

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'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

HAKKAR Nour Eddine
BOUTOBBA Oussama

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

HISTORY MATCHING
ET ANALYSE DE VIABILITE DE LA RECUPERATION
PAR WAG ET LSWF SUR LE CHAMP DE BIR EL MSENSA

Devant le jury composé :

Mr. BENYOUNES Khaled	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Examineur
Mr. NAIT AMAR Menad	Docteur	SH-CRD DLAB	Co-Encadrant
Mr. SAIFI Redha	Maitre Assistant A	UMB-Boumerdes	Examineur

Dédicaces

Je dédie ce présent travail:

A mes très chers parents,

A mes frères et sœur,

A toute ma grande famille, HAKKAR,

A messieurs NAIT AMAR Menad pour son aide et encouragement,

A mes amis sans exception.

Nour Eddine

“Only a few know how much one must know to know how little one knows”

[Werner Heisenberg]

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

A ma très chère mère et très cher père, pour leurs patiences et leurs confiances.

A mes frères et mes sœurs

A mes tantes

A ma famille Boutobba

A tous mes collègues de l'UMBB en particulier la promotion MAPH18.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à tous mes amis surtout à Imed merah , Ibrahim dernani , anis belloum et adda Mohammed hichem seddiki , abd el aziz et amine rahabi , Je dédie également toute personne qu'il me connue soit de proche ou de loin.

Oussama.

” Nothing great in the world has ever been accomplished without passion.”

[Georg Wilhelm Friedrich Hegel]

Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr N.ZERAJBI, notre professeur consultant qui nous a orienté durant l'élaboration de ce travail, ainsi tous nos professeurs à l'université; Mrs : R.SAIFI, K. BENJOUNES, et Mr M. GARECHE.

Nous témoignons notre profonde gratitude à notre co-encadrant Mr M.NAIT AMMAR qui nous a aidé pour le stage, à Mr N.Hakim et Mr E.SI MOHAMED qui nous ont orienté durant le stage, à Mr H.Imad Directeur de subsurface OURHOUD pour leurs aides et conseils.

Nos plus sincères remerciements sont également aux ingénieurs A.Bachir, H.Abdelhak pour leur disponibilité permanente et pour tout le cœur qu'ils l'ont mis dans notre suivi.

Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.

Résumé

Dans l'industrie pétrolière, l'optimisation de la production et l'augmentation des bénéfices sont les principaux objectifs des études en génie de réservoir tout au long du cycle de vie du gisement. La simulation en génie de réservoir joue un rôle principal dans la réalisation de ces objectifs en créant, analysant, étudiant et comparant divers scénarios de réservoir afin de déterminer les résultats optimaux.

Ce travail se concentre sur l'analyse des indices de production et des potentiels du réservoir de BMS Bir El msena, et propose différentes techniques de récupération assistée pour améliorer la récupération du pétrole et maintenir le plateau de production plus longtemps possible. Cela est réalisé en utilisant les techniques d'injection d'eau à basse salinité (LSWF) et l'injection alternée de gaz et d'eau (WAG) en utilisant un modèle de fluide compositionnel, ainsi que la proposition de forage des nouveaux puits.

De plus, une étude économique est menée pour compléter l'analyse technique des scénarios établis. En combinant à la fois les études techniques et économiques, des décisions éclairées peuvent être prises pour améliorer les performances techniques et économiques du réservoir.

Abstract

In the petroleum industry, optimizing production and increasing economic benefits are the primary objectives of reservoir engineering studies throughout the reservoir lifecycle. Reservoir engineering simulation plays a vital role in achieving these goals by creating, analyzing, studying, and comparing various reservoir scenarios to determine the optimal outcomes.

This work focuses on analyzing the production index and the potential of the BMS Bir El msena reservoir. We suggested different techniques of recovery to enhance oil recovery and maintain production plate for long as possible. These techniques include the use of Low-Salinity Water Flooding (LSWF) and Water-Alternating-Gas (WAG) injection using a compositional fluid model, as well as proposing the drilling of new wells.

Furthermore, an economic study is conducted to complement the technical analysis of the established scenarios. By combining both the technical and economic studies, informed decisions can be made to enhance both the technical and economic performance of the reservoir.

ملخص

في مجال انتاج البترول، الأهداف الرئيسية لدراسات هندسة الحقول النفطية على مدار دورة حياة الحقل هي تحسين الإنتاج وزيادة الفوائد الاقتصادية، تلعب المحاكاة في هندسة مكامن البترول دورًا حيويًا في تحقيق هذه الأهداف من خلال إنشاء وتحليل ودراسة ومقارنة سيناريوهات مختلفة لتطوير الحقل بهدف الوصول الي نتائج مثلى.

يتركز هذا العمل على تحليل مؤشرات الإنتاج وإمكانيات حقل بير المسنة BMS واقتراح تقنيات مختلفة للاستعادة المدعمة للنفط والحفاظ على استمرارية واستقرار الإنتاج لأطول فترة ممكنة باستخدام تقنية حقن المياه المنخفضة الملوحة (LSWF) والحقن المتناوب للغاز والماء (WAG) باستخدام نموذج سوائل مركبة واقتراح حفر بئر جديد.

علاوة على ذلك، يتم إجراء دراسة اقتصادية لتكملة التحليل الفني للسيناريوهات المعتمدة. من خلال دمج الدراسات الفنية والاقتصادية، يمكن اتخاذ قرارات مستنيرة لتعزيز الأداء الفني والاقتصادي للحقل.

Sommaire

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Résumé	iii
Introduction générale.....	1
I. CHAPITRE 01 description géologique et construction du modèle statique.....	2
I.1. Introduction.....	3
I.2. Généralités sur le bassin.....	3
I.2.1. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine	3
I.2.2. Aspect stratigraphique	3
I.2.3. Aspect structurale	4
I.2.4. Système pétrolier	4
I.3. Généralités sur la région d'étude Bir el msana	7
I.3.1. Situation du champ BMS.....	7
I.3.2. La colonne stratigraphique du champ BMS	8
I.3.3. Développement du champ Bir el Msana.....	9
I.4. Construction du modèle	12
I.4.1. Source des données.....	12
I.4.2. Procédure générale de la modélisation géologique	14
I.5. Vue générale du modèle statique	22
I.5.1. Modèle des litho faciès :.....	22
I.5.2. Modèle de porosité :	23
I.5.3. Modèle de perméabilité :	23
I.5.4. Modèle de saturation et contact huile-eau :	24
I.6. Conclusion	24
II. CHAPITRE 02 étude PVT	28
II.1. Introduction.....	25
II.2. L'échantillonnage et données de tests :	25
II.3. Les tests PVT :	25
II.3.1. Test de Séparateur.....	25
II.4. Les caractéristiques de fluides de formation TAGI dans BMS.....	26
II.5. Le modèle black oil.....	27
II.6. Le model compositionnel de fluide.....	27

II.7.	L'équation d'état de Peng-Robinson.....	28
II.8.	Regroupement de composants pour les calculs EOS (Lumping).....	28
II.8.1.	Technique de regroupement proposée	31
II.8.2.	Le modèle EOSxx "original"	32
II.8.3.	Définition de la plage p-T-z pertinente.....	32
II.8.4.	Optimisation du modèle EOSx - Critère RMS	32
II.8.5.	Stratégie de regroupement des composants.....	33
II.9.	Exemples.....	33
II.9.1.	Exemple 1 - EOSx(15) regroupé	33
II.9.2.	Exemple 2 - EOSx(10) regroupé	38
II.9.3.	Discussion des résultats	40
II.10.	Conclusion.....	40
III.	CHAPITRE 03 Construction du modèle dynamique et history matching.....	39
III.1.	Introduction	41
III.2.	Structure de réservoir et emplacement des puits existante (puits pour le cas de base)	41
III.3.	Calcul de volume en place	43
III.4.	Initialisation du modèle dynamique	43
III.4.1.	Modèle de fluide de formation.....	44
III.4.2.	Fonctions de saturation	45
III.4.3.	La pression capillaire	47
III.4.4.	Modèle de compaction de la roche	48
III.4.5.	Les perméabilités I, J et K.....	49
III.4.6.	net to gross (NTG)	50
III.4.7.	Création de stratégie pour le cas de base	50
III.4.8.	Conclusion	51
III.5.	HISTORY MATCHING	52
III.5.1.	Introduction.....	52
III.5.2.	Plan de travail.....	53
III.5.3.	Les données nécessaires pour l'history matching	54
III.5.4.	Calage du modèle du réservoir.....	56
III.5.5.	Les résultats de l'History Matching.....	57
III.6.	Conclusion.....	59
IV.	CHAPITRE04 Les scénarios proposés.....	54

IV.1.	Introduction	60
IV.2.	Vue générale sur le modèle dynamique.....	60
IV.3.	Les potentiels de réservoir.....	61
IV.4.	L'analyse des indices de production pour le cas de base.....	62
IV.4.1.	L'analyse de pression de réservoir	62
IV.4.2.	L'analyse de profil de production.....	62
IV.4.3.	L'analyse des fractions fluides produites	63
IV.5.	Interprétation des résultats de cas de base.....	65
IV.1.	Calcul de la VAN pour le cas de base.....	67
IV.2.	Les différents techniques et scénario de développement proposés	68
IV.2.1.	Scénario 01 : Implantation d'un nouveaux puits injecteurs verticale à partir de juillet 2023	68
IV.2.2.	Scénario 02 : Proposition d'un WORK OVER pour le puits fermé BMS-10 à partir de juillet 2023	73
IV.2.3.	Scénario 03 : Combinaison entre les deux scénarios décrit auparavant à partir de juillet 2023.....	77
IV.2.4.	Scénario 04 : Le même scenario 03 décrit auparavant en remplacent l'injection d'eau avec le WAG dans le puits INJ-02 à partir de juillet 2023	82
IV.2.5.	Détermination de MMP	83
IV.2.6.	Analyse des problèmes techniques associées avec le WAG :.....	88
IV.2.7.	Scénario 05 LSWF : Le même scenario 03 décrit auparavant en remplacent l'injection d'eau salé avec l'injection de l'eau à basse salinité dans le puits INJ-02 à partir de juillet 2023	89
IV.3.	Comparaison entre les différents scénarios	96
IV.3.1.	L'analyse comparative	97
	Conclusion générale.....	98
	Annexe	XV

Liste des tableaux

Table I-1 Distribution des facies au niveau de réservoir	22
Table II-1 Composition global détaillé de fluide de réservoir	26
Table II-2 schéma de regroupement EOSx(15) regroupé	34
<i>Table II-3 schéma de regroupement EOSx(10) regroupé.....</i>	<i>38</i>
Table III-1 Résultat du calcul de volume en place.....	43
Table III-2 Les conditions initiales	44
Table III-3 Comparaison des volumes et l'erreur relative.....	51
<i>Table IV-1 Calcule des VAN pour cas de base.....</i>	<i>67</i>
Table IV-2 Les implantation proposes et les résultats de chaque cas	69
Table IV-3 Les résultats de cas de base vs scenario 02.....	74
Table IV-4 Les résultats de cas de base vs scenario 03.....	78
Table IV-5 Facteur de récupération en fonction de pression	84
Table IV-6 Les résultats de cas de base vs scenario 04.....	85
Table IV-7 composition d'eau traiter d'injection	89
Table IV-8 Les résultats de cas de base vs scenario 05.....	90
Table IV-9 Comparaison entre les différents scénarios	96
Table IV-10 Calcule des VAN pour scénario 01	XV
<i>Table IV-11 Calcule des VAN pour scénario 02.....</i>	<i>XVI</i>
<i>Table IV-12 Calcule des VAN pour scénario 03.....</i>	<i>XVII</i>
<i>Table IV-13 Calcule des VAN pour scénario 04.....</i>	<i>XVIII</i>
<i>Table IV-14 Calcule des VAN pour scénario 05.....</i>	<i>XIX</i>

Liste des figures

Figure I-1 Situation géographique (S. Galeazzi et al. 2010)	3
Figure I-2 la colonne stratigraphique du bassin berkine (document Sonatrach).	4
Figure I-3 Les Pièges et la migration dans le bassin de Berkine (wec2007)	7
Figure I-4 Situation Géographique de bloc 401c	7
Figure I-5 l'échelle des différents données pétrophysiques.....	14
Figure I-6 les caractéristiques d'un semi-variogramme.	17
Figure I-7 variogramme anisotropie géométrique.	18
Figure I-8 variogramme anisotropie zonal	18
la Figure I-9 montre les différentes formes de variogramme :	19
Figure I-10 les différentes formes de variogramme	19
Figure I-11 variogramme expérimentale.	20
Figure I-12 carte la distribution des iso-saturation	21
Figure I-13 Carte de la distribution des iso-porosité (Top-réservoir).....	21
Figure I-14 Modèle des facies au niveau de la phase réservoir TAGI.....	22
Figure I-15 Modèle de porosité au niveau de la phase réservoir TAGI.....	23
Figure I-16 Modèle de perméabilité au niveau de la phase réservoir TAGI.....	24
Figure I-17 Modèle de saturation en eau au niveau de la phase réservoir TAGI.....	24
Figure II-1 schéma Technique de regroupement	31
Figure II-2 viscosité de liquide calculé EOSx15 vs observée	35
Figure II-3 CCE1 densité de liquide calculé EOSx15 vs observée	35
Figure II-4 Evolution de la solubilité du gaz en fonction de la pression EOSx15 vs observée	36
.....	36
Figure II-5 La variation de Bo en fonction de pression EOSx15 vs observée	37
Figure II-6 l'erreur relative des différents paramètres du modèle EOSx15	37
Figure II-7 facteur de compressibilité de gaz Z.....	39
Figure II-8 solubilité de gaz.....	39
Figure II-9 viscosité de l'huile	39
Figure II-10 densité de l'huile	39
Figure II-11 densité de gaz	39
Figure II-12 Bo	39
Figure II-13 l'erreur relative des différentes observations du modèle EOSx10.....	40
Figure III-1 Structure de réservoir	42
Figure III-2 Emplacement des puits existante (puit pour le cas de base).....	42
Figure III-3 Section des puits injecteurs représente les niveaux d'injection.....	43
Figure III-4 courbe de perméabilités relatives system huile/eau utiliser pour shales, organic shales et shaly sand stones	45
Figure III-5 courbe de perméabilités relatives system huile/gaz utiliser pour shales, organic shales et shaly sand stones	46
Figure III-6 courbe de perméabilités relatives system huile/eau utiliser pour Sandstones	46
.....	46
Figure III-7 courbe de perméabilités relatives system huile/gaz utiliser pour Sandstones	46
.....	46
Figure III-8 courbe de perméabilités relatives system huile/eau utiliser pour Clean Sandstones.....	47
Figure III-9 courbe de perméabilités relatives system huile/gaz utiliser pour Clean Sandstones.....	47
Figure III-10 courbe de pression capillaire pour Clean-Sandstones.....	48
Figure III-11 Organigramme des étapes de l'history matching	53
Figure III-12 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 3 de GOR.....	55

