véritable gestion intégrée des actifs en autorisant la modélisation simultanée des systèmes de réservoirs souterrains et des installations de surface.

Nexus dote les ingénieurs de réservoirs de capacités avancées pour évaluer, valider, planifier et exécuter l'optimisation du développement des actifs tout au long du cycle de vie. Parmi les fonctionnalités notables, citons la modélisation de la double porosité pour les réservoirs naturellement fracturés, la géo-mécanique pour la modélisation de l'affaissement, et un module de visualisation pour l'analyse des résultats des puits et des installations de surface.

Les temps d'exécution plus rapides du logiciel et les capacités de modélisation multi-réservoirs améliorent la précision du modèle et la productivité de l'équipe, ce qui permet de prendre des décisions plus éclairées et d'optimiser les stratégies de développement des ressources. Nexus se distingue par sa capacité à coupler plusieurs modèles de réservoirs à travers un réseau de surface commun et à effectuer des simulations simultanées de la dynamique de la surface et de la subsurface pour améliorer la prise de décision.

Le modèle Nexus® single réservoir contient plusieurs types de données en entrée, notamment :

- Les données de grille (structurée ou non structurée),
- Les données de tableau (multiplicateurs de propriétés de réservoir, etc.),

Chapitre IV. Scénarios et discussion

- Les données PVT et les tables de propriétés pétrophysiques,
- Les données de puits et de perforation,
- Les données de réseau de surface,
- Les tables hydrauliques (VLPs),
- Les données de gestion de puits (contraintes de production pour atteindre les objectifs)
- Les données Schedule (date de début, date de fin, types de sortie, etc.).

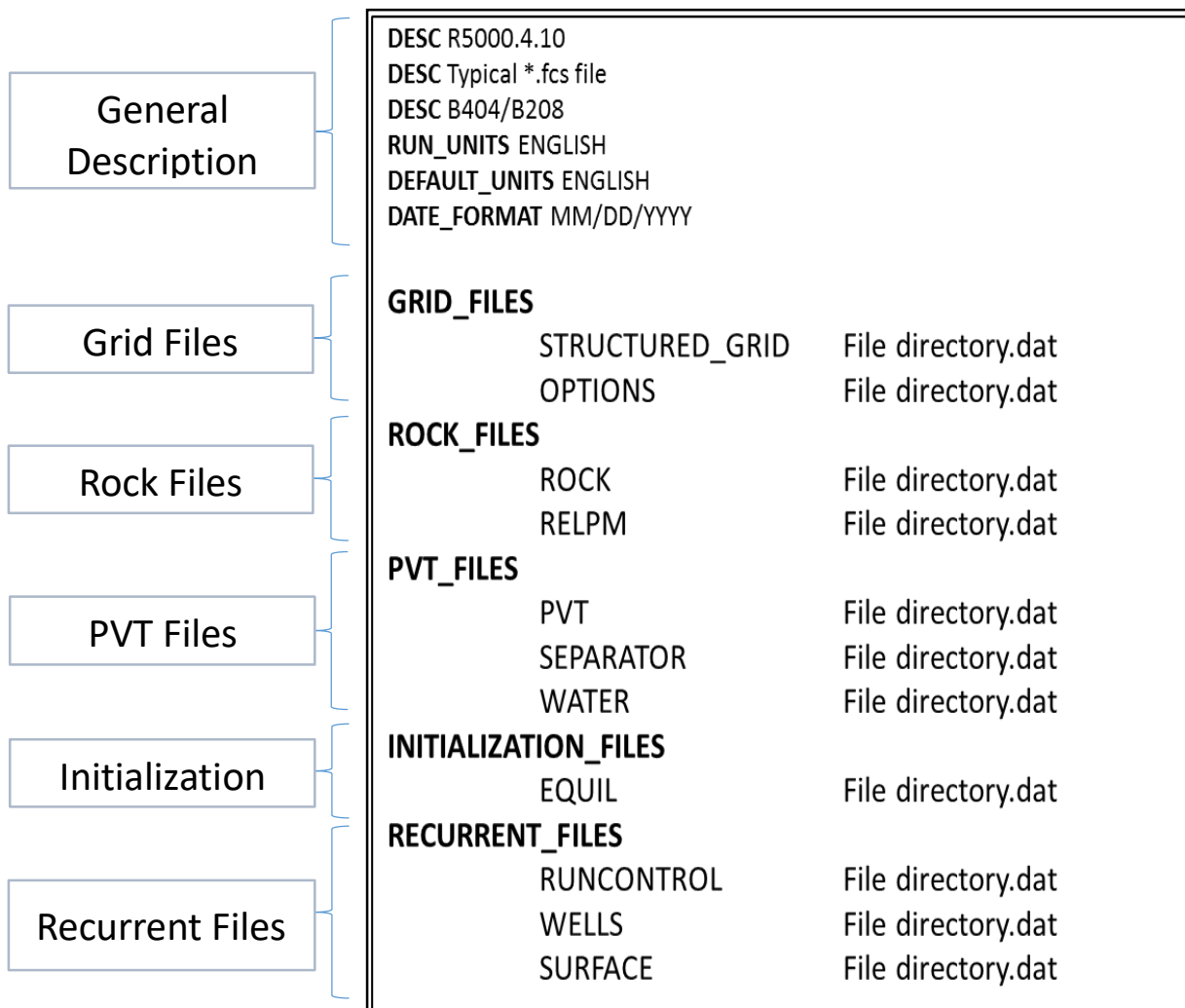


Figure IV-1. Organigramme sur le fichier de données FCS sur NEXUS

On peut entamer la construction d'un tout nouveau modèle, à l'aide du **SDS Software (SimDataStudio)**.

SimDataStudio est un composant de la suite logicielle de simulation Nexus Landmark. C'est un outil puissant conçu pour la gestion, la visualisation et l'analyse des données dans les flux de travail de simulation de réservoir. SimDataStudio offre diverses fonctionnalités pour simplifier la gestion des données de simulation et faciliter les tâches d'ingénierie de réservoir.

Chapitre IV. Scénarios et discussion

La figure suivante montre un aperçu sur SDS.

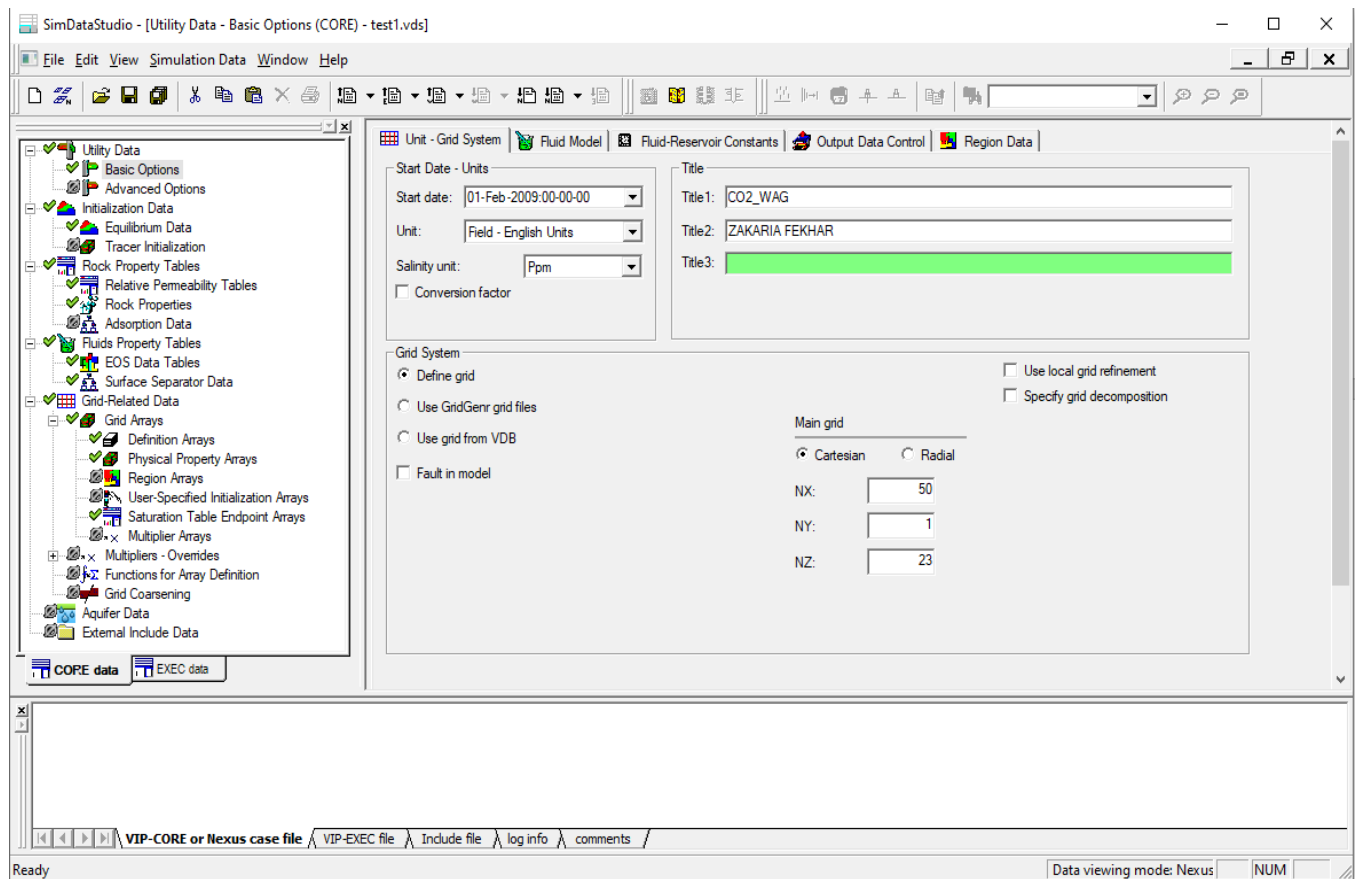


Figure IV-2 : Aperçu sur l’outil de gestion des données SDS

Le nombre de couches contenues dans le modèle sectoriel est équivalent à celui du modèle réel ; $N_z = 23$.