Figure III-13 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 10 valeurs de vitesses de pompe ESP	55
Figure III-14 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 10 valeurs de pression de tête de tubing	55
Figure III-15 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 10 valeurs de WCUT	55
Figure III-16 courbe de perméabilités relatives modifiée pour system huile/eau utiliser pour Sandstones	56
Figure III-17 courbe de perméabilités relatives modifiée system huile/eau utiliser pour Clean Sandstones	56
Figure III-18 Profil de production d'huile et d'eau du champ BMS	57
Figure III-19 Profil de production d'huile pour les puits BMS 6-7-8	57
Figure III-20 Profil de production d'eau pour les puits BMS 6-7-8	58
Figure III-21 Profil de pression de fond pour les puits BMS 6-7-8	58
Figure IV-1 la carte de saturation en eau	60
Figure IV-2 pourcentage de contribution des mécanismes sur la production	61
Figure IV-3 L'évolution de pression de réservoir en fonction du temps	62
Figure IV-4 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de champ .	63
Figure IV-5 L'évolution de GOR de champ en fonction du temps	64
Figure IV-6 L'évolution de WATER CUT de champ en fonction du temps	64
Figure IV-7 Les zones proposes pour l'implantation d'um nouveau puits injecteur	68
Figure IV-8 cumule de production pour chaque implantation	69
Figure IV-9 Carte de saturation d'huile en 2023 l'emplacement de INJ-02	70
Figures IV-10 Cartes de saturation d'huile en 2033 dans le cas de base VS le scenario 01	70
Figure IV 11 cumule de production pour le puits BMS-08 pour CB et scenario 01	71
Figure IV-12 WCT Scénario 01 versus cas de base	71
Figure IV-13 cumule de production pour le puits BMS-08 pour CB et scenario 01	71
Figure IV-14 cumule de production pour le puits BMS-06 pour CB et scenario 01	71
Figure IV-15 débit d'injection dans le puits INJ-02	71
Figure IV-16 Pression de réservoir pour le cas de base vs scenario 01	71
Figure IV-17 L'emplacement du puits BMS-10 par rapport aux autres puits	72
Figure IV-18 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le cas de base	73
Figure IV-19 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le Scenario 02	73
Figure IV-20 Cumule de production pour le cas de base vs scénario 02	74
Figure IV-21 Profil de production d'huile pour le cas de base et scénario 02	74
Figure IV-22 Pression de reservoir pour le cas de base et scénario 02	74
Figure IV-23 Cut d'eau pour le cas de base et scénario 02	74
Figure IV-24 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 02	75
Figure IV-25 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 02	75
Figure IV-27 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 02	75
Figure IV-28 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 02	75
Figure IV-29 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le cas de base	76
Figure IV-30 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le scénario 03	76
Figure IV-31 Cumule de production pour le cas de base vs scénario 03	79
Figure IV-32 Profil de production d'huile pour le cas de base et scénario 03	79
Figure IV-33 Pression de reservoir pour le cas de base et scénario 03	79
Figure IV-34 Cut d'eau pour le cas de base et scénario 03	79
Figure IV-35 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 03	80
Figure IV-36 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 03	80

Figure IV-37 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 03.....	80
Figure IV-38 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 03.....	80
Figure IV-39 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP	84
Figure IV-40 cumul de production des cycles de WAG vs le cas de base.....	85
Figure IV-41 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le cas de base	85
Figure IV-42 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le Scenario 04.....	85
Figure IV-43 Profil de production d'huile de champ pour le cas de base et scénario 04	86
Figure IV-44 Pression de réservoir pour le cas de base et scénario 04.....	86
Figure IV-45 Cut d'eau de champ pour le cas de base et scénario 04.....	86
Figure IV-13 GOR de champ pour le cas de base et scénario 04.....	86
Figure IV-47 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 04.....	87
Figure IV-48 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 04.....	87
Figure IV-49 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 04.....	87
Figure IV-50 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 04.....	87
Figure IV-51 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le cas de base.....	89
Figure IV-52 Carte de saturation d'huile en 2030 dans le scénario 05.....	89
Figure IV-53 Cumule de production pour le cas de base vs scénario 05.....	91
Figure IV-54 Profil de production d'huile pour le cas de base et scénario 05	91
Figure IV-55 Pression de réservoir pour le cas de base et scénario 05.....	91
Figure IV-56 Cut d'eau pour le cas de base et scénario 05.....	91
Figure IV-57 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 05.....	92
Figure IV-58 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 05.....	92
Figure IV-59 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 05.....	92
Figure IV-60 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 05.....	92
Figure IV-61 une illustration sur la théorie du (MIE).....	94
Figure IV-62 Le concept de la double couche.....	94
Figure IV-63 La libération des ions divalent.....	95
Figure IV-64 Mécanisme de récupération du pétrole (Sandstone)par l'utilisation (LSWF).....	95
Figure IV-65 Déplacement du pétrole piégé grâce à la migration des fines (Tang et Morrow,1999).....	96
Figure IV-66 la variation des Van pour différents scénarios.....	XX

Nomenclatures

$\gamma(h)$: Le semi-variogramme à la distance de décalage, h .

$N(h)$: est le nombre de paires d'échantillons à une distance de décalage, h .

S_w : saturation en eau.

H : la hauteur au-dessus du niveau d'eau libre.

\emptyset : la porosité réelle.

COW : contact huile-eau.

LSWF : l'injection d'eau à basse salinité.

MIE : Multi-component Ionic Exchange.

P : la pression du fluide

V : le volume molaire du fluide

R : la constante des gaz

T : la température

a et b : les paramètres dépendant de la température de l'équation d'état.

α : est un paramètre qui tient compte des forces attractives entre les molécules.

EOSxx : Le modèle détaillé.

EOSx : modèle pseudoisé.

W_n : Le facteurs de pondération.

RMS : carré moyen racine.

R_s : facteur de solubilité.

K : la perméabilité.

K_x : la perméabilité suivant la direction x .

K_y : la perméabilité suivant la direction y .

K_z : la perméabilité suivant la direction z .

μ : la viscosité de l'élément.

Pore volume

HCPV Oil : volume poreux imprégné d'huile.

OIIP : volume d'huile en place.

P_c : pression capillaire.

$P_{\text{non mouillant}}$: pression de la phase non mouillante.

$P_{\text{mouillant}}$: pression de la phase mouillante.

σ_{og} : la tension superficielle entre l'huile et le gaz .

σ_{ow} : est la tension superficielle entre l'huile et l'eau.

NTG : net to gross.

$\Phi(Z)$: représente la fonction objectif à minimiser.

D_{obs} : est la donnée observée obtenue à partir des mesures.

$G(Z)$: est le modèle de réservoir qui génère les données prédites

J-fonction : fonction de LEVERETT pour évaluer la pression capillaire.

h_u : la hauteur utile.

h_t : la hauteur totale.

$S_{\text{(toit)}}$: la surface de toit.

$S_{\text{(mur)}}$: la surface de mur.

P_R : pression de réservoir.

P_b : pression de bulle.

GOR: rapport gaz-huile.

WAG: Water Alternating Gas.

LSWF : l'injection d'eau à faible salinité.

PR EOS : l'équation d'état de ping robinson.

ECC : Comportement à masse constante.

DF : Vaporisation Différentielle.

FVF : Facteur de Volume de Formation.

R_s : La solubilité du gaz.

VFP: vertical flow performance.

WCUT: le cut d'eau.

ESP : pompe électrique submersible.

S_{wc} : saturation d'eau critique.

K_{ro} : perméabilité relative d'huile.

K_{rw} : perméabilité relative d'huile.

MER : pourcentage de OIIP permis de produire par année.

μ_o : viscosité d'huile.

μ_w : viscosité d'eau.

M : la mobilité.

S_{wf} : saturation d'eau au front.

S_{wi} : saturation d'eau initial.

MMP : pression minimale de miscibilité.

Z : Le facteur de compressibilité du gaz.

STP: Standard Temperature and Pressure.

bbbl : blue barrel.

STB: Standard barrel.

γ_g : la densité du gaz.

γ_o : la densité d'huile.

V_{pore} : Volume des pores.

V_{total} : Volume total.

VAN : Valeur Actuelle Nette.

CFt : cash-flow d'une période t .

d : le taux d'actualisation.

n : le nombre d'années.

I : le prix de pétrole dans une période t .

P_0 : le prix actuel de pétrole.

R : le taux d'inflation du prix.

CAPEX: CAPital EXpenditure.

OPEX: OPerating EXpenditure.

PFD : Pression de Fond Dynamique.

Introduction générale

L'Algérie est un pays producteur de pétrole et de gaz naturel, représentant environ 90% des exportations totales du pays. En 2019, le secteur pétrolier et gazier a contribué à hauteur de 23% au PIB de l'Algérie, qui s'est élevé à environ 171 milliards de dollars cette année-là. Le secteur a également représenté près de 60% des recettes fiscales totales du pays, soit environ 26 milliards de dollars. C'est pourquoi l'optimisation de la production de pétrole et de gaz est nécessaire pour l'économie de l'Algérie.

Le développement et l'optimisation d'un réservoir comprend l'ensemble des activités visant à fournir un plan optimal pour exploiter les ressources de manière efficace. Ce plan de développement implique la détermination du nombre optimal de puits à forer, le choix des techniques de récupération et d'extraction du pétrole dans la roche réservoir, ainsi que la sélection et l'évaluation des installations de surface en termes de type et de coût. L'optimisation de ce plan nécessite une évaluation approfondie de plusieurs variables de décision telles que l'emplacement des puits, les limites de production et d'injection, ainsi que la capacité de traitement à la surface.

Selon les données de production qui ont révélé une baisse de production dans le champ BMS bir el msana entre 2020 jusqu'à présent, notre objectif est d'optimiser la production et de maintenir un plateau stable le plus longtemps possible. En prenant en compte cette baisse de production, nous nous engageons à mettre en œuvre des mesures visant à améliorer l'efficacité de nos opérations et à obtenir des résultats plus performants.

Pour obtenir un outil d'aide à la décision, il est essentiel de mener une étude systématique de l'impact de l'ensemble des paramètres technologiques d'exploitation des gisements (mode de récupération, nombre de puits, espacement entre les puits, rythme de production et d'injection, etc.) sur la récupération finale.

Les principales tâches à réaliser pour atteindre notre objectif sont les suivantes :

- L'étude du modèle statique et ses différentes étapes de construction afin d'obtenir une vision globale. Cette étape constitue le lien essentiel entre les géologues, les géophysiciens et les ingénieurs des réservoirs, Une bonne compréhension du modèle géologique permet de prendre des décisions plus précises et éclairées.

- La construction du modèle fluide et le calage de l'équation d'état qui sont des étapes cruciales lors de la mise en place d'un modèle compositionnel. Cette étape permet de décrire de manière précise le comportement du fluide présent dans le système étudié.

- La mise à jour du modèle statique et dynamique afin d'obtenir un modèle fiable.

- L'analyse des indices de production afin d'identifier les problématiques.

- Détermination du potentiel du réservoir pour améliorer les mécanismes dominants.

- L'optimisation de la production en proposant des solutions techniques et scientifiques.

- Enfin, une étude économique sera réalisée pour déterminer le meilleur scénario, en prenant en compte à la fois la rentabilité économique et technique.

L'organisation du document :

Le premier chapitre contient une description géologique du bassin de Berkine, suivi d'une présentation de la région locale de Bir El M'sana et de son historique de découverte et de production. Ensuite, nous aborderons la théorie de la construction du modèle statique et des différentes données intégrées, ainsi que de la distribution des propriétés pétro-physiques (porosité, perméabilité, etc.).

Le deuxième chapitre se focalise sur le développement d'un modèle fluide du réservoir. Il débute par des définitions générales sur les paramètres PVT et les différents tests de fluide. Ensuite, il aborde la caractérisation du fluide, la méthode de lumping, qui consiste à regrouper les composants pour minimiser le temps de calcul, et le calage de l'équation d'état. Cette approche permet d'obtenir une représentation précise et fiable du comportement du fluide dans le réservoir.

Le troisième chapitre de cette étude se concentre sur les étapes de construction d'un modèle dynamique du réservoir. Il débute en décrivant les différentes données intégrées dans le modèle, telles que les données géologiques du réservoir, les données PVT et les données SCAL. Ensuite, il aborde l'initialisation du modèle dynamique, qui consiste à définir les conditions initiales du réservoir, telles que la pression et la température du réservoir, les contacts des fluides.

Le quatrième chapitre débute par la détermination du potentiel du réservoir en utilisant l'outil MBAL afin d'identifier les mécanismes dominants. Par la suite, une analyse approfondie des données de production pour le cas de base est effectuée afin d'identifier les paramètres qui influencent la baisse de production. À partir de ces résultats, nous proposons divers plans d'optimisation. Ces plans incluent le forage de nouveaux puits, la sélection des meilleurs emplacements et la mise en service des puits abandonnés. De plus, nous envisageons des changements de mode d'injection, tels que l'utilisation de l'injection WAG (Water Alternating Gas) et de l'injection d'eau à faible salinité, cette dernière est une méthode de récupération qui n'a pas encore été appliquée en Algérie. Nous abordons les différents paramètres et mécanismes qui interviennent lors de l'utilisation de ces méthodes.

L'étude a été complétée par une analyse de la rentabilité technique et économique des scénarios tout en tenant compte de certains problèmes techniques tels que la formation des fractions indésirables, principalement les dépôts d'asphaltènes.

I. CHAPITRE 01

description géologique et construction du

modèle statique

I.1. Introduction

Ce chapitre présente une analyse approfondie du bassin de Berkine et de la région locale de Bir El-Msana. L'objectif est d'obtenir une compréhension complète de ces zones en examinant les différentes étapes de la construction du modèle statique généré par les géologues et les géophysiciens, afin d'avoir une idée précise de notre modèle.

I.2. Généralités sur le bassin

I.2.1. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine

I.2.1.1. Situation géographique

Le bassin de BERKINE 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. 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, [1].

I.2.1.2. Situation Géologique du bassin de Berkine

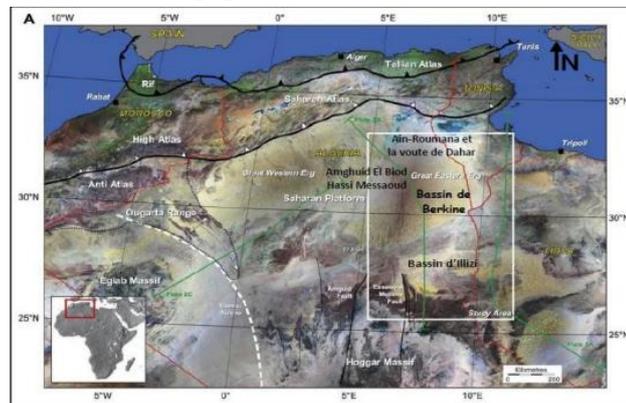


Figure I-1 Situation géographique (S. Galeazzi et al. 2010)

Le bassin de Berkine est de type intracratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne, [2]. Sa superficie globale est de 102 395 km². Les limites du bassin de berkine sont :

- Les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est.
- Bassin d'Ilizi au sud.
- Dôme de Dahar au nord.
- Hassi-Messaoud à l'ouest.

I.2.2. Aspect stratigraphique

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. Un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le mésozoïque. Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

La colonne stratigraphique peut atteindre les 7000m d'épaisseur caractérisé comme la plus complété dans la plateforme saharienne, [1].

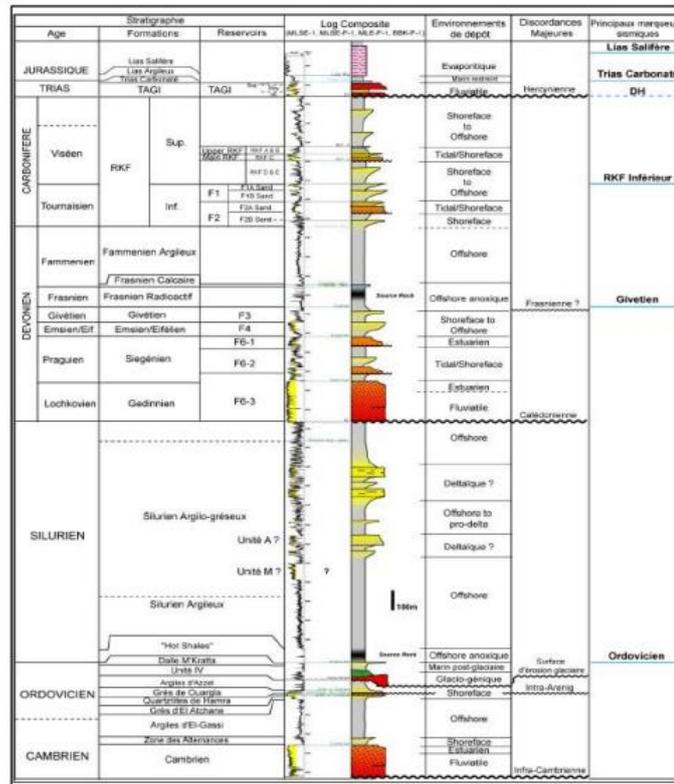


Figure 1-2 la colonne stratigraphique du bassin berkine (document Sonatrach).

I.2.3. Aspect structurale

Le bassin de berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- Domaine Ouest : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- Domaine centre : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

I.2.4. Système pétrolier

I.2.4.1. Roches mères

Deux roches mères principales existent au sein du bassin : la formation frasnienne dévonienne et la formation Tannezuft silurienne. Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin.

I.2.4.2. Réservoirs :

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien, [2].

TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur) : Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4), son épaisseur moyenne est de 100 à 150m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et, Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

Trias carbonaté Trias intermédiaire: L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région. Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La source des apports serait du Sud-Ouest avec un écoulement du réseau fluvial principal vers le NordEst. Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité moyenne est de 27 à 35 md.

Carbonifère : D'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens 15 d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques.

Dévonien inférieur : Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluvial (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et

deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid- Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

Ordovicien : (Gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

Cambrien : Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

I.2.4.3. Roches Couvertures :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

I.2.4.4. 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.

I.2.4.5. Les pièges

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques.

Les pièges structuraux : Sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, qui est polyphasée et non faillée. L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les vaporites du Trias- Lias. Les rejets des

failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous [2].

Les pièges stratigraphiques : sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures [2].

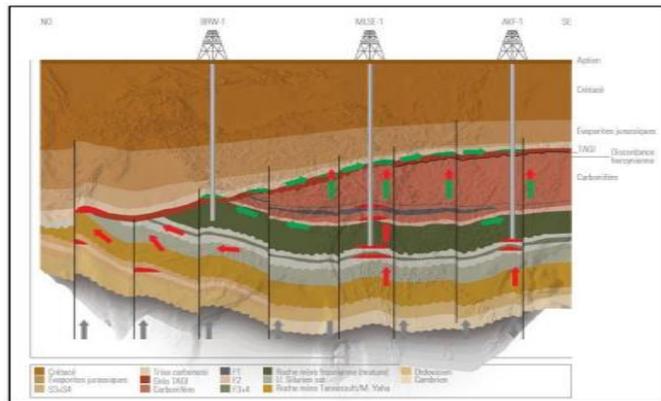


Figure I-3 Les Pièges et la migration dans le bassin de Berkine (wec2007)

I.3. Généralités sur la région d'étude Bir el msana

I.3.1. Situation du champ BMS

I.3.1.1. Situation Géographique

Le champ BMS bir msana (autrefois appelé **ROUD ROUNI**), situé dans le Bloc 401C, ce dernier est situé vers la rive nord du bassin algérien de Berkine, à environ 240 km à l'est de Hassi Messaoud et à environ 60 km à l'ouest d'El Borma. BMS a été découvert dans la partie nord du bloc.

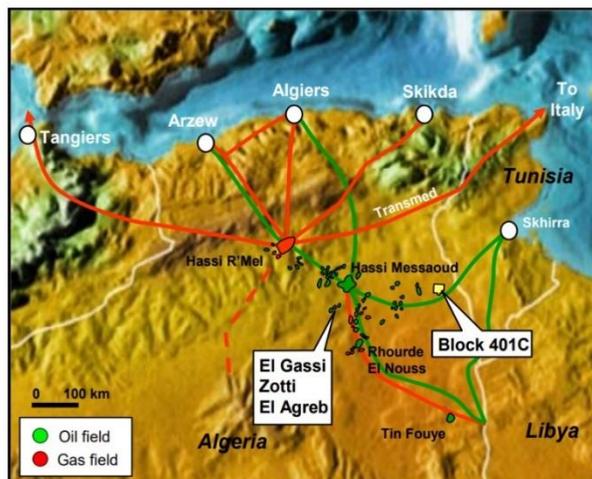


Figure I-4 Situation Géographique de bloc 401c

I.3.2. La colonne stratigraphique du champ BMS

Pendant le forage on rencontre plusieurs couches de différente caractéristique, on va présenter la colonne stratigraphique du champ BMS suivant leur appartenance à l'ère géologique [3].

Le crétacé

- **Sénonien carbonaté** [119m - 328m] : Contient des calcaires, des dolomites avec des intercalations de gypse et des argiles gréseuses.
- **Sénonien anhydritique** [328m - 456] : Constitué des bancs d'anhydrite et des calcaires dolomitiques en dépit de quelques couches d'argiles gréseuses.
- **Le Turonien** [456m - 531m] : Il contient des massifs calcaires sur une grande section avec un intervalle de dolomite au sommet.
- **Le Cénomaniens** [531m - 706m] : Il est constitué des intercalations des calcaires dolomitiques, argiles, anhydrite .
- **L'Albien** [706m - 816.5m] : est représenté par les grès et les argiles siliceuses en alternance. Il renferme un aquifère actif.
- **Aptien** [816.5m - 849.5m] : Il renferme du carbonate en dépit de quelques couches de dolomite et de calcaire dolomitique compacté.
- **Le Barrémien** [849.5m - 1193m] : un changement lithologique distinct des carbonates de l'Aptien aux sables et l'argile de Barremian. La formation est composée des sables avec des intercalations des argiles et des couches minces de calcaires dolomitiques .
- **Néocomien** [1193m - 1448m] : Il est composé des argiles avec des intercalations de sable et occasionnellement des couches de charbon.

Jurassique

- **Malm** [1448m - 1689m] : a été marqué par l'apparition de couches anhydrites plus épaisses et Il est constitué d'intercalations d'argiles, de silt et de sable avec de minces couches de calcaires, de calcaires dolomitiques, charbon .
- **Dogger argileux** [1689m - 1795m] : se compose principalement d'argiles et du sable avec des interlits de calcaire.
- **Lias anhydritique** [2037m - 2293m] : renferme des anhydrites, des argiles, des halites en alternance e.
- **Le Lias salifère** [2293m - 2354m] : Contient des halites, des argiles .
- **L'Horizon « B »** [2354m - 2374m] : renferme du calcaire dolomitique avec
- Des couches d'argile
- **Lias S1/S2** [2374m - 2601m] : est une section composée principalement d'anhydrite avec des interlits des sels et des argiles
- **Lias S3** [2601m - 2767m] : Le toit de cette formation est constitué principalement de sels et la partie inférieure d'argiles fréquentes.
- **Lias Argileux** [2767m - 2860m] : La formation se compose d'argile avec de minces couche d'halite.

Trias

- **Trias Salifère S4** [2860m - 2987.5m] : compose principalement de halite avec de minces couches d'argile
- **Le Trias argileux** [2987.5 - 3017m] : Contient des argiles de couleurs différentes. Dans sa base on rencontre de minces couches de silt et d'argiles siliceuses.
- **Trias carbonaté** [3017m - 3300m] : Il contient des argiles en alternance avec du sable et du dolomite.
- **Formation TAGI (Trias Argileux Gréseux Inferieur)** [3300m - 3391m]
 - **Trias TAG-I (Reservoir Sandstone)**
 - **Trias TAG-I (BMS Base Réservoir)** : Le TAG-I basal est composé d'argilites avec quelques couches de calcaire dolomitique au sommet.

I.3.3. Développement du champ Bir el Msana

I.3.3.1. Historique de découverte et les données de commercialisation

Les partenaires de joint-venture Hess (Rhourde el Rouni) Limited et Petronas Carigali Overseas déclarent que le champ de Bir El Msana (BMS) est commercialement exploitable, conformément aux termes de l'Article 15.1.1 du PSC signé le 10 novembre 2000.

Quatre puits d'exploration et d'évaluation ont été forés par Hess (Rhourde el Rouni) Limited sur le bloc 401c en coopération avec le partenaire Petronas Carigali. Trois de ces puits sont en rapport direct avec la découverte d'huile dans le champ de Bir El Msana, [3].

- **Le puits BMS-1** : a été foré, testé et abandonné le 4 juillet 2003 , la profondeur totale du puits atteignait 3509 m. Le puits a rencontré des grès porteurs d'hydrocarbures triassiques (formation TAG-I) entre 3216,5 m et 3226,5 m. Il a été calculé depuis les diagraphiques que 7,7 m du réservoir TAG-I net présentaient une porosité moyenne de 19,3% et une saturation en hydrocarbures de 70%. La saturation en hydrocarbures a été confirmée par le MDT et les diagraphies avant d'effectuer un DST.
- **Le puits BMS-2** : a été foré, testé et abandonné le 22 décembre 2004, La profondeur totale du puits atteignait 3352 m. Le puits a rencontré 14,8 m de grès porteurs d'eau triassique poreux (formation TAG-I) entre 3246,7 m et 3261,4 m, ainsi que 16,5 m de grès sous-jacents peu perméables dans le carbonate triassique entre 3179,4 m et 3195,7 m. Il a été calculé depuis les diagraphiques que 13,1 m du réservoir TAG-I net présentaient une porosité moyenne de 16,6% et une saturation en hydrocarbures minimale des saturations en eau élevées ont été confirmées par le MDT et les diagraphies avant un abandon temporaire.
- **Le puits BMSD-1** : a été foré, testé et abandonné le 2 mars 2005. La profondeur totale du puits atteignait 4193 m dans la formation Ri/Ra cambrienne. Le puits a rencontré 24,5 m des grès porteurs d'hydrocarbures dans la formation TAG-I entre [3222,5m-3246,9 m]. Il a été calculé depuis les diagraphiques que 20,9 m du réservoir TAG-I net présentaient une porosité moyenne de 16,9% et une saturation en hydrocarbures de 71,8%.