Le maillage réalisé dans le modèle est $50 \times 1 \times 23$, puis procéder à varier les valeurs de D_y suivant X , de 50 à 2450 en incrémentant 100 avec chaque maille, puis décrémentant de même manière de 2450 jusqu’à 50, pour avoir la forme triangulaire

K_x , NTG & Φ : moyenne pour chaque couche dans le modèle 3D dynamique comme suit :

Phi	NTG	K_x
0.109	0.528	74.46
0.098	0.548	52.84
0.131	0.777	174.6
0.141	0.829	208.7
0.141	0.853	246.7
0.145	0.887	288.3
0.147	0.803	314.2
0.147	0.803	291.1
0.149	0.837	273.3
0.143	0.719	270.2

Chapitre IV. Scénarios et discussion

0.143	0.623	302.9
0.132	0.494	273.8
0.118	0.786	43.65
0.132	0.909	60.04
0.135	0.907	76.91
0.139	0.904	98.17
0.153	0.960	206.3
0.155	0.953	261.1
0.153	0.935	245.6
0.145	0.879	185.0
0.144	0.931	155.1
0.135	0.890	107.3531
0.116	0.557	196.971

Tableau IV-1. La distribution de la porosité, perméabilité et hauteur utile dans le modèle sectoriel

On injecte ensuite les propriétés pétrophysique, PVT (et équation d'état « *EOS* »), et les tables de perméabilité relative du modèle réel dans notre modèle sectoriel.

De même pour la section d'initialisation, on définit la même pression initiale, température initiale, pression de saturation, et la composition du fluide produit, comme suit ;

Pression du réservoir initiale @ profondeur de référence (PSIA)	5157.7
Profondeur de référence (feet)	10096.5
WOC	10096.5
Pression capillaire @ WOC	0.
GOC	0.
Pression capillaire @ GOC	0.
Pression du saturation initiale @ profondeur de référence (PSIA)	1150
Température initiale du réservoir dans la région d'équilibre (°F)	212
Salinité de l'eau (ppm)	250000

Tableau IV-2. Données nécessaires pour l'initialisation du modèle sectoriel

Après la préparation des données nécessaires, le simulateur nous calcule la valeur de OOIP dans le modèle sectoriel, prenant en considération le volume du tank 2D qui soit largement plus petit que celui du modèle dynamique construit pour le champ du BKNE-B, la valeur du volume d'huile en place est de 304.97 MSTB, soit 26% du OOIP de notre réservoir estimé à 117327.49 MSTB.

Basant sur ce résultat les quantités d'eau et du gaz injecte sont modifiés pour que l'historique et les études et faites sur le modèle 2D sont analogique aux celle du réservoir.

Le tableau suivant montre les données utilisées :

Chapitre IV. Scénarios et discussion

	2D	Numerical	
OIP (MSTB)	304.99	117327.49	0.26%
CWI (MSTB)	62.39	24000.68	0.26%
CGI (MMSCF)	217.84	83800.12	0.26%
HCPV	353.31	135912.4	

Tableau IV-3. Comparaison des volumes initiales entre le modèle sectoriel et le modèle numérique

Avec : $OOIP/HCPV = 117327.49/135912.4 = 1.16$



$$HCPV = OOIP \times 1.16 = 304.99 \times 1.16 = 353.31$$

Comme mentionné précédemment, Kite model comporte deux puits, un puits producteur et un puits injecteur. Ils sont positionnés dans les deux extrémités comme suit :

1. INJ (1,1)
2. OP (50,1)

Avec les perforations dans les couches ciblées.

Les courbes VLP sont ignorées et ne sont pas prises en considération pour que les résultats soient concentrés sur les interactions au sein du réservoir.

La figure suivante montre le model 2D kite qu'on a construit :

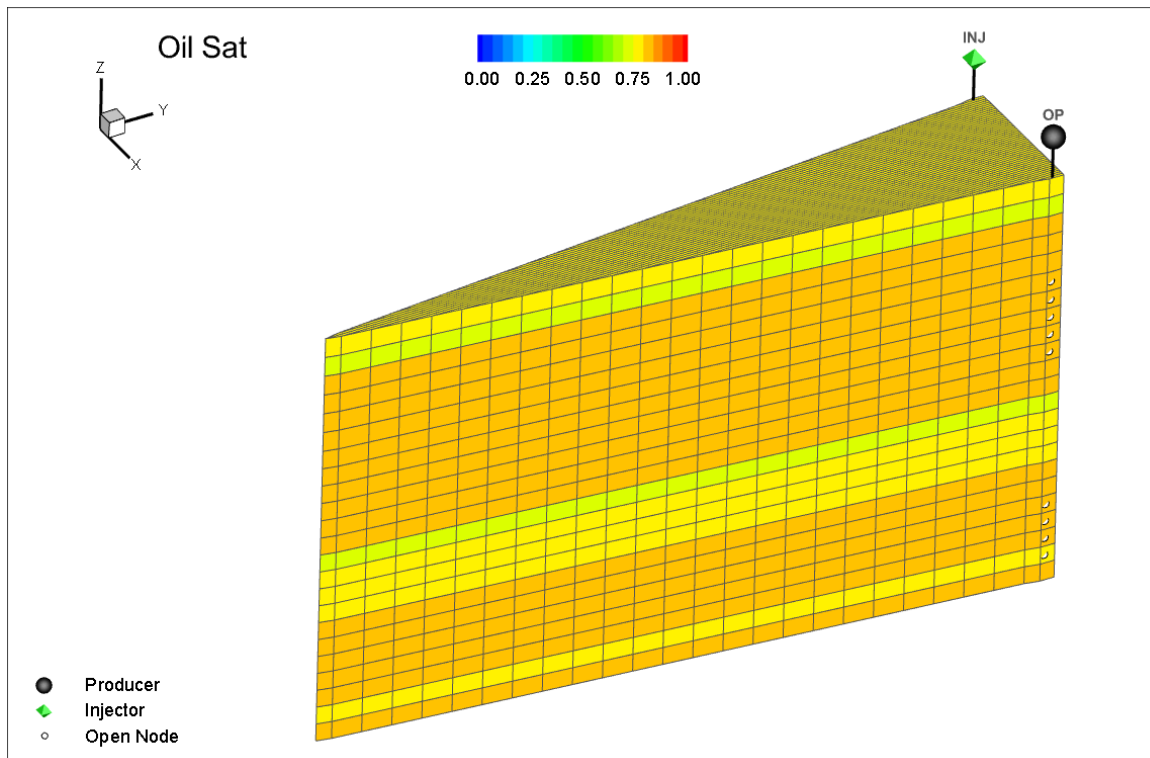


Figure IV-3. La distribution de la saturation d'huile dans le modèle sectoriel 2D kite

IV.4.Estimation de la MMP :

IV.4.a.Caractéristique du modèle Slim tube numérique :

En premier lieu, un modèle numérique de slim tube a été construit pour obtenir la pression de miscibilité minimale.

Le modèle 1-d Slim-tube est un modèle unidimensionnel horizontal. Les dimensions réelles du modèle sont relativement peu importantes puisque la distance et le temps seront finalement rendus sans dimension. L'objectif principal est de construire un modèle qui fonctionnera de manière stable avec une perte de charge aussi faible que possible entre l'injecteur et le producteur ($\Delta P = 5$ psia dans notre modèle).

Plusieurs simulations de tubes minces ont été effectuées à différentes pressions d'injection pour trouver la MMP, et les récupérations respectives à 1,2 PV ont été tracées en fonction des pressions.

Ce modèle est un essai en éprouvette de 10 m utilisant des unités de laboratoire. D'une dimension de $500 \times 1 \times 1$ m, ce modèle est constitué de 500 mailles. La porosité est fixée à 0,1 et la perméabilité à 5000 mD. Une longueur de 15 m a été choisie pour assurer le développement de la miscibilité et une section de 1 cm^2 pour réduire l'effet de la région de transition.[19]

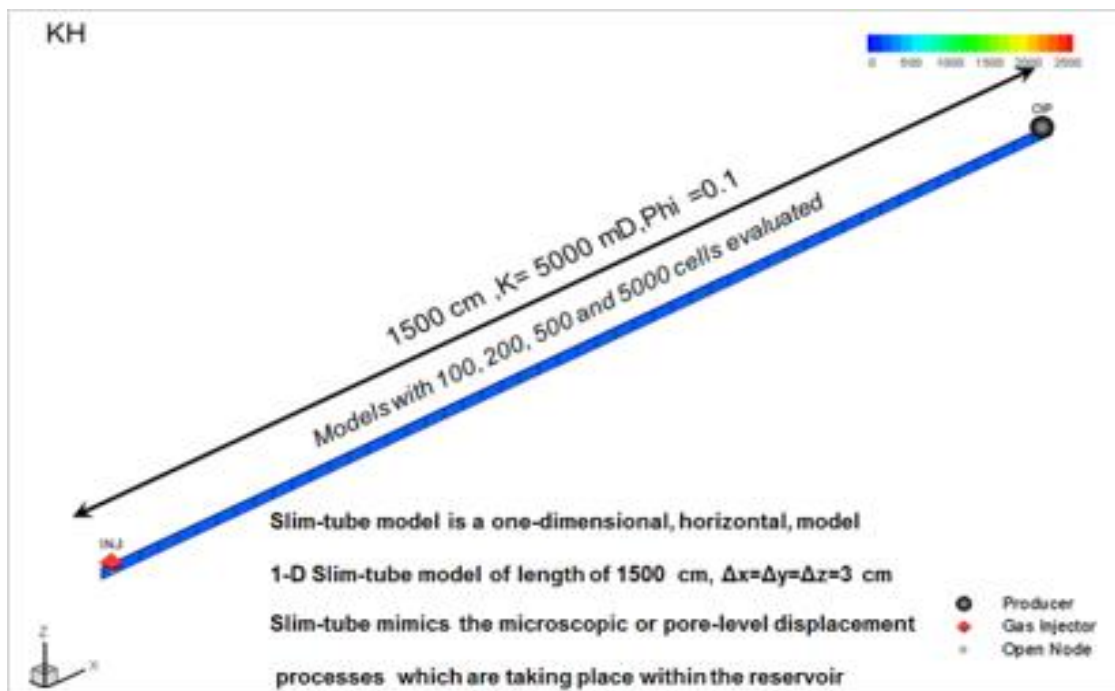


Figure IV-4 : Caractéristiques du modèle numérique d'un Slim tube

IV.4.b.Résultat de simulation de slim tube numérique :

Le graphique ci-dessous illustre la récupération maximale d'huile en fonction de la pression du réservoir, cette dernière correspondant à l'état de miscibilité du gaz injecté.