Une plage de STOIP réaliste a été calculée par modélisation géologique 3D sous Petrel à (80-140 MMstb).

Le modèle géologique de réservoir Petrel a été transféré sous Eclipse, avec des STOIP initialisés sur $18,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ (121 MMstb), afin d'évaluer le développement optimal du réservoir et d'identifier la plage prévue de réserves.

I.3.3.2. Historique de production

La production du champ BMS a commencé le 01/08/2018 avec un rythme faible pour tester les équipements et les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility). La production d'huile a atteint 12000 bbl/j en Octobre 2018. Ce plateau est maintenu pendant 4 ans.

Comme l'aquifère ne sera pas suffisamment grand pour assurer un support de pression au niveau du réservoir. Le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau utilisant l'eau produite complétée par l'eau de source de la formation barrémienne, sera donc nécessaire dès le premier jour.

I.3.3.3. Système d'exploitation du champ BMS

L'exploitation du champ consiste à produire le réservoir au moyen de 3 puits de production, qui sont des nouveaux puits à forte inclinaison. Chaque puits de production sera équipé d'une pompe immergée (ESP) comme un mécanisme de soutirage artificiel. L'ESP sera entraînée par un moteur à vitesse variable afin de contrôler la production. Elle comprend aussi trois puits injecteurs d'eau avec une injection maximale de 15000 STB par jour. Un autre puits injecteur du gaz est implanté dans l'aquifère, le gaz associé excédentaire ne pouvant être utilisé comme fuel.

Description des Puits

Sept puits ont été forés dans le cadre de développement du champ BMS tels que décrits ci- dessous.

Les puits injecteurs d'eau et gaz

- **BMS-3**: est un puits injecteur d'eau foré en Décembre 2004. La profondeur totale du puits atteignait 3367m.
- **BMS-4** : est un puits injecteur d'eau il est foré en Mars 2013. Il est implanté dans l'aquifère, il est de 3345.5m de profondeur.
- **BMS-5** : est un puits injecteur d'eau où il est foré en Octobre 2013 et il atteignait la profondeur de 3417.2m.
- **BMS-9** : est un puits injecteur du gaz. Il est foré et testé en Novembre 2013 avec une profondeur totale de 3384.3m.

Les puits producteurs

- **BMS-6** : a été foré en Juillet 2003. La profondeur du puits atteignait 3509m, avec un intervalle porteur d'hydrocarbures dans la formation TAG-I de 10.5m. C'est un puits producteur de l'huile à fort inclinaison avec un angle de 85° , sa longueur moyenne de drain est de 625m, et il est équipé d'une pompe immergée (ESP).

- **BMS-7:** est foré et testé en Mars 2005. L'intervalle porteur d'hydrocarbures épais qui est de 24.5 m. C'est un puits producteur de l'huile à une forte inclinaison, avec un angle de déviation de 89°. La longueur moyenne de drain subhorizontal est de 650m.
- **BMS-8 :** a été foré en May 2013. La profondeur du puits atteignait 3526m. C'est un puits producteur de l'huile à forte inclinaison avec un angle de 86°, et la longueur moyenne de drain est de 540m. Il est équipé par une pompe immergée (ESP).
- **BMS-10 :** un puit producteur, abandonné

I.4. Construction du modèle

Aperçu

La modélisation géologique consiste à créer un modèle structural et stratigraphique d'un réservoir en utilisant l'analyse et l'interprétation de données sismiques, de diagraphies, de carottes, de production de fluides, etc., ainsi que l'intégration des connaissances sur les structures géologiques acquises par les géoscientifiques grâce à la sédimentologie de bassin et à l'étude en affleurement de formations similaires. La caractérisation du réservoir implique la distribution cohérente et logique des différentes définitions de roches et des propriétés pétrophysiques (faciès, porosité, perméabilité, sable net, saturations, etc.) dans le modèle géologique afin d'obtenir une représentation probable du réservoir. La modélisation géologique et la caractérisation du réservoir nécessitent une connaissance et une expérience approfondies avant de pouvoir être appliquées correctement. Les outils et techniques utilisés sont nombreux, variés et complexes, ce qui explique que cette partie se présente surtout comme une introduction à ces sujets, incluent les types et les sources de données.

I.4.1. Source des données

Il existe de multiples sources de données pour la modélisation géologique et la caractérisation du réservoir, qui dépendent des différentes étapes d'exploration, d'évaluation et de développement du réservoir. Lors de l'étape d'exploration, les sources de données sont limitées à la sismique, aux réservoirs analogues et aux affleurements. Lors de l'étape d'évaluation, les sources de données s'étendent pour inclure les carottes, les diagraphies, les fluides et d'autres données souterraines acquises à partir des puits. Durant l'étape de développement, des données supplémentaires peuvent être obtenues à partir de tests de production de fluides et d'autres tests destinés à évaluer l'étendue et le potentiel de production du réservoir. Toutes ces sources de données doivent être intégrées à chaque étape pour construire et caractériser des modèles de réservoir basés sur toutes les données disponibles.

I.4.1.1. Données sismiques

Les données sismiques peuvent être utilisées dans la modélisation géologique pour la représentation des cartes structurales et stratigraphiques du réservoir, ainsi que pour identifier l'emplacement des failles. Ces données fournissent des informations précises sur la profondeur, l'épaisseur, les variations latérales et verticales, ainsi que sur la disposition des formations pétrolifères, la description des faciès.

I.4.1.2. Les données de diagraphie des puits

Les données de diagraphie sont obtenues à partir des outils insérés dans les puits. Ces outils peuvent être de différents types, ces données obtenues peuvent inclure des mesures de diverses propriétés physiques de la roche, telles que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, etc. Ces données sont ensuite corrigées, traitées et interprétées pour déterminer la structure et la stratigraphie du réservoir.

I.4.1.3. Analyse des carottes (Core Data)

Pendant le processus de forage de chaque puits, plusieurs échantillons de carottes sont prélevés pour être analysés et identifier les différents indices in situ. Ces analyses sont réalisées en laboratoire et permettent d'identifier la stratigraphie de la roche réservoir, de calculer les

paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité et la saturation en eau, ainsi que les perméabilités relatives et la pression capillaire. Les paramètres géomécaniques de la roche réservoir, tels que le module de Young, le module de cisaillement, le module de compressibilité, le coefficient de Poisson, la constante de LAME, etc., sont également identifiés, ainsi que les paramètres géochimiques de la roche réservoir. L'intégration et l'utilisation de ces données sont indispensables pour la modélisation géologique du réservoir.

I.4.1.4. Les données de Pression de formation et propriétés de fluide

Les pressions de formation et les échantillons de fluide sont obtenus à partir du réservoir à l'aide d'outils de test de formation filaire (WFT). Les pressions de formation peuvent être utilisées dans des graphes pression-profondeur pour déterminer les contacts de fluides, identifier l'existence d'hétérogénéités ou des barrières dans le réservoir, Nombre des couches réservoirs. Ces données peuvent compléter d'autres données dans la modélisation géologique du réservoir. Les propriétés du fluide, telles que la pression de bulle, le facteur de volume de formation, le rapport gaz-huile en solution, la viscosité de l'huile, la gravité de l'huile, etc. peuvent être mesurées à partir des échantillons de fluide.

I.4.1.5. Les tests du puit

Les tests de puits offrent des données approfondies sur les caractéristiques du réservoir, qui reflètent à la fois des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites du réservoir et la localisation des barrières, ainsi que des grandeurs dynamiques comme la pression de gisement, la perméabilité et l'indice de productivité. Ces informations sont essentielles pour évaluer l'efficacité des opérations de forage et de production.

I.4.1.6. Données de performance du réservoir

Les données de performance du réservoir (englobent l'historique de production et d'injection, le taux de production des puits, la pression du réservoir, ainsi que les pressions de fond des puits) permettent de vérifier si une faille supposée étanche dans le modèle géologique remplit effectivement ce rôle. Si les données de performance indiquent que la faille n'est pas étanche, il est alors nécessaire de modifier le modèle géologique.

I.4.1.7. Echelle (SCALE) et l'intégration des données

Les données pétrophysiques utilisées dans la caractérisation des réservoirs sont mesurés à différentes échelles. Par exemple, les données pétrophysiques mesurées sur des échantillons de carottes sont à une échelle différente de celles obtenues à partir des enregistrements de puits.

L'objectif de (SCALE) est de convertir des données de différentes échelles en une seule échelle de référence [4], avant d'intégrer les paramètres dans le modèle de réservoir. Une illustration du traitement des données pour différentes échelles est présentée dans la figure ci-dessous.

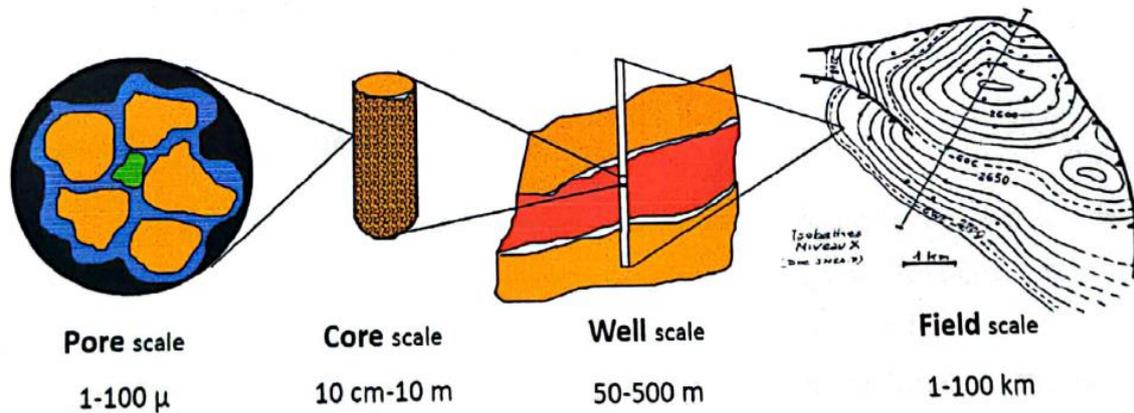


Figure I-5 l'échelle des différents données pétrophysiques

I.4.2. Procédure générale de la modélisation géologique

Cette section présente une procédure générale pour la modélisation géologique et la caractérisation de réservoir. Cette procédure est conçue comme un guide pour élaborer des flux de travail adaptés à chaque réservoir, car la quantité, la qualité et le type de données disponibles peuvent varier. La procédure générale recommandée comprend les étapes suivantes :

- Interprétation des données sismique (2D & 3D).
- Concept du modèle cellulaire.
- Généralisation des surfaces ou des horizons géologiques.
- Intégration du modèle des failles.
- Modélisation structurelle.
- Modélisation stratigraphique.
- Interprétation et corrélation des données diagraphies.
- Modélisation des propriétés du réservoir.
- Analyse d'incertitude.
- Upscaling du modèle géologique au modèle réservoir.

I.4.2.1. Modélisation structurelle

En modélisation structurelle, on représente tous les événements structuraux (plis, failles, anticlinaux, synclinaux, etc.) qui ont été identifiés à partir de différentes sources de données mentionnées précédemment sur un modèle virtuel (squelette). On prend en compte la chronologie géologique des événements et la tectonique de la zone étudiée.

I.4.2.2. Modélisation stratigraphique

La stratigraphie est une discipline qui permet d'organiser les formations géologiques dans l'espace et dans le temps. Cette étude revêt une importance particulière dans la recherche pétrolière, car elle permet de prédire la position des formations en profondeur à partir de données ponctuelles et dispersées.

La lithologie est obtenue par l'analyse des déblais et des carottes, tandis que la datation est réalisée grâce aux fossiles recueillis ou par comparaison avec des coupes de surface.

Pour étudier l'ensemble d'un bassin sédimentaire, il est nécessaire d'établir des corrélations litho-stratigraphiques entre les terrains observés en différents points géographiques pour déterminer l'extension d'une formation ou d'un faciès.

I.4.2.3. Interprétation et corrélation des données diagraphies :

Les données diagraphiques de puits sont traitées avec des modèles pétrophysiques pour générer les propriétés de la roche telles que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, l'épaisseur de la formation, etc., avant d'être chargées dans le modèle géologique.

L'interprétation des diagraphies permet de reconnaître les zones de réservoir et d'éliminer les formations d'argile et les formations compactes. L'analyse des logs de résistivité permet de détecter les contacts entre les fluides (huile, eau, gaz) et d'estimer leur saturation. De même, l'analyse des logs neutron-porosité permet d'identifier la lithologie de la formation, d'estimer la porosité de la formation et de déterminer le contact huile-gaz.

Les corrélations des toits de formation permettent d'identifier les faciès existants entre les puits et d'étudier la continuité des faciès avec l'identification des failles.

I.4.2.4. Modélisation des propriétés du réservoir :

Il existe diverses techniques de modélisation des propriétés du réservoir, allant de méthodes simples telles que l'assignation directe des propriétés aux blocs de la grille dans le modèle géologique, à des approches plus avancées basées sur la géostatistique. Ces techniques peuvent être divisées en deux étapes principales : le maillage du modèle et l'utilisation de méthodes géostatistiques. [5].

I.4.2.1. Maillage du modèle

L'objectif de la modélisation de grille est de créer un système qui représente avec précision les caractéristiques et les propriétés géologiques du réservoir. Le système de grille doit également être optimisé pour assurer des simulations précises et efficaces de l'écoulement des fluides. Le choix de la méthode de gridding et de la taille des cellules peut avoir un impact significatif sur l'exactitude des résultats de simulation et les ressources informatiques requises pour effectuer la simulation. Les facteurs clés à prendre en compte lors de la conception d'un système de grille pour un modèle géologique sont : la résolution des données géologiques et pétrophysiques, la taille du modèle statique, les conditions aux limites du modèle de réservoir et le potentiel du réservoir.