Le résultat révèle une pression de miscibilité minimale (MMP) de 3575 psia pour le CO_2 , inférieure à celle de 4250 psia, qui correspond à la MMP du gaz associé selon les données issues des tests de laboratoire

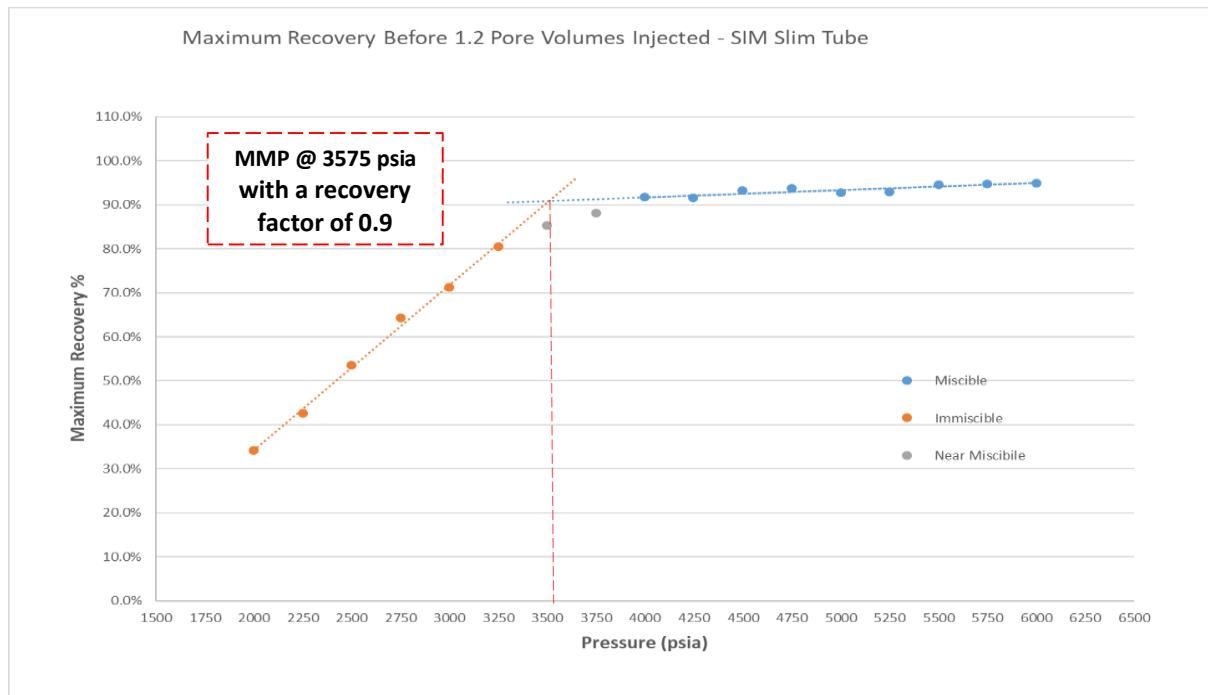


Figure IV-5. Résultat de notre simulation du teste Slim-tube

IV.5. Comparaison de l'efficacité de récupération assistée avec différents gaz d'injection :

Nous avons réalisé une étude comparative des différents gaz couramment utilisés dans les processus de récupération assistée des hydrocarbures (EOR) afin d'évaluer leur effet sur le taux de récupération final. Les gaz étudiés incluent le dioxyde de carbone (CO₂), l'azote (N₂) et le méthane (C₁), comparés aux performances du gaz associé au gisement.

Les résultats ont révélé des différences significatives dans l'efficacité de ces gaz pour améliorer le facteur de récupération.

Comme le montre le graphe dans la figure IV-6, ci-dessous obtenu par le modèle sectoriel 2D en kite, l'azote a donné les résultats les plus faibles, suivie de performances similaires entre le méthane et notre gaz associé actuellement utilisé pour la réinjection. Enfin, le CO₂ a montré le meilleur pourcentage de récupération d'huile.

Pour un débit cumulé de 2,5 HCPVI, les pourcentages de récupération étaient les suivants :

- OREC pour l'azote : 62.92%
- OREC pour le méthane : 64.16%
- OREC pour le gaz associé : 64.47%
- OREC pour le dioxyde de carbone : 68.34%

Le CO₂ a démontré une efficacité supérieure avec l'huile en place, permettant d'atteindre des taux de récupération plus élevés. En revanche, l'azote et le méthane ont montré des performances moindres à cet égard. Cette analyse comparative nous a permis de mieux

Chapitre IV. Scénarios et discussion

comprendre l'impact du choix du gaz injecté sur l'optimisation du processus EOR pour le champ BKNE-B.

Les résultats positifs obtenus avec le CO₂ peuvent s'expliquer par sa très bonne miscibilité avec l'huile du gisement BKNE-B. Cette propriété encourageante du CO₂ nous incite à approfondir notre étude dans le cadre de nos travaux de recherche. En effet, la forte miscibilité du CO₂ avec l'huile en place constitue un atout majeur pour envisager son utilisation dans un procédé d'injection alternée gaz-eau (WAG) sur ce champ pétrolier. Cette caractéristique mérite donc une analyse plus approfondie pour évaluer son potentiel d'amélioration du taux de récupération final dans le gisement BKNE-B.

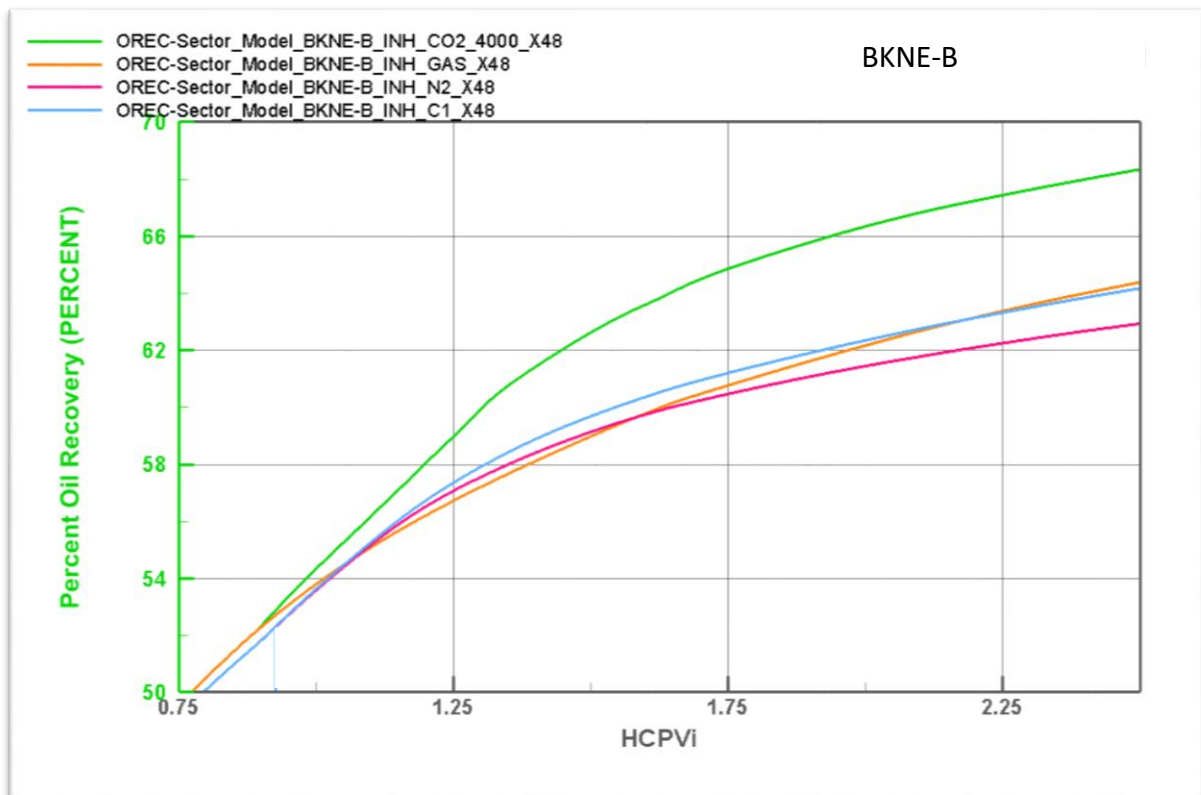


Figure IV-6. Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVI avec différents gaz d'injection

IV.6. Comparaison entre le WAG et CO₂-WAG :

Dans le cadre des recherches antérieures menées au sein de GB, l'idée de convertir le champ BKNE-B en WAGi a été avancée pour une gestion plus efficace du réservoir et une amélioration de la récupération ultime. Cette proposition nous a conduit à comparer le comportement du réservoir sous WAG avec celui du CO₂-WAG.

Les résultats de notre simulation ont révélé des similitudes marquantes, avec un avantage d'environ 2% en faveur du CO₂-WAG en termes de performance et d'efficacité, avec :

- OREC de WAG pour 2.5 HCPVi : 64%
- OREC de CO₂-WAG pour 2.5 HCPVi : 66%

La figure IV-7 suivante montre l'évolution du pourcentage de récupération de WAG et CO₂-WAG :

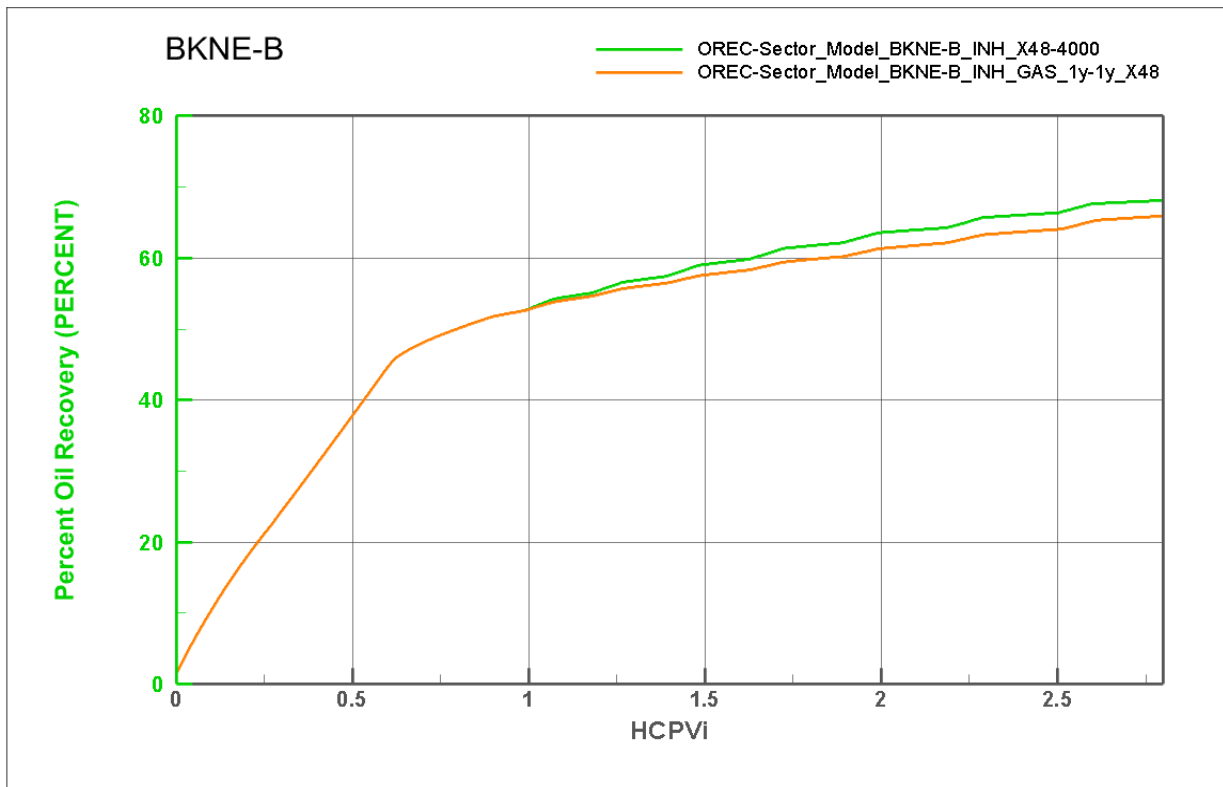


Figure IV-7 : Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVi entre le WAG et CO₂-WAG.

IV.7. Etudes de sensibilité des cycles de CO₂-WAG sur le pourcentage de récupération :

Dans le but d'évaluer l'impact des différents cycles d'injection d'eau et de gaz sur la progression de la récupération d'huile, nous avons simulé plusieurs ratios de CO₂-WAG, dont les résultats sont présentés dans les figures IV-8 et IV-9.

Il est remarquable que le cycle CO₂-WAG commence à partir de 0,9 HCPVi, marquant le début d'une évolution dans la récupération jusqu'à environ 2,2 HCPVi. Au-delà de ce seuil, une

Chapitre IV. Scénarios et discussion

augmentation significative de la récupération devient plus perceptible entre ces différents scénarios. La figure IV-8 illustre de manière évidente l'impact varié de ces cycles. Les ratios CO₂-WAG avec une période de gaz plus importante que celle de l'eau montrent un impact plus significatif, mettant en évidence l'efficacité de la miscibilité du CO₂.

Comme illustré par la figure IV-9, le cycle WAG de 6M : 2Y (6 mois d'eau suivi de 2 ans de gaz) affiche le meilleur taux de récupération à 64,03% à 2 HCPVi, représentant un gain de +1% par rapport au WAG classique d'un an pour les deux cycles, qui atteint 62,99% à 2 HCPVi.

Par ailleurs, un autre aspect significatif révélé par les résultats de l'étude est que l'optimisation des cycles d'injection cesse d'être économiquement avantageuse au-delà de 2,2 HCPVi. À ce stade, les données montrent une convergence des performances pour tous les différents ratios de CO₂-WAG testés. Ainsi, au-delà de ce seuil critique, l'efficacité de la récupération d'huile ne bénéficie plus de manière significative par les variations supplémentaires dans les cycles d'injection d'eau et de gaz. Cette constatation met en évidence l'importance de déterminer le point optimal où les coûts supplémentaires associés à une optimisation plus poussée des cycles n'apportent plus de gains significatifs en termes de récupération.

Ces conclusions fournissent des indications précieuses pour orienter les décisions stratégiques dans la gestion prochaine des opérations de récupération assistée des hydrocarbures du BKNE-B.

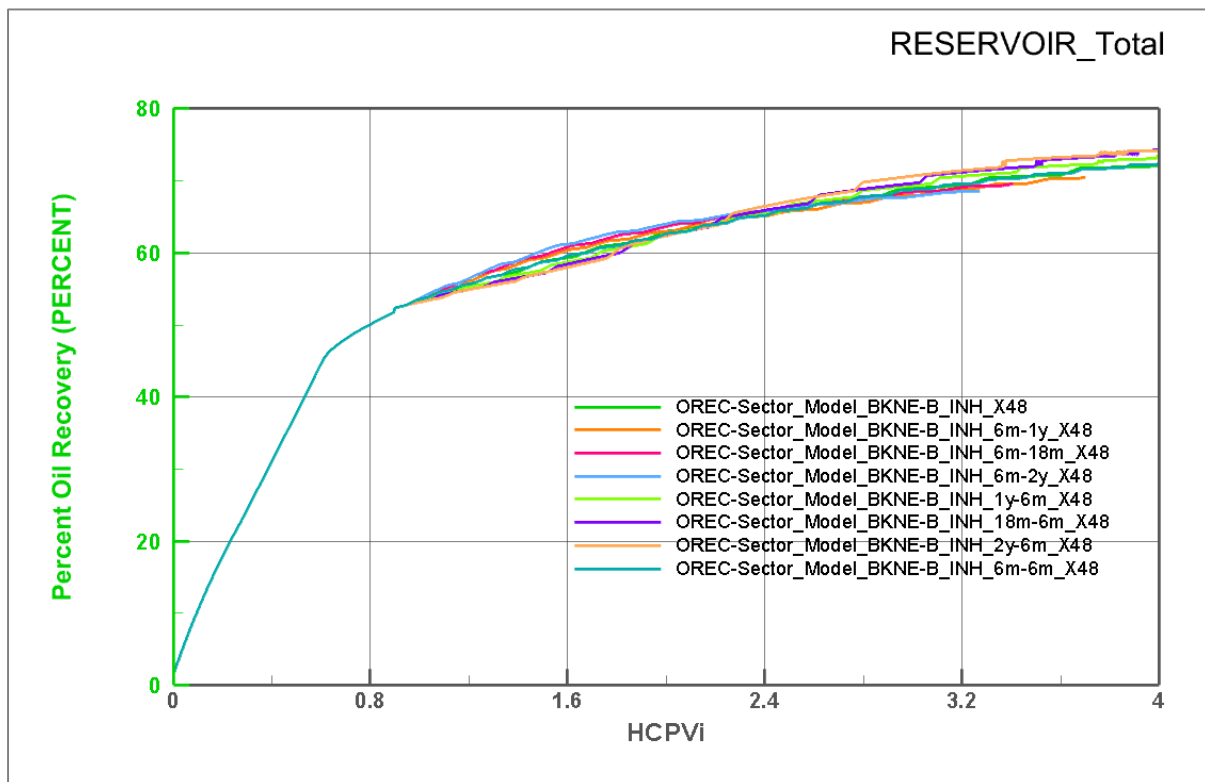


Figure IV-8. Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVi entre les différents cycles du CO₂-WAG.