Taille du modèle statique

La taille du modèle géologique statique est déterminée par la qualité des détails requis pour la simulation du réservoir et les données disponibles. Une taille de modèle plus importante signifie généralement un niveau de détail plus élevé, ce qui peut entraîner des prévisions plus précises du comportement du réservoir. Cependant, une taille de modèle plus importante nécessite également davantage de ressources informatiques et peut augmenter la complexité du processus de simulation. Par conséquent, la taille du modèle géologique statique doit être

optimisée en fonction des objectifs du projet, des données disponibles et des ressources informatiques.

Conditions aux limites du modèle réservoir

Dans la plupart des cas, les modèles géologiques sont convertis en modèles dynamiques pour la simulation des processus de réservoir. Cela doit être pris en compte dans la conception d'un système de grille pour le modèle géologique. Le message clé est que si l'objectif est d'obtenir un modèle dynamique de réservoir avec quelques milliers de blocs de grille, il est suffisant de construire un modèle géologique qui est au plus cinq fois la taille attendue du modèle de dynamique. Parce que l'upscaling excessive entraînera une perte des caractéristiques géologiques

Objectifs de l'utilisation du modèle

Les modèles de simulation de réservoir sont généralement conçus pour atteindre des objectifs spécifiques par exemple (l'effet des propriétés de la roche et des fluides de formation sur la récupération et l'impact des failles sur la performance du réservoir). Comme les modèles de réservoir sont construits à partir de modèles géologiques, il est important de considérer les potentiels usages du modèle de réservoir lors de la conception du système de grille pour les modèles géologiques.

I.4.2.2. Méthodes géostatistiques

La géostatistique est une branche de la statistique qui se concentre sur la distribution des propriétés du milieu physique à travers l'analyse des données spatiales. Elle permet de traiter des propriétés qui peuvent varier de manière continue ou discontinue dans l'espace géographique, en un point ou sur une petite surface, en utilisant des méthodes statistiques appropriées.

Analyse spatiale avec les variogrammes

De nombreuses méthodes géostatistiques sont basées sur des variogramme. Le variogramme est un outil géostatistique largement utilisé pour l'interpolation spatiale des variables telles que les faciès, la porosité, la perméabilité et toutes les autres propriétés pétrophysiques et géologiques. La fonction de semi-variogramme peut être définie comme la moitié de l'écart quadratique de deux variables aléatoires séparées par une distance. Elle est représentée mathématiquement comme suit [6]:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(x_i) - z(x_i + h)]^2$$

- $\gamma(\mathbf{h})$ = Le semi-variogramme à la distance de décalage, h .
- $N(\mathbf{h})$ = est le nombre de paires d'échantillons à une distance de décalage, h .
- $\mathbf{z}(\mathbf{x}_i)$ et $\mathbf{z}(\mathbf{x}_i + \mathbf{h})$ sont les valeurs d'échantillonnage à des endroits \mathbf{x}_i , et $\mathbf{x}_i + \mathbf{h}$ respectivement.

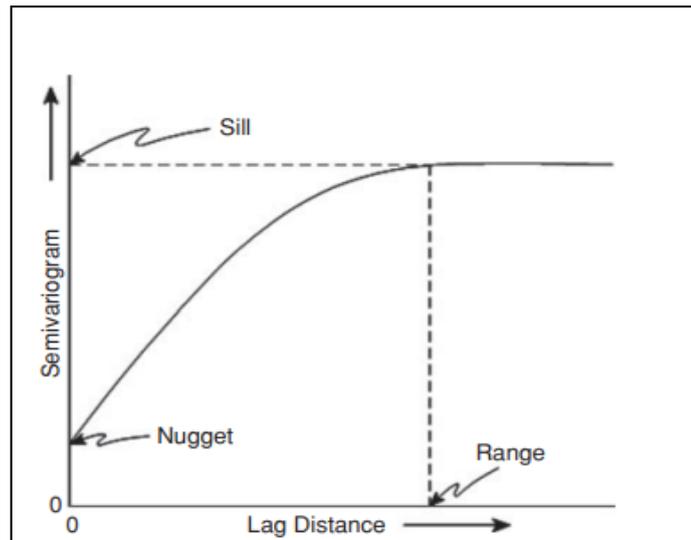


Figure I-6 les caractéristiques d'un semi-variogramme.

Le diagramme suivant montre toutes les caractéristiques d'un semi-variogramme simple,

Les caractéristiques d'un variogramme indiquées dans la figure (Figure II 2) sont le seuil, le range et la pépité.

- **Le seuil** : est le point où la variabilité entre les paires des échantillons devient plate, mathématiquement le seuil est égal à la variance des données des échantillons.
- **Le range** : est la distance à laquelle le seuil est atteint.
- **La pépité** : est le point où le variogramme coupe l'axe des ordonnées au-dessus de l'origine.

L'effet de pépité est causé par (les microstructures géologiques, les erreurs de mesure). Sa présence dans le variogramme a un impact significatif sur la distribution des propriétés.

Lorsque le variogramme expérimental montre une relation spatiale dans une seule direction, il est appelé variogramme omnidirectionnel ou isotrope. Dans d'autres cas, lorsque les variogrammes expérimentaux définissent des relations spatiales dans des directions différentes, ils sont appelés variogrammes directionnels ou anisotropes.

Il y a deux types de variogramme anisotrope : l'anisotropie géométrique et l'anisotropie zonale.

Anisotropie géométrique : est observé lorsque les variogrammes dans les différentes directions ont le même seuil avec des différents ranges, comme indiqué la figure ii-4 . Ce type d'anisotropie est généralement observé lorsqu'on fait une analyse des données surfaciques dans des directions différentes.

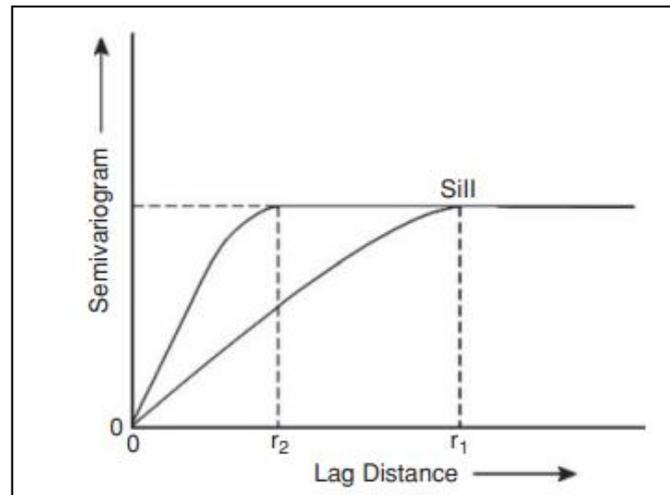


Figure I-7 variogramme anisotropie géométrique.

Anisotropie zonale : est observée lorsque les variogrammes dans des directions différentes ont des différents seuils et des différents ranges comme montre la figure ii-5 . Ce type de variogramme anisotropie est présent quand on fait une comparaison des variogrammes verticaux par rapport aux variogrammes horizontaux dans les directions de surface [26].

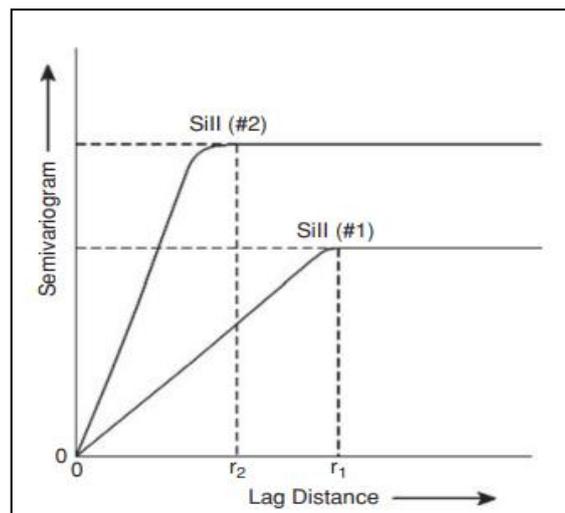


Figure I-8 variogramme anisotropie zonal .

Modèle de variogramme

Il existe plusieurs types de modèles de variogramme, chacun ayant sa propre formule mathématique et ses paramètres qui décrivent la structure d'interpolation d'une variable dans un domaine spatial donné. Le choix du modèle et de ses paramètres est généralement déterminé par l'ajustement du variogramme, qui consiste à comparer le variogramme expérimental au variogramme théorique généré par le modèle. Voici quelques modèles de variogramme couramment utilisés :

Modèle de transition

- 1. Modèle sphérique :** Le modèle sphérique suppose que la corrélation spatiale diminue rapidement avec la distance et finit par se stabiliser à une certaine distance appelée portée. La formule mathématique pour le modèle sphérique est donnée par :

$$\gamma(h) = \begin{cases} \frac{3}{2} - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{r} \right) & \text{si } h \leq r \\ \text{sill} = 1 & \text{si } h \geq r \end{cases} \quad (\text{I.01})$$

- 2. Modèle exponentiel :** Le modèle exponentiel suppose que la corrélation spatiale diminue exponentiellement avec la distance. La formule mathématique pour le modèle exponentiel est donnée par :

$$\gamma(h) = 1 - \exp\left(-\frac{3h}{r}\right) \quad (\text{I.02})$$

- 3. Modèle gaussien :** Le modèle gaussien suppose que la corrélation spatiale suit une distribution normale avec la distance. La formule mathématique pour le modèle gaussien est donnée par :

$$\gamma(h) = 1 - \exp\left(-\frac{3h^2}{r^2}\right) \quad (\text{I.03})$$

avec :

h : La distance de décalage .

r : Le range .

la Figure I-9 montre les différentes formes de variogramme :

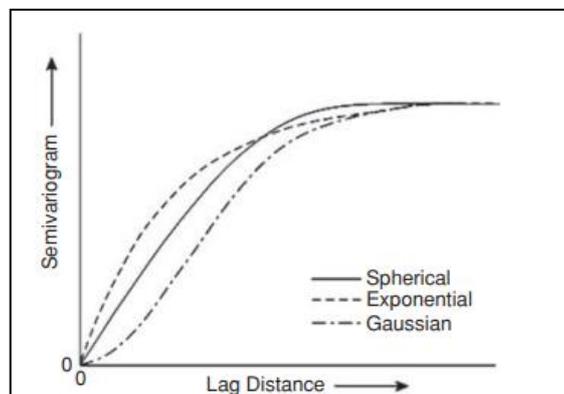


Figure I-10 les différentes formes de variogramme .

Modèles Non-Transition

- 1. Modèle de loi de puissance :** Le modèle de loi de puissance suppose que la corrélation spatiale suit une fonction de loi de puissance de la distance. La formule mathématique pour le modèle de loi de puissance est donnée par :

$$\gamma(h) = h^\theta \quad (\text{I.04})$$

Modélisation des variogrammes expérimentaux

La modélisation des variogrammes expérimentaux est un exercice d'ajustement de courbe qui comprennent plusieurs paramètres, à savoir le seuil, le range, et la pépite. Voici une figure d'un variogramme expérimental.

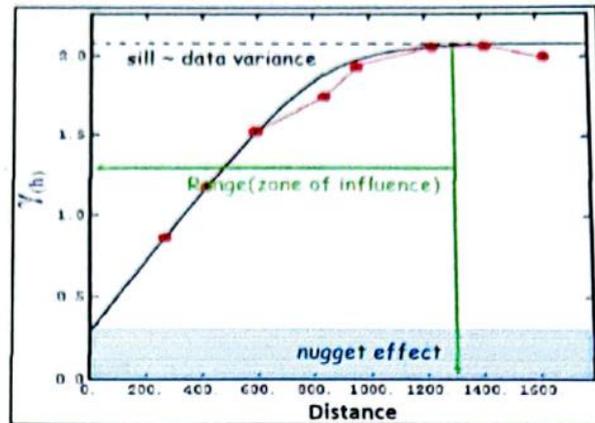


Figure I-11 variogramme expérimentale.

Estimations Géostatistiques et Méthodes de simulation conditionnelles

Nombreuses techniques d'estimation géostatistiques et de simulation conditionnelles peuvent être utilisées pour identifier les zones non échantillonnées. Le développement des méthodes d'estimation et de simulation conditionnelle implique d'utiliser des équations mathématiques et statistiques très complexes, en outre, l'application de ces méthodes pour analyser les données réelles nécessite des connaissances approfondies de la géostatistique. On peut distinguer deux processus primordiaux dans la caractérisation des propriétés réservoir :

- L'estimation géostatistique (les méthodes de Krigeage).
- La simulation conditionnelle.

a. Méthodes de krigeage : C'est un processus d'interpolation basé sur les variogrammes, il est utilisé pour estimer l'anisotropie des propriétés géologiques sous-jacentes. Le krigeage est le processus d'estimation le plus appliqué dans la caractérisation du réservoir pour déterminer les caractéristiques des endroits non échantillonnés.

Les méthodes de krigeage les plus utilisés dans la caractérisation des réservoirs sont :

- Le krigeage simple (moyenne constante sur le domaine).
- Le krigeage ordinaire (moyenne constante dans un voisinage).
- Le krigeage avec son dérivé externe.
- Co-krigeage (les valeurs dépendent d'une autre propriété Y).
- Co-krigeage Collocated (valeurs dépendent d'une autre propriété Y, connue en plus de points).
- L'indicateur de Krigeage.

Voici quelque model sur la génération des cartes de iso-porosité et iso-saturation d'huile avec krigeage.