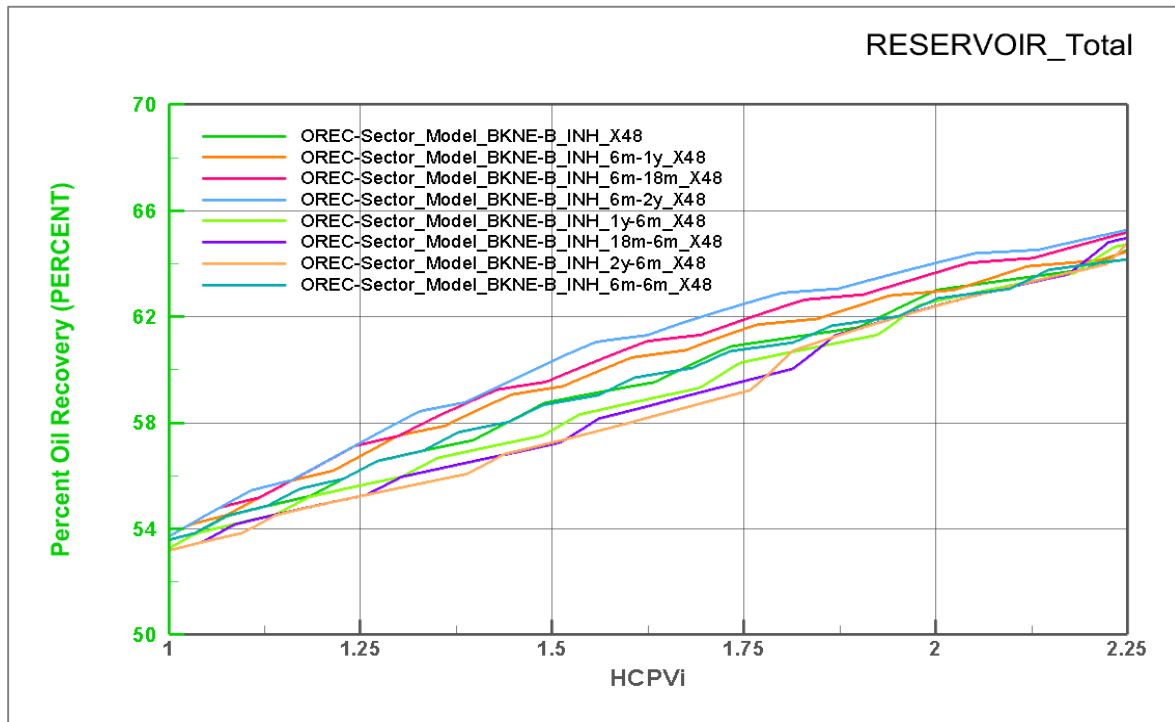


Figure IV-9. L'intervalle de l'efficacité d'optimisation des cycles de CO₂-WAG.

IV.8. Etude de CO₂-WAG hybride :

Les résultats précédents ont souligné l'importance du cycle d'injection de gaz sur le pourcentage de récupération d'huile. Cette observation nous a conduits à examiner de plus près un procédé CO₂-WAG hybride, dans lequel nous avons prolongé la durée d'injection de gaz pendant les deux premiers cycles, avant de stabiliser sur un rythme annuel équivalent entre l'eau et le gaz.

Trois scénarios ont ainsi été établis :

- SEN-1 : Début avec une année d'injection d'eau, suivie de deux années d'injection de gaz sur deux cycles, puis stabilisation sur un rythme annuel équivalent.
- SEN-2 : Début avec une année d'injection d'eau, suivie de trois années d'injection de gaz sur deux cycles, puis stabilisation sur un rythme annuel équivalent.
- SEN-3 : Début avec une année d'injection d'eau, suivie de quatre années d'injection de gaz sur deux cycles, puis stabilisation sur un rythme annuel équivalent.

Cette approche hybride nous a permis d'évaluer l'impact d'une phase initiale prolongée d'injection de gaz sur l'efficacité globale du procédé CO₂-WAG pour ce champ pétrolier.

Dans la figure IV-10 ci-dessous, les résultats de la simulation sont présentés avec les valeurs suivantes pour le taux de récupération d'huile (OREC) des scénarios hybrides de l'injection de CO₂-WAG à 2.2 :

- OREC du scénario hybride 1 : 64.1 %
- OREC du scénario hybride 2 : 64.4 %

Chapitre IV. Scénarios et discussion

- OREC du scénario hybride 3 : 64.7 %

Il est à noter que le troisième scénario affiche les meilleures performances.

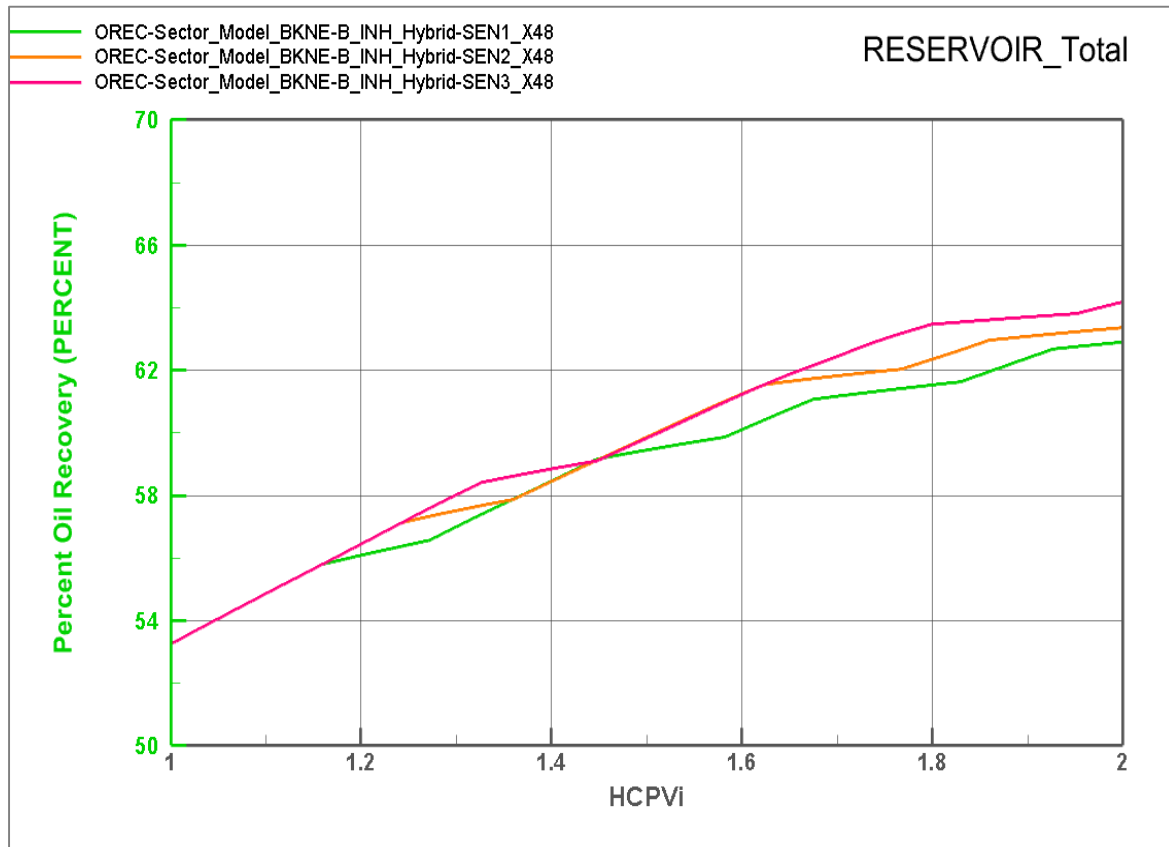


Figure IV-10. Comparaison de pourcentage de récupération en fonction d'HCPVI entre les scénarios du CO₂-WAG hybride.

IV.9. Implantation dans le modèle numérique 3D standalone :

En se basant sur les résultats prometteurs du modèle déterministique, on passe à la mise en œuvre du CO₂-WAG dans le modèle dynamique de BKNE-B, parallèlement au même cycle du WAG avec gaz associé, et en injectant uniquement du gaz (la procédure actuelle) comme scénario de base. Le cycle d'alternance entre le gaz et l'eau pour les scénarios WAG et CO₂-WAG est 1 : 1

La figure IV-11 suivante montre le résultat de la simulation. L'effet positif de CO₂-WAG est évident sur le plot de BKNE-B dès le début de l'injection.

En termes de récupération de pétrole, les procédures WAG & CO₂-WAG récupèrent environ 38 % après l'injection de 1,42 HCPV pour BKNE-B, +4% de gain par rapport au cas de base d'injection de gaz associé miscible qui récupère 34%.

De janvier 2025 à janvier 2035, un total de 112 BSCF de gaz économisé, équivalant à 28 MMSCFD, sera alloué pour être réinjecté dans l'actif. Cette allocation améliorera la flexibilité opérationnelle pour la gestion des puits WAGI dans différentes voidage régions.

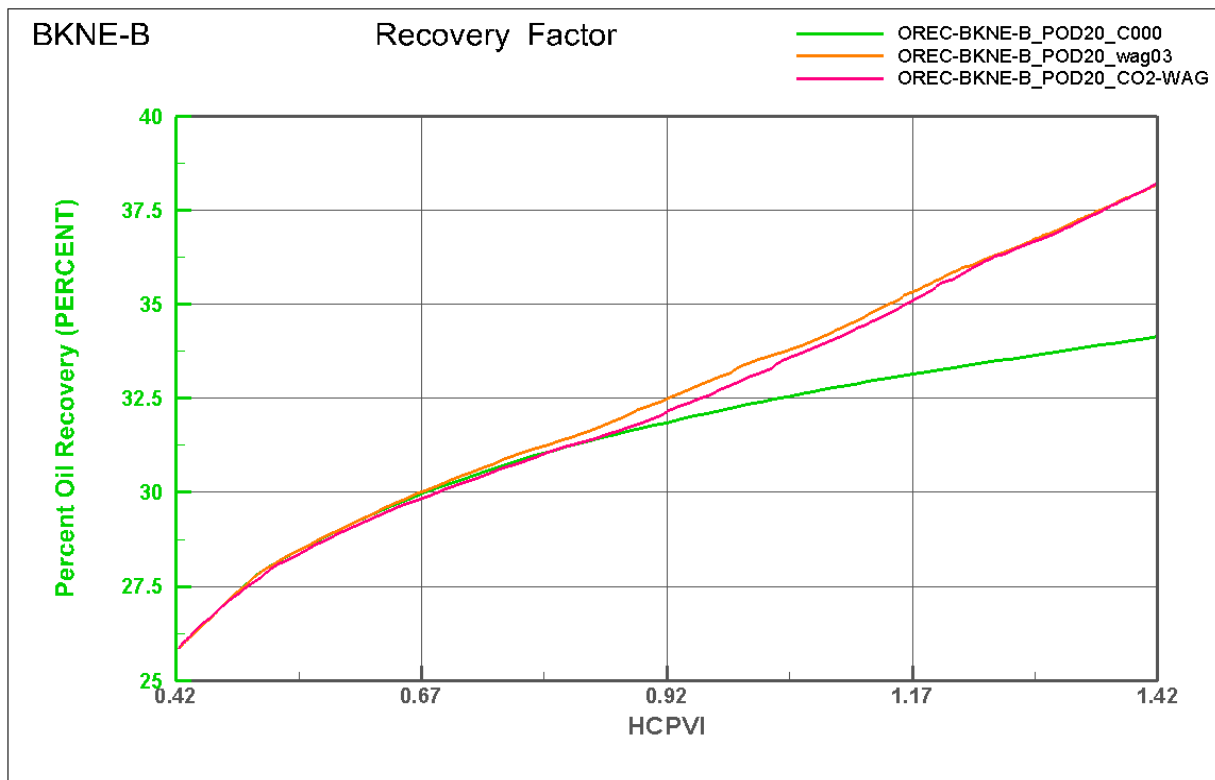


Figure IV-11. Comparaison des effets du CO₂-WAG avec le WAG et l'injection de gaz miscible sur le modèle numérique 3D

Afin de confirmer la pertinence de réduire le ratio CO₂-WAG, une simulation a été réalisée pour un cas pratique applicable dans les conditions opérationnelles : six mois d'injection d'eau suivis d'une année d'injection de CO₂. Les résultats de cette simulation sont présentés dans le graphique IV-12 ci-dessous.

Chapitre IV. Scénarios et discussion

Il ressort de cette étude que l'utilisation d'un ratio WAG de 0,5 a un impact positif mais modéré sur le facteur de récupération final du pétrole, se situant autour de +0,5 % après l'injection de 1,42 HCPV pour le champ BKNE-B.

De plus, la fiabilité de notre modèle sectoriel est confirmée en comparant les résultats obtenus par le modèle numérique 3D illustrés dans la figure I-12, avec ceux du modèle sectoriel 2D. La comparaison à la même échelle dans notre modèle sectoriel 2D en kite entre les cycles CO₂-WAG 6m : 1y et le CO₂-WAG 1 : 1 est présentée dans la figure I-13.

Il est observé, depuis la figure IV-13, que l'étude dans le modèle 2D démontre un impact positif de 0,8 % en faveur du cycle 6m-1y par rapport au cycle 1 : 1 après l'injection de 1,42 HCPV, ce qui est cohérent avec les résultats du modèle numérique 3D, soulignant ainsi l'efficacité du modèle sectoriel pour prédire de manière caractéristique le comportement du gisement lors de la CO₂-EOR.

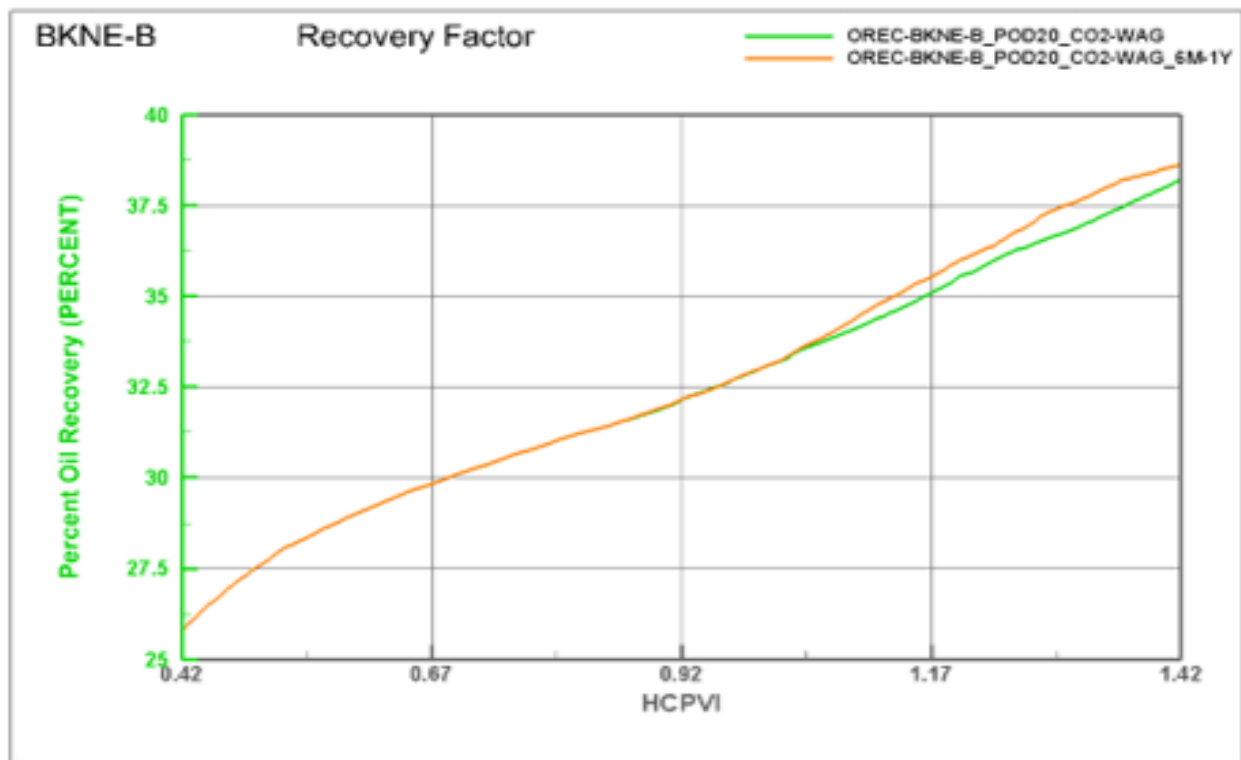


Figure IV-12 : Comparaison entre le CO₂-WAG 1 : 1 avec CO₂-WAG 6M : 1Y dans le modèle numérique 3D

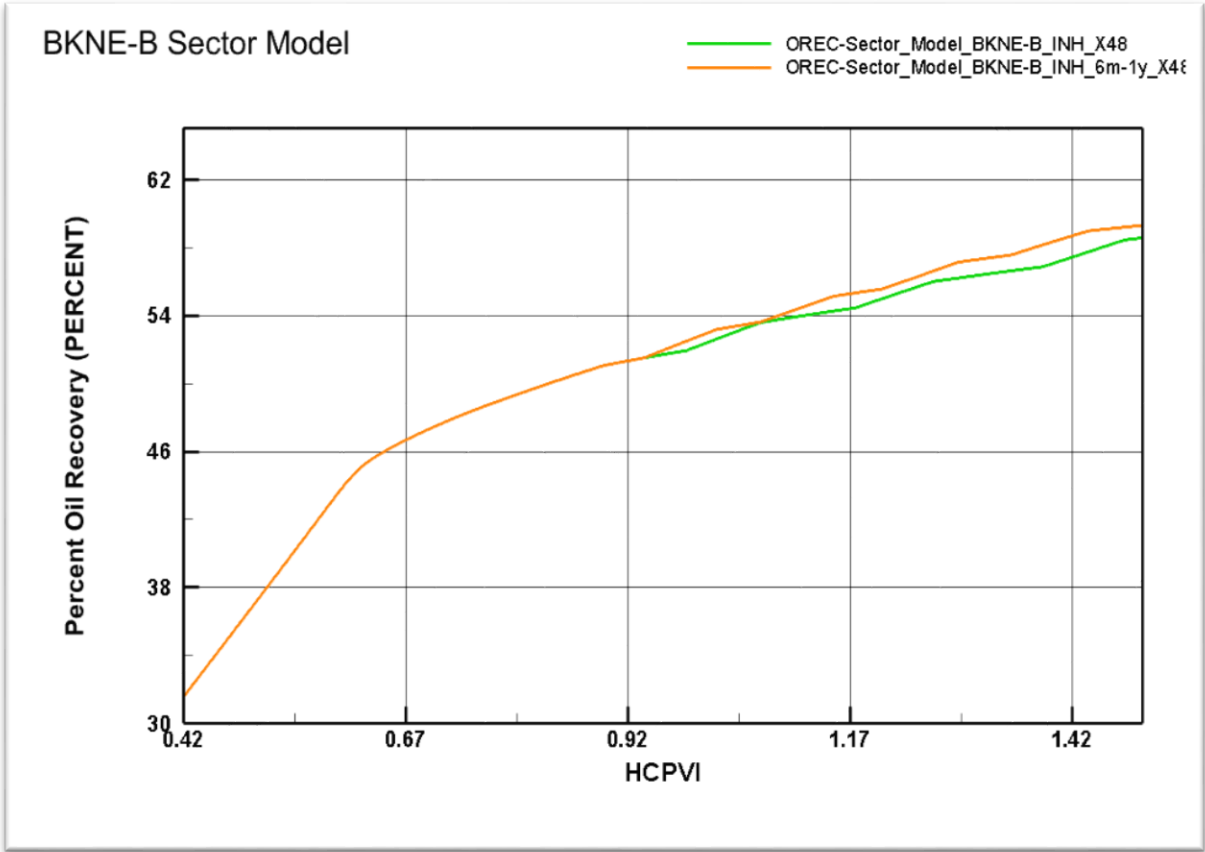


Figure IV-13 : Comparaison entre le CO2-WAG 1 : 1 avec CO2-WAG 6M : 1Y dans le modèle sectoriel '2D Kite'.

Conclusion générale

Conclusion générale :

L'analyse du comportement historique du champ pétrolier BKNE-B, situé dans le bloc 404a du bassin de Berkine en Algérie, a révélé que, malgré l'injection de gaz miscible pour soutenir l'énergie du gisement, le champ souffre d'un déclin rapide de pression et de production. De plus, le bloc fait face à un problème majeur de manque de gaz à injecter en totalité, ce qui motive la recherche de méthodes de récupération assistée du pétrole (EOR) alternatives.