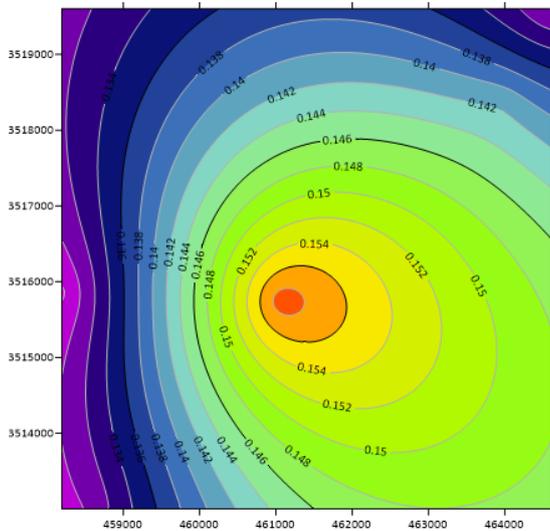


Figure I-13 Carte de la distribution des iso-porosité (Top-reservoir)

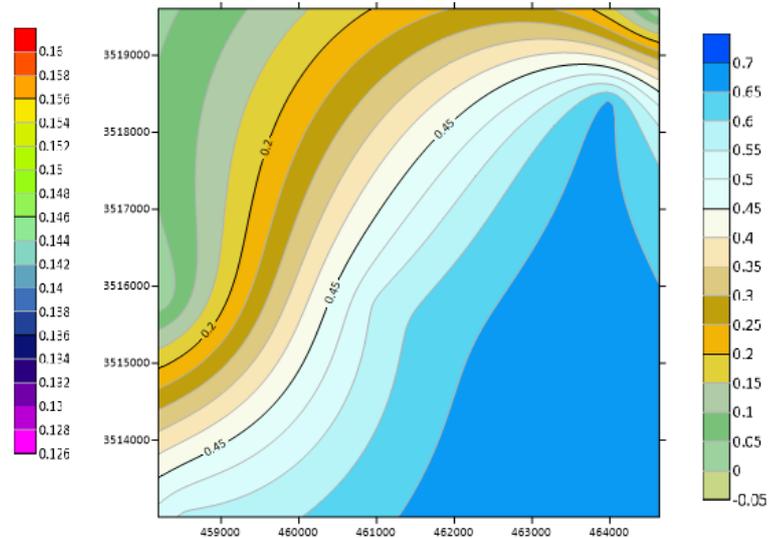


Figure I-12 carte la distribution des iso-saturation

b. Méthodes de simulation conditionnelles

Les méthodes de simulation conditionnelles sont des processus stochastiques de construction de modèles équiprobables basant sur la distribution spatiale des attributs. Les attributs simulés peuvent être continue ou discret. Leur approche stochastique permet de calculer de nombreuses solutions également probables, qui peuvent être post-traitées de quantifier et d'évaluer les incertitudes.

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 les plus couramment utilisées dans la caractérisation du réservoir sont [6]:

- La Simulation gaussienne séquentielle (SGS) simule des variables continues, comme les propriétés pétro-physiques.
- L'indicateur de la Simulation Séquentielle (SIS) simule des variables discrètes, en utilisant la méthodologie SGS pour créer des grilles de zéros et d'uns.
- La modélisation d'objet orientée consiste à générer la distribution spatiale des corps sédimentaires (les canaux, les crevasses, les récifs, etc.) dont les paramètres (orientation, sinuosité, longueur, largeur, etc.) qui peuvent être déduites à partir du modèle de dépôt supposé (les données sismiques, les affleurements, et même les interprétations des essais de puits).

Après cette description sur les différentes étapes de la construction du modèle statique ou géologique. On va parler un peu sur notre modèle statique du champ bir el mesna.

I.5. Vue générale du modèle statique

I.5.1. Modèle des litho faciès :

Le modèle de litho-faciès est un outil géologique qui décrit et classe les différentes roches et sédiments. Il est utilisé pour caractériser les réservoirs pétroliers et gaziers, permettant ainsi d'estimer les propriétés telles que la perméabilité et la porosité

Après avoir effectué la caractérisation, il a été déterminé qu'il y avait quatre types de roches distincts :

- Shales : Caractérisant les bands d'argile.
- Shaly Sandstones : Caractérisant les grès de moyenne qualité .
- Sandstones: Caractérisant les grès des qui composent la majorité de réservoir.
- Clean Sandstones : Caractérisant les grès de très bonne qualité qui constitue une fraction mineure du réservoir.
- Organic Rich shales : Caractérisant les bands d'argile riche en matière organique.

La distribution des Faciès dans les différentes strates du gisement est représentée dans le tableau :

Table I-1 Distribution des faciès au niveau de réservoir

Code	Name	%	N	Min	Mean	Max	Std
0	Shales	14.14	83416	0.1	2.0	17.6	1.431
1	Shaly Sandstones	27.72	163563	0.1	2.0	16.8	1.55
2	Sandstones	45.78	270136	0.1	2.8	23.2	2.314
3	Clean Sandstones	11.05	65217	0.1	1.6	17.3	1.108
4	Organic Rich shales	1.32	7804	0.1	1.0	5,4	0.5924

Le modèle en 3D des Faciès est représenté dans la figure suivante :

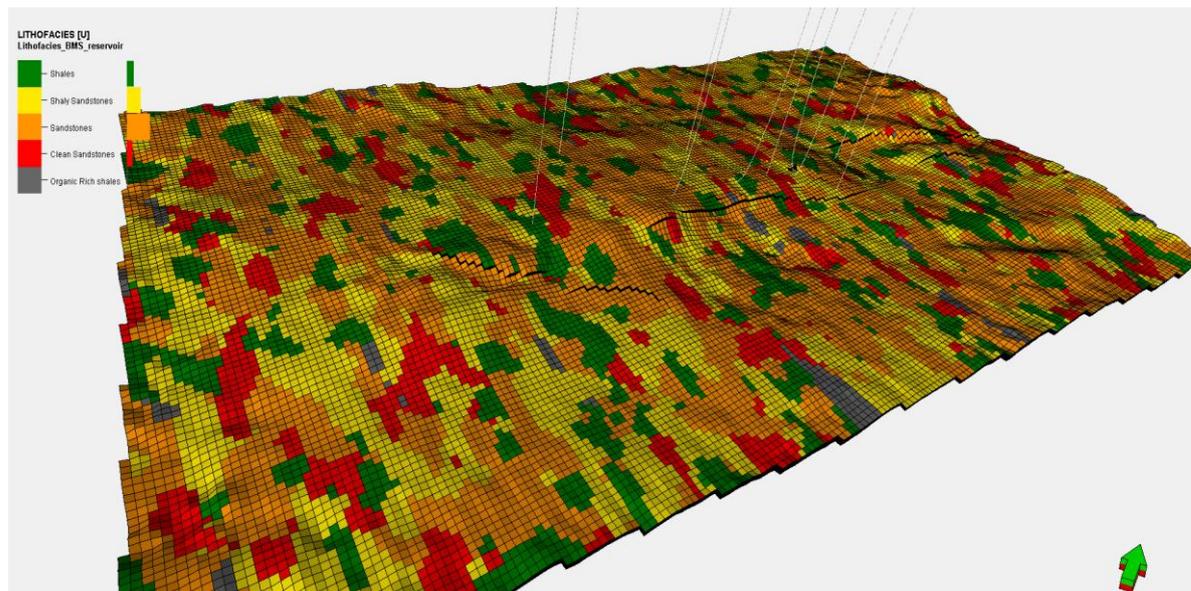


Figure I-14 Modèle des faciès au niveau de la phase réservoir TAGI

I.5.2. Modèle de porosité :

Pour créer un modèle de porosité en 3D, les logs de porosité ont été traités en utilisant un processus d'upscaling au niveau des puits. Ce processus implique la moyenne des valeurs du log de porosité dans une même cellule, produisant ainsi une seule valeur de porosité pour cette cellule. À partir de ce log résultant, la porosité de chaque zone lithologique a été modélisée séparément en utilisant l'algorithme distribution gaussienne séquentielle, sans orientation préférée du variogramme, intégré dans Petrel. Le résultat final est un modèle de porosité en 3D.

Le modèle en 3D de porosité est représenté dans la Figure II 13 suivante :

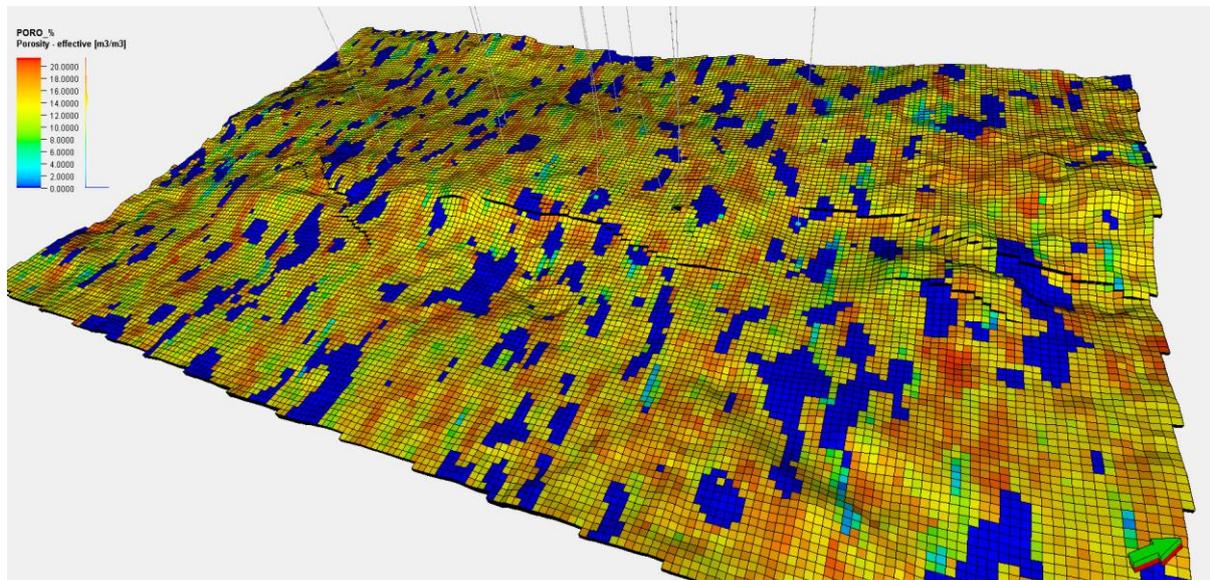


Figure I-15 Modèle de porosité au niveau de la phase réservoir TAGI

I.5.3. Modèle de perméabilité :

Les valeurs de perméabilité dimensionnées sont réparties dans l'ensemble du modèle géologique du champ au moyen de la distribution gaussienne séquentielle, sans corrélation avec la porosité (par Co krigeage) de sorte que les cellules à porosité élevée soient de préférence affectées à une perméabilité élevée, grâce à cette méthode, il a été possible de construire un modèle en 3D de la perméabilité du réservoir représenté dans la figure suivante

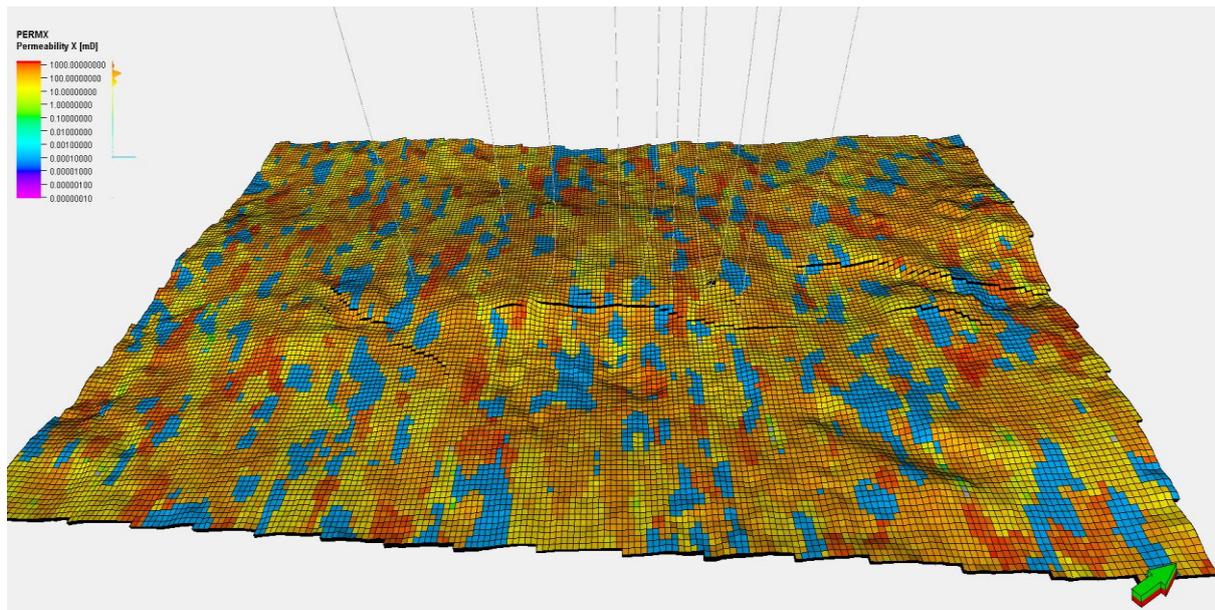


Figure I-16 Modèle de perméabilité au niveau de la phase réservoir TAGI

I.5.4. Modèle de saturation et contact huile-eau :

le modèle a été utilisé pour modéliser le niveau de contact entre l'huile et l'eau, dans notre cas on a deux profondeurs de COW correspond aux données de pression MDT observées situé à deux profondeurs différentes de $z1 = -3041.5$ mètres et $z2 = -3043.5$ mètres dans la partie suivante en vas choisir l'un des contacts qui représente le comportement réel de notre réservoir . Ces informations ont été intégrée au modèle de saturation, illustré dans la figure suivante