Pour répondre à ce besoin, notre travail s'est concentré sur l'exploration du potentiel de l'injection de dioxyde de carbone (CO₂) comme méthode de récupération assistée du pétrole pour le champ BKNE-B. La modélisation compositionnelle détaillée du fluide de réservoir et le calage de l'historique de production ont permis de développer un modèle de simulation numérique fiable du champ BKNE-B.

Les tests de slim tube numérique ont estimé une pression minimale de miscibilité du CO₂ avec l'huile du réservoir, qui s'est avérée plus faible que celle du gaz associé, indiquant ainsi un potentiel prometteur pour la récupération par injection miscible de dioxyde de carbone. Cette pression minimale de miscibilité par injection de CO₂ permettra également de gagner en énergie de compression par rapport à l'injection de gaz.

Afin d'optimiser le temps et les ressources nécessaires à l'analyse, un modèle sectoriel 2D (Kite model) a été développé, permettant de simuler rapidement différents scénarios d'injection. L'étude comparative de différents gaz d'injection sur ce modèle a montré que l'utilisation du CO₂ est plus efficace en termes de récupération par rapport au gaz associé, à l'azote et au méthane. De plus, le procédé CO₂-WAG (Water Alternating Gas) a montré une performance accrue par rapport au WAG avec gaz associé.

Les scénarios les plus prometteurs ont ensuite été testés sur le modèle numérique 3D complet du champ. L'optimisation des cycles d'injection CO₂-WAG a mis en évidence l'impact positif d'une durée prolongée d'injection de CO₂. Les résultats indiquent que l'optimisation des cycles CO₂-WAG cesse d'être avantageuse au-delà de 2,2 volumes poreux hydrocarbures injectés, où tous les scénarios convergent. Un procédé hybride débutant par une phase prolongée de CO₂ avant un WAG 1:1 s'est ainsi avéré optimal.

Enfin, la mise en œuvre des scénarios CO₂-WAG optimisés dans le modèle numérique 3D complet a présenté des résultats similaires avec le plan de développement actuel visant le WAG, confirmant un gain significatif de récupération de 4% par rapport à la poursuite de l'injection de gaz miscible. De plus, cela permet de libérer du gaz associé pour d'autres usages ou pour la vente.

En conclusion, cette étude démontre le fort potentiel du CO₂-EOR, en particulier via un procédé CO₂-WAG, pour améliorer la récupération du champ mature BKNE-B. Elle ouvre la voie à des études technico-économiques complémentaires en vue d'une implémentation pilote et suggère que le CO₂-EOR pourrait être une option intéressante pour prolonger la vie de nombreux champs en Algérie, tout en offrant des bénéfices environnementaux via le captage et la séquestration géologique du CO₂.

Référence :

- [1] Yunhang Li, (2014) CO₂ for Enhanced Oil Recovery and Secure Storage of CO₂ in Reservoirs,
- [2] *Global CCS Institute, 2018.* (s.d.).
- [4] Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.
- [5] Carbon Dioxide Sequestration and Enhanced Oil Recovery Co-Optimization, 2021
- [6] Mechanisms of Miscible and Immiscible scCO₂ Displacement Efficiency: Analytical Evaluation of Experimental conditions, 2022 (Saleh Mahdi, Duraid Al-Bayat)
- [7] Orr, F. M., & Silva, M. K. (1987). The Role of Molecular Diffusion in Miscible Displacement of Oil. SPE Reservoir Engineering,
- [8] Stalkup, F. I. (1983). Miscible Displacement. Society of Petroleum Engineers.
- [9] Kriat, M, A., "Evaluation du processus d'injection WAG miscible au niveau du champ EKT d'el Merk -Bassin de Berkine". Mémoire de magister. 2015
- [10] Zhang, Y., Zhang, H., & Guo, P. (2021). "Numerical Simulation of Enhanced Oil Recovery by Carbonated Water Injection in Heterogeneous Reservoirs.
- [11] Field-scale investigation of different miscible CO₂-injection modes, 2016 (Ahmed Jaber, Mariyamni B. Awang)
- [12] Liu, Q., Xie, Q., & Zhang, L. (2022). "Effect of Heterogeneity on CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage Capacity in Sandstone Reservoirs."
- [13] Echikh, K., & Sassen, R. (2005). Geology and Petroleum Systems of the Illizi Basin, Algeria. Journal of Petroleum Geology
- [14] Hakkar.N, Boutobba.O, "History Matching et Analyse De Viabilité De La Recuperation par WAG et LSWF sur le champ de BMS", Mémoire Master, 2023
- [15] Jess Stiles 2002, Special Core Analysis in Reservoir Engineering
- [16] Pedersen, K. S., & Christensen, P. L. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. CRC Press.
- [17] Fluid phase behaviour report of BKNE-B field, EXPRO
- [18] B.Robinson and D. Y. Peng. The characterization of the heptanes and heavier fractions for the GPA Peng-Robinson programs. Gas processors association, 1978.
- [19] A. Pénéloux, E. Rauzy, and R. Fréze. A consistent correction for redlich-kwong-soave volumes. Fluid phase equilibria
- [20] Al.Shahkarami, S.D. Mohaghegh. (2018), Assisted History Matching Using Pattern Recognition Technology

- [21] The combined effects of the minimum miscibility pressure and injection rate variations on recovery of co2 flooding in sandstone reservoir, 2022 (M.A.Ayoub, B.Tackie-Otoo)
- [22] Enhanced Oil Recovery by CO2 and CO2-Foam in Fractured Carbonates, 2013
- [23] CO2_EOR_and_storage_in_oil_reservoir, 2005 (F. Gozalpour, S.R. Ren and B. Tohidi)
- [24] Green, D. W., & Willhite, G. P. (2018). Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers

Annexe :

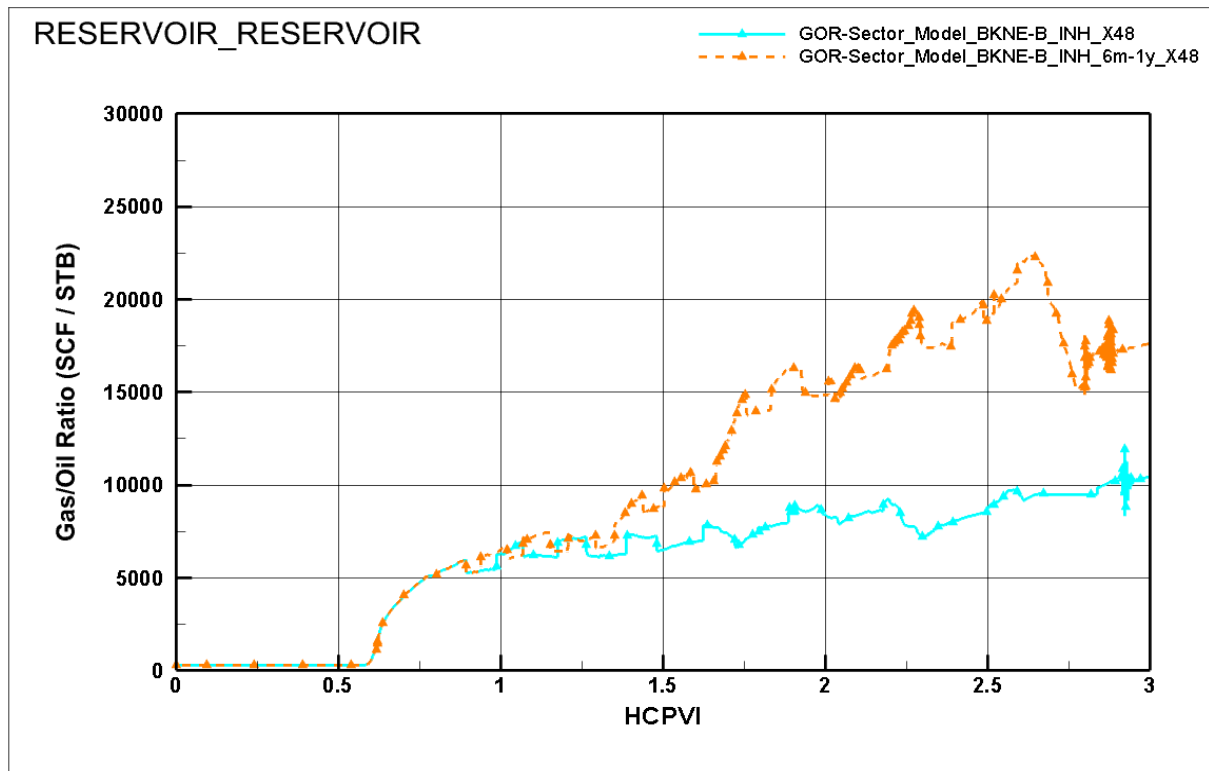


Figure-1. Comparaison de l'évolution du GOR entre les deux cycles CO₂-WAG 1:1 et 6m:1y