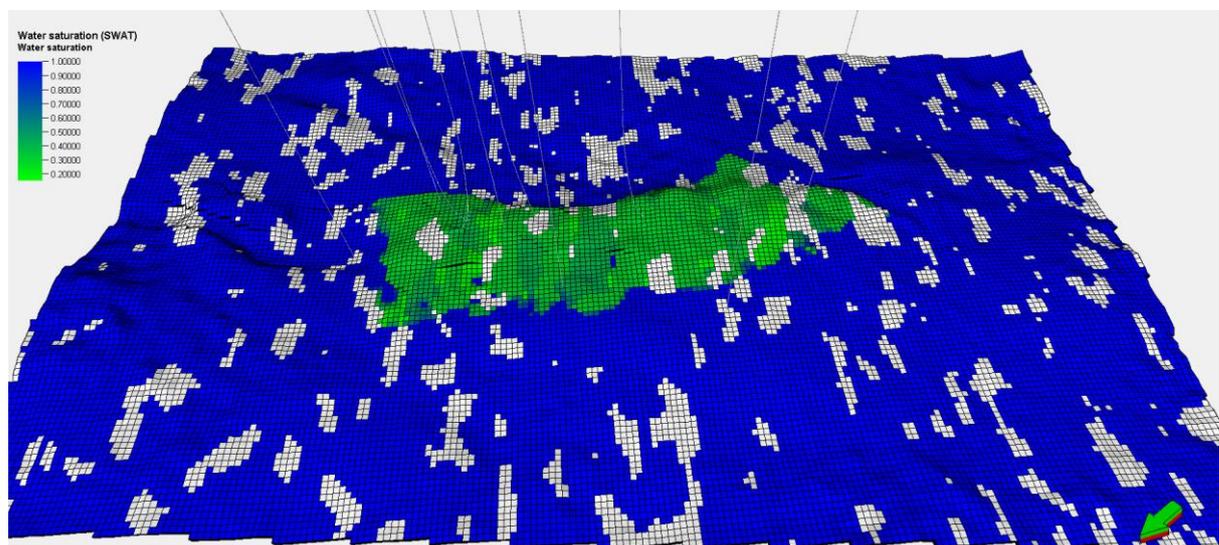


Figure I-17 Modèle de saturation en eau au niveau de la phase réservoir TAGI

I.6. Conclusion

La construction du modèle géologique est une étape essentielle pour créer un outil de prise de décision et de prédiction du comportement futur de notre réservoir. Pour la construction de cet outil, il faut intégrer différentes données (PVT, SCAL, l'initialisation du modèle et l'historique de production) dans le modèle géologique. Pour cette raison, le chapitre suivant portera sur la discussion des paramètres PVT.

II. CHAPITRE 02

étude PVT

II.1. Introduction

En effet, l'étude PVT est importante lors de la découverte d'un champ d'hydrocarbures car elle permet d'obtenir des informations précises sur la nature des fluides produits, notamment leur composition et leurs propriétés thermodynamiques. Cette étude est réalisée en prélevant un échantillon représentatif du fluide de gisement et en l'analysant au laboratoire.

Les informations obtenues dans une étude PVT sont essentielles pour différentes études de réservoir, telles que :

- Le calcul des réserves.
- L'évaluation d'un modèle de bilan matière.
- Ainsi que la réalisation d'un modèle dynamique du réservoir.
- Sélectionner les équipements de production appropriés.
- Minimiser les pertes de production et de réduire les risques de formation d'hydrates et de dépôts de paraffine.

En comprenant les propriétés des fluides, les ingénieurs peuvent modéliser le comportement des fluides dans le réservoir et concevoir des stratégies de production efficaces pour maximiser la récupération d'hydrocarbures.

II.2. L'échantillonnage et données de tests :

Pour déterminer les propriétés physiques et chimiques du fluide de réservoir, un échantillonnage de production doit être effectué pour prélever un échantillon représentatif du fluide qui imprègne la formation et de l'analyser en laboratoire.

Il existe deux modes d'échantillonnage pour prélever des effluents de fluide de réservoir :

L'échantillonnage en surface est réalisé à la tête du puits, où le fluide de réservoir est collecté à l'aide de bouteilles de prélèvement spéciales. Cette méthode est généralement utilisée lorsque le puits est équipé d'un système de production qui permet de collecter le fluide en surface.

L'échantillonnage au fond est effectué directement dans le réservoir à l'aide d'outils de prélèvement spéciaux appelés sondes de prélèvement. Cette méthode est souvent utilisée lorsque le système de production ne permet pas de collecter le fluide en surface ou lorsque l'on souhaite prélever des échantillons à différentes profondeurs dans le réservoir.

II.3. Les tests PVT :

L'échantillon prélevé doit être préservé et transporté pour faire des différents tests comme :

II.3.1. Test de Séparateur

Le fluide de l'échantillon a été introduit dans le système PVT et chauffé jusqu'à la température du réservoir, le volume à la pression de saturation a été déterminé en utilisant une relation pression-volume, avant que le fluide ne soit stabilisé aux premières conditions de séparation spécifiées. La phase de gaz supérieure a été autorisée à atteindre l'équilibre avant d'être complètement déplacée et collectée pour une analyse de composition. Cette procédure a ensuite été répétée sur la phase liquide restante à chacune des conditions spécifiées par le client. À l'étape finale, à 14,7 psia et 60°F, le liquide restant a été retiré pour une analyse de composition [7].

II.4. Les caractéristiques de fluides de formation TAGI dans BMS

Les caractéristiques principales des fluides dans les conditions d'équilibre de pression et de température, ainsi que les résultats des expériences, sont définis de la manière suivante :

L'huile :

- Pression de saturation : 825 psia
- Facteur volumétrique de formation : 1.16 vol/vol
- Cumulative Solution GOR: 185 scf/stb
- Viscosité : 1.08 cP
- Densité : 0.798 g/cm³
- Pression de réservoir 5092 psia
- Température de réservoir 183 °F

Le gaz :

- La densité en 14.7 psia et 60°F : 1.514
- La viscosité en 14.7 psia et 60°F : 0.0116 cP

L'eau :

- pH @ 20°C: 7.5
- Specific Gravity @ 20°C: 1.0025 g/cm³
- La présence des solides suspendue

La composition détaillée du fluide de réservoir est présentée dans ce tableau :

Table II-1 Composition global détaillé de fluide de réservoir

Composant	Fraction massique wt%	Fraction molaire mol%	Pseudo composants	Fraction massique wt%	Fraction molaire mol%	Masse volumique g/cc ³	Masse molaire g/mol
N2	0.323	1.883					
CO2	0.021	0.078					
C1	0.911	9.273					
C2	0.494	2.683					
C3	1.691	6.257					
C4	2.413	6.776					
C5	2.567	5.808					
C6	2.634	5.008					
C7	4.078	6.662	C7+	89.044	62.439	0.844	233
C8	5.132	7.373					
C9	3.604	4.586					
C10	4.141	4.75					
C11	3.591	3.749					
C12	3.329	3.19	C12+	68.4	35.114	0.877	318
C13	3.51	3.107					
C14	3.222	2.651					
C15	3.121	2.398					
C16	2.813	2.027					
C17	3.313	2.248					
C18	2.827	1.813					

C19	2.267	1.378					
C20	2.324	1.343	C20+	43.998	16.302	0.908	441
C21	2.182	1.201					
C22	2.074	1.09					
C23	1.95	0.98					
C24	1.802	0.868					
C25	1.689	0.782					
C26	1.631	0.726					
C27	1.56	0.669					
C28	1.501	0.62					
C29	1.459	0.582					
C30+	25.8261	7.441	C30+	25.826	7.441	0.929	567

II.5. Le modèle black oil

Le modèle Black Oil utilisé en simulation de réservoir pour représenter le comportement des fluides pétroliers. Il est appelé "Black Oil" en référence à la distinction simplifiée entre le pétrole noir (liquide), le gaz associé et l'eau.

Le modèle Black Oil repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices pour représenter le comportement des fluides dans le réservoir. Voici quelques caractéristiques clés du modèle Black Oil :

1. Composantes du fluide : Le modèle considère trois composantes principales : le pétrole, le gaz et l'eau. Chaque composante est traitée comme un fluide distinct avec ses propriétés spécifiques.
2. Comportement des fluides : Le modèle suppose que le pétrole et le gaz sont en équilibre thermodynamique et que leurs comportements peuvent être décrits par les lois des fluides compressibles. L'eau est généralement considérée comme incompressible.
3. Propriétés des fluides : Le modèle tient compte des propriétés physiques et thermodynamiques des fluides tels que la viscosité, la densité, l'enthalpie, la compressibilité, etc. Ces propriétés sont généralement caractérisées en fonction de la pression et de la température.

II.6. Le model compositionnel de fluide

Modèle de fluide compositionnel est un modèle pour prédire le comportement des fluides dans un réservoir de pétrole ou de gaz. Dans ce modèle, les fluides dans le réservoir sont divisés en composants séparés, tels que le méthane, l'éthane, le propane, etc. Chaque composant est ensuite décrit par ses propriétés physiques et chimiques, telles que la densité, la viscosité, la solubilité et la masse moléculaire.

Le modèle de fluide compositionnel prend en compte les interactions entre différents composants des fluides de réservoir, telles que le comportement de phase, la miscibilité et les tensions interfaciales. Cela en fait un modèle plus précis et détaillé que les modèles plus simples, tels que les modèles de fluides Black Oil ou Single Phase.

Ce modèle de fluide est particulièrement utile pour simuler des réservoirs ayant des compositions de fluides complexes comme (les réservoirs de condensat ou l'huile très volatile)

et pour prédire le comportement des fluides pendant les processus de récupération assistée du pétrole EOR, tels que l'injection de gaz miscible et le balayage d'eau ou le WAG (water alternating gas).

Cela signifie qu'il nécessite une grande quantité de temps de calcul pour résoudre les équations qui décrivent le comportement des fluides dans le réservoir. En conséquence, les simulations de réservoir basées sur ce modèle peuvent nécessiter des heures ou des jours de temps de CPU pour être exécutées.

II.7. L'équation d'état de Peng-Robinson

(PR EOS) est un modèle thermodynamique largement utilisé en génie de réservoir pour estimer le comportement des fluides, en particulier des mélanges d'hydrocarbures, dans des conditions de réservoir. Elle est une extension de l'équation d'état plus simple de Van der Waals et offre une meilleure précision pour une large gamme d'applications.

La PR EOS s'exprime comme suit :

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)} \quad (\text{II.01})$$

- P est la pression du fluide
- V est le volume molaire du fluide
- R est la constante des gaz
- T est la température
- a et b sont des constantes spécifiques à la substance
- Le paramètre attractif α est une fonction de la température réduite $T_r=T/T_c$, où T est la température absolue et T_c est la température critique du gaz. Le paramètre α dépend aussi du facteur acentrique ω du gaz, qui mesure le degré de non-sphéricité des molécules. La relation entre α , T_r et ω est donnée par :

$$\alpha = [1 + (0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2)(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (\text{II.02})$$

Cette relation a été proposée par Peng et Robinson pour améliorer les prédictions du comportement de phase du modèle [8].

II.8. Regroupement de composants pour les calculs EOS (Lumping)

La modélisation compositionnelle basée sur l'EOS, qui est utilisée pour simuler les réservoirs, les lignes de production, les compresseurs et les processus de surface. Certains de ces modèles nécessitent une grande quantité de temps CPU (heures ou jours), principalement les modèles de réservoir et les modèles de ligne de débit transitoire. Les systèmes de collecte de plusieurs puits peuvent également nécessiter une quantité substantielle de temps CPU, en particulier s'ils sont connectés en amont à un modèle de simulation de réservoir.

Lee et al. (1982) suggèrent que les fractions C7+ peuvent être regroupées en deux pseudo-composants en fonction d'un facteur de caractérisation déterminé en faisant la moyenne des tangentes des propriétés des fractions, le poids moléculaire, la gravité spécifique et le facteur Jacoby tracé en fonction du point d'ébullition. **Whitson** (1983) suggère une méthode pour estimer le nombre de fractions C7+ et comment elles devraient être regroupées.

Coats (1985) donne une discussion approfondie sur le regroupement des fractions C7+ pour modéliser le processus de vaporisation dans le recyclage du gaz condensat et, plus généralement, il donne un ensemble de critères fondamentaux et de méthodes pour calculer les paramètres de viscosité EOS et LBC des pseudo-composants regroupés. La méthodologie de regroupement de Coats est générale et permet un "regroupement partiel" des composants d'origine en plusieurs pseudo-composants. Coats donne un exemple quantitatif de regroupement - choix des composants à regrouper, le nombre de pseudo-composants utilisés, et l'impact sur la qualité du modèle PVT et la modélisation de simulation de réservoir d'un processus de recyclage de gaz.

Li, Nghiem et Siu (1984) suggèrent une méthode pour regrouper les composants d'une description de fluide d'origine qui utilise les valeurs K d'un flash à la température du réservoir et à la pression de fonctionnement "moyenne" du réservoir. Le mélange d'origine est divisé arbitrairement en "composants légers" (H₂S, N₂, CO₂ et C1 à C6) et "composants lourds" (C7+). Différents critères sont utilisés pour déterminer le nombre de pseudo-composants légers et lourds. Li, et al. suggèrent également l'utilisation de diagrammes de phase et de simulation compositionnelle pour vérifier la description de fluide regroupé.