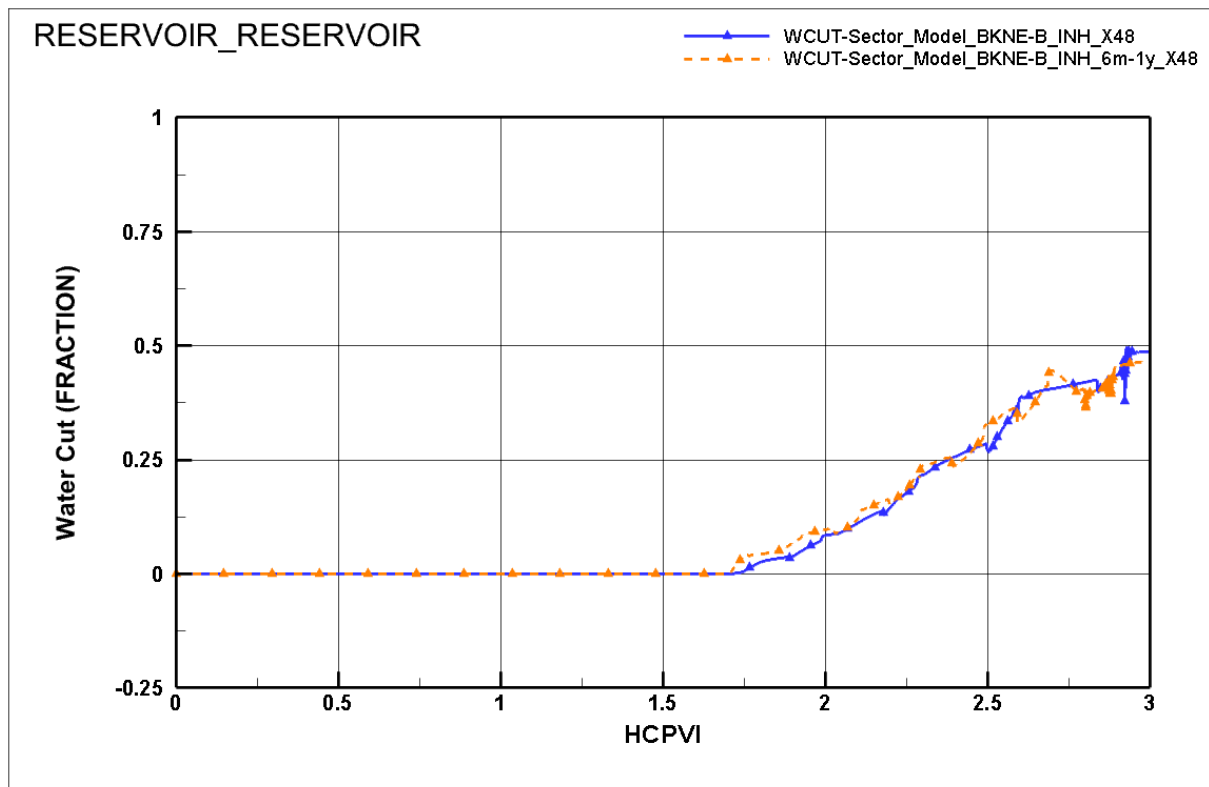


Figure-2. Comparaison de l'évolution du WCUT entre les deux cycles CO₂-WAG 1:1 et 6m:1y

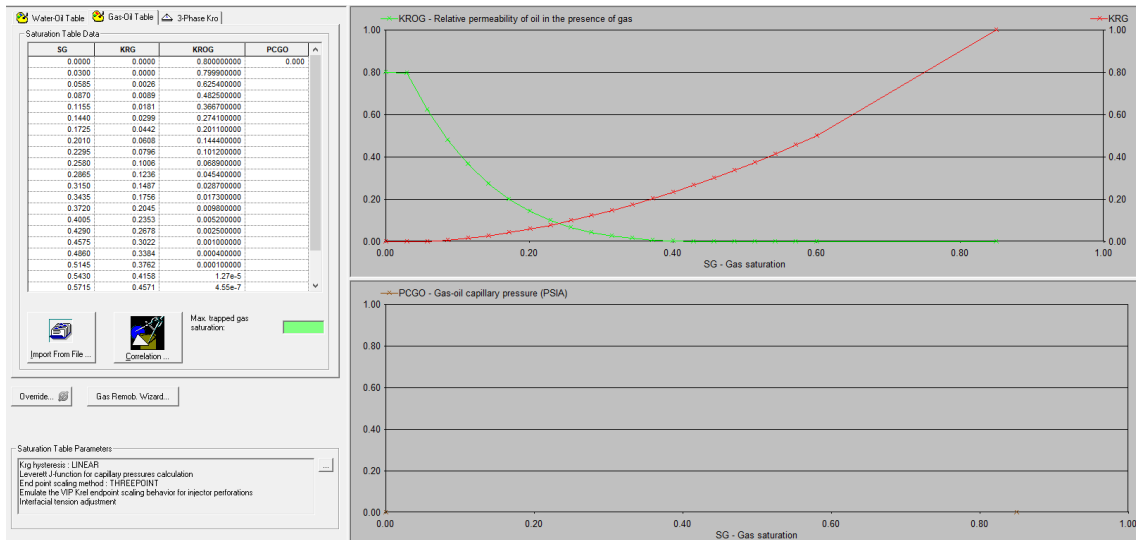


Figure-3. Intégration des paramètres de perméabilité relatives dans le modèle « 2D »

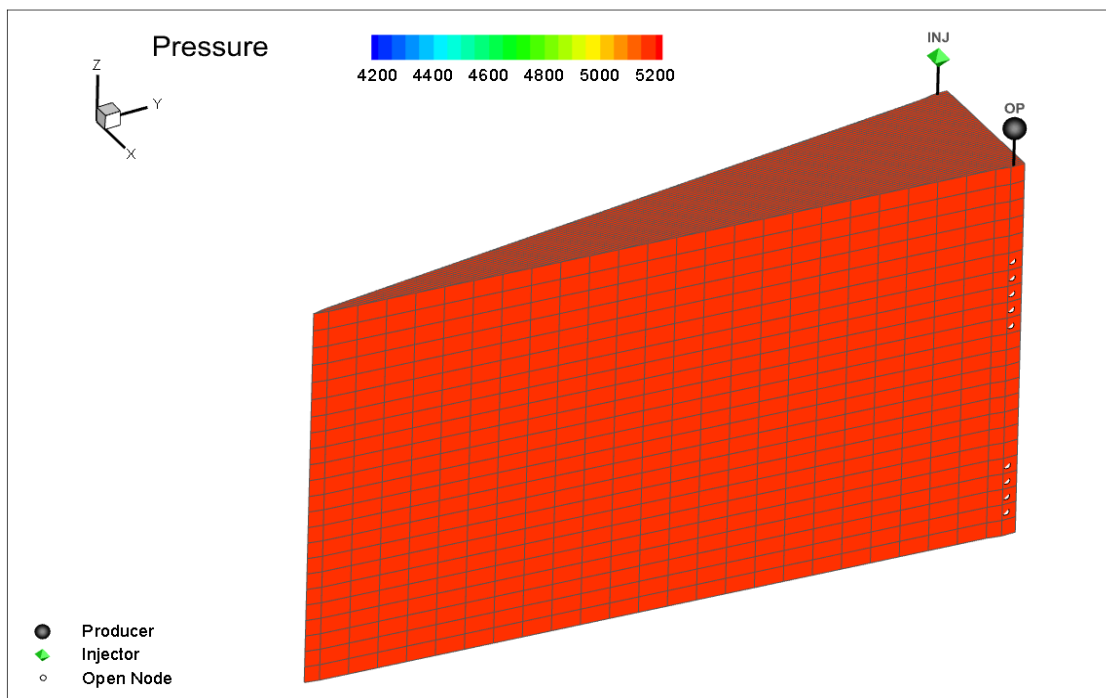


Figure-4. Distribution de la pression dans le modèle 2D

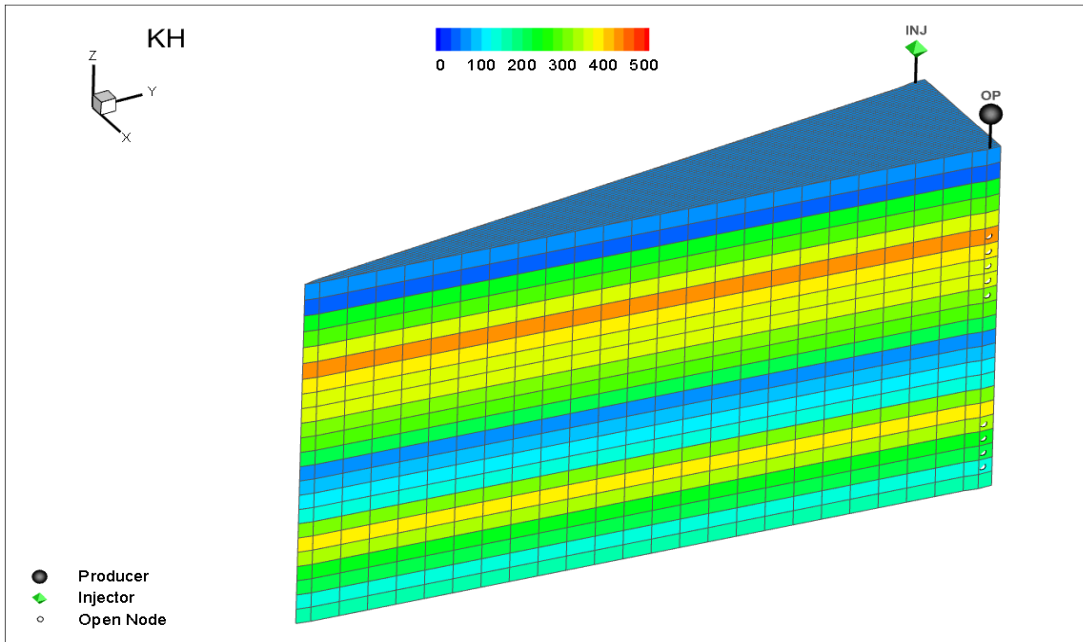


Figure-5. Distribution de la « Kh » dans le modèle 2D

```

146
147 ! Limit injection pressure/BHP to 7000 psia + producer BHP at 3500 psia
148 CONSTRAINTS
149   INJG      PMAX   5800 ! 5500
150   INJ       QGMAX  61
151   INJW      PMAX   5500
152   INJ       QWMAX  36
153   OP        BHP    3500
154 ENDCONSTRAINTS

```

Figure-6. Définition des paramètres de contrôle de l'injection