Schlijper (1986) traite du problème de récupération d'informations compositionnelles détaillées à partir de composants pseudoisés (regroupés). **Behrens et Sandler** (1986) proposent une méthode de regroupement pour les fractions C7+ basée sur l'application de la méthode de quadrature gaussienne utilisée en thermodynamique continue. Bien qu'une simple distribution exponentielle soit utilisée avec seulement deux points de quadrature (c'est-à-dire que les fractions C7+ sont regroupées en deux pseudo-composants), **Whitson et al.** (1989), la méthode étant générale et applicable à tout modèle de distribution molaire et à tout nombre de groupes C7+. D'autres méthodes de pseudoisation ont également été proposées par **Montel et Gouel** (1984), **Newley et Merrill** (1991), **Danesh, Xu et Todd** (1992), **Hustad et Dalen** (1993) et **Liu** (2001). **Joergensen et Stenby** (1995) ont étudié douze méthodes de regroupement et ont constaté qu'aucune de ces méthodes ne donne des résultats de manière cohérente [9].

Le modèle EOS doit fournir des prévisions précises du comportement des phases et du volume des mélanges pertinents circulant dans un système donné en cours de modélisation. Les propriétés de la densité, de la viscosité, de la répartition des volumes de phase et des compositions de phase sont utilisées dans les calculs du modèle. En fonction de la plage de l'espace p-T-z, le modèle EOS requis peut contenir différents nombres de composants - par exemple, dix 10 pour la simulation de réservoir, six 06 pour l'assurance d'écoulement et 22 pour la modélisation de processus. Il est recommandé d'avoir un seul modèle EOS détaillé qui décrit toutes les données PVT sur toute la plage de p-T-z pour l'ensemble du système pétrolier. Le modèle EOSxx détaillé peut comporter de 20 à 40 composants, en fonction du logiciel utilisé et des pratiques de l'entreprise dans la construction de modèles EOS.

Pour obtenir un modèle EOSx pseudoisé spécifique à la simulation de réservoir (généralement au minimum 10 composants), les conditions p-T-z pertinentes doivent être bien définies. Le choix des composants regroupés utilisés dans un EOS pseudoisé dépend du processus, c'est-à-dire de la plage de pression, de température et de composition modélisée.

Trouver le modèle EOSx pseudoisé le plus approprié pour décrire un processus particulier. Le modèle EOSx doit représenter le modèle EOSxx détaillé qui a été développé pour décrire le comportement PVT pour toutes les conditions p-T-z pertinentes dans tout le système de

production pétrolière. Le modèle EOS_x peut décrire uniquement le sous-ensemble pertinent de l'espace p-T-z pour le processus modélisé - par exemple, les processus de réservoir de déplétion et d'injection de gaz.

Le nombre théorique de combinaisons possibles (NEOS_x) de $i=1, \dots, N_{xx}$ composants dans un modèle EOS_{xx} détaillé qui sont autorisés à être pseudoisés en un modèle EOS_x avec $I = 1, \dots, N_x$ composants peut être astronomique. Par exemple, avec $N_{xx} = 22$ pour EOS_{xx}(22) et $N_x = 9$ pour EOS_x(9), il existe $NEOS_x = 1,8 \cdot 10^{11}$ schémas de regroupement possibles.

$$N_{EOS_x} = \frac{N_{xx}!}{(N_{xx}-N_x)!} \quad (\text{II.03})$$

Si l'on ne permet que le regroupement de composants originaux contigus en pseudo-composants contigus, le nombre de modèles EOS regroupés possibles est réduit, où \widetilde{N}_{xx} nombre de composants originaux dans le modèle EOS_{xx} qui peuvent être regroupés, et \widetilde{N}_x nombre de pseudo-composants créés par regroupement dans le modèle EOS_x. Pour notre exemple avec $(\widetilde{N}_{xx} - \widetilde{N}_x) = N_{xx} = 22$ et $\widetilde{N}_x = N_x = 9$, un total de $NEOS_x = 203490$ modèles EOS regroupés existent.

$$N_{EOS} = \frac{(\widetilde{N}_{xx}-1)!}{(\widetilde{N}_{xx}-\widetilde{N}_x)! (\widetilde{N}_x-1)!} \quad (\text{II.04})$$

Nombreux schémas de regroupement sont intuitivement illogiques, par exemple regrouper C1 et C36+. Mais de nombreux schémas de regroupement sont difficiles à éliminer en tant que mauvais ou sous-optimaux, par exemple C2-C3 contre C3-C4. Ce qui peut être optimal pour modéliser les performances de flux vertical de la tubulure peut être sous-optimal pour décrire les processus de réservoir. Il est peu probable qu'un ensemble de directives empiriques ou heuristiques puisse être trouvé pour identifier le regroupement optimal de composants. Certaines directives sont possibles pour éliminer les regroupements "mauvais" pour n'importe quel processus, par exemple regrouper C1 et C36+, laissant ainsi uniquement les combinaisons de regroupement qui pourraient être optimales.

II.8.1. Technique de regroupement proposée

Notre approche pour le regroupement de composants et le développement d'une EOSx pseudoisée suit les étapes suivantes :

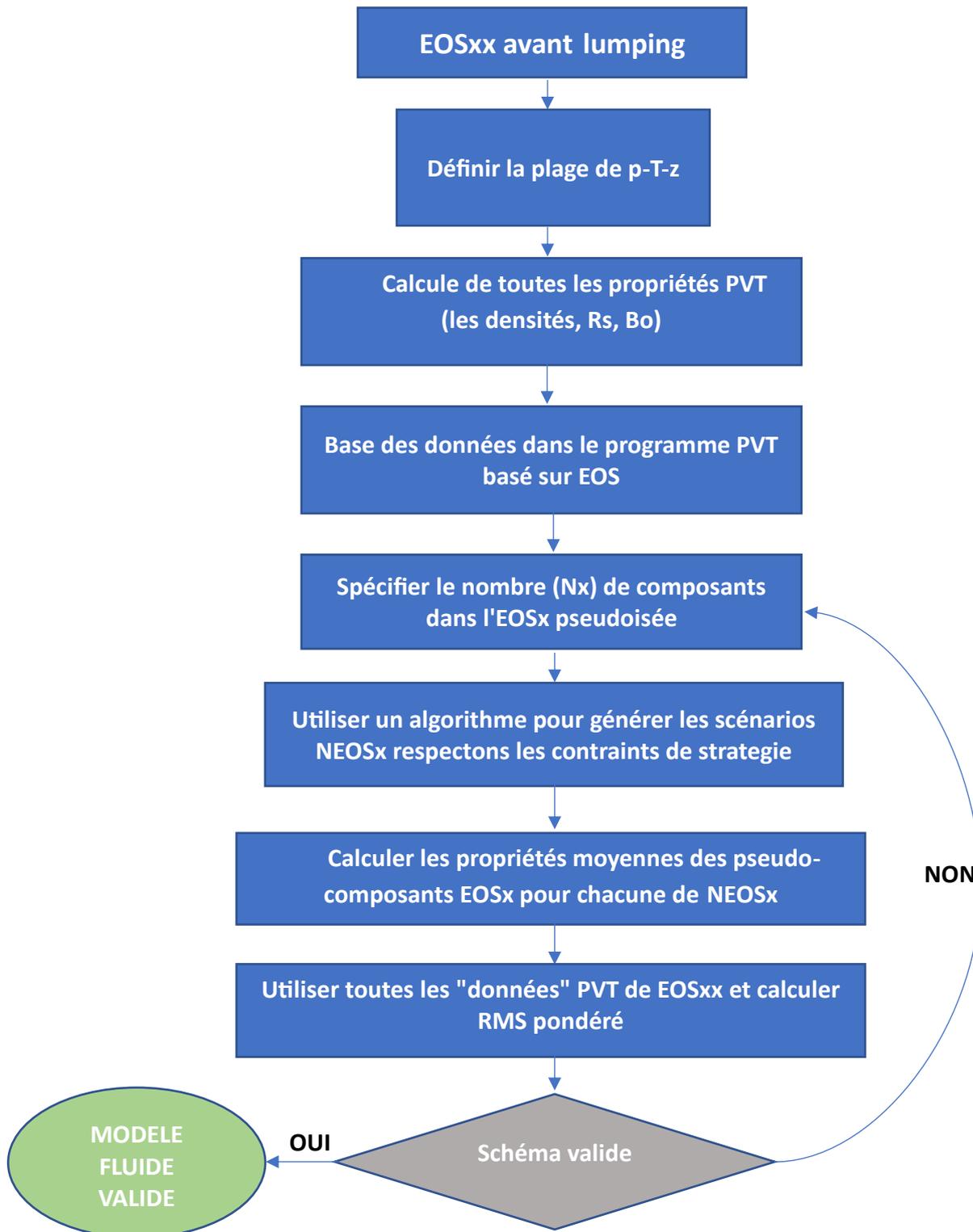


Figure II-1 schéma Technique de regroupement

II.8.2. Le modèle EOSxx "original"

On commence par un modèle EOSxx "original" et détaillé qui décrit les données PVT expérimentales du système de fluide sur une plage complète de pression, température et composition mesurées (p-T-z). En général, un tel modèle est développé par des procédures de réglage visant à minimiser la différence entre les données PVT mesurées et le modèle EOSxx pour un ou plusieurs échantillons du système de fluide du réservoir. Les données peuvent comprendre des essais de déplétion, de séparation à plusieurs étages et d'injection de gaz. Idéalement, de nombreux échantillons sont utilisés dans le réglage du modèle EOSxx, avec des données PVT représentant les changements de pression, de température et de composition attendus pendant les processus de récupération du réservoir, de transport et de traitement de surface.

En fin de compte, le modèle EOSxx est supposé décrire avec précision le comportement PVT de tous les fluides présents dans le système de production, du réservoir au traitement en passant par le transport, pour une large plage de conditions de pression et de température à travers lesquelles les fluides s'écoulent.

II.8.3. Définition de la plage p-T-z pertinente

Nous avons choisi l'échantillon de fond (bmsd1 1171-EA) fluide de réservoir prélevé à partir de puit BMSD1 et l'échantillon (2272-EA) pour la phase d'eau prélevé à partir le même puit.

Les données simulées PVT représentent notre "base de données" pour la comparaison avec n'importe quel modèle EOSx : c'est-à-dire PVT(EOSxx) versus PVT(EOSx). Les données typiques de PVT de déplétion utilisée dans la comparaison incluent les volumes relatifs, les densités de phase et les viscosités de phase. Les données de test de séparateur.

II.8.4. Optimisation du modèle EOSx - Critère RMS

Pour classer différents scénarios de regroupement, il est nécessaire de disposer d'une mesure de "précision" entre le modèle EOSxx d'origine et le modèle EOSx regroupé. En notant d_{xx} comme les données PVT calculées avec EOSxx et "dx" comme les résultats calculés à partir d'un modèle EOSx regroupé, l'écart total du modèle est donné par une racine carrée moyenne (RMS) avec des résidus définis comme :

$$r_n = 100(d_{x,n} - dx_{x,n})/d_{ref,n} \quad (II.05)$$

La valeur de référence des données (d_{ref}) est prise comme étant le maximum de toutes les données d_{xx} d'un type donné (par exemple, la densité d'huile) dans un test de laboratoire simulé donné (par exemple, CCE) :

$$RMS = \bar{r} = \left[\frac{\sum_{n=1}^{(N_{data})} (w_n r_n)^2}{\sum_{n=1}^{N_{data}} w_n^2} \right]^{0.5} \quad (II.06)$$

Les facteurs de pondération w_n sont par défaut de 1 mais peuvent être modifiés pour refléter l'importance relative d'une donnée particulière, et le nombre de données d'un type donné.

La valeur RMS EOSxx-vs-EOSx est utilisée pour évaluer la précision des modèles EOSx regroupés et d'origine. Il est clair que la mesure de précision dépend du nombre et du type de données simulées, ainsi que de leurs facteurs de pondération. La définition de la RMS est peut-

être l'étape la plus difficile de notre approche de regroupement optimal, et c'est certainement l'aspect le plus important pour trouver un modèle EOSx global regroupé qui respecte les spécificités d'un système de fluide particulier.

On peut concevoir plusieurs modèles EOSx global regroupés, chacun optimal pour une application particulière, par exemple un EOSx pour les réservoirs, un autre pour l'assurance de l'écoulement, et encore un autre pour les installations de traitement. Le modèle EOSxx d'origine utilisé pour développer les différents modèles EOSx regroupés est susceptible d'être le même, mais le nombre de pseudo-composants peut varier pour chaque application, ainsi que le sous-espace p-T-z où les données EOSxx sont générées pour définir la RMS.

II.8.5. Stratégie de regroupement des composants

Le nombre possible de modèles EOSx regroupés pouvant provenir d'un modèle EOSxx détaillé est supérieur à ce qui est pratique à considérer, comme indiqué dans l'équation 1. Le nombre est encore plus grand (infini) si l'on considère le regroupement partiel de composants, où un composant d'origine i peut être regroupé partiellement en plusieurs pseudo-composants regroupés I . Pour réduire le nombre de schémas de regroupement possibles, nous introduisons quelques contraintes sur le regroupement :

1. Le regroupement léger des composants purs non hydrocarbures avec des hydrocarbures (méthane à n-pentane) peut être, facultativement, limité : par exemple, N₂ uniquement avec C1, CO₂ uniquement avec C2, ou H₂S uniquement avec C3.
2. Les hydrocarbures sont regroupés uniquement par nombres de carbones contigus, par exemple C₇C₁₀=C₇+C₈+C₉+C₁₀. Les pseudo-composants regroupés suivants ne seraient pas autorisés : C₇C₁₀=C₇+C₁₀ et C₈C₉=C₈+C₉. Pour les isomères ayant le même nombre de carbones, nous recommandons un ordre contigu des composants d'origine par point d'ébullition normal (PBN), comme cela se fait normalement dans les laboratoires PVT ; le regroupement serait alors effectué en utilisant des composants contigus classés par PBN.
3. Le regroupement partiel d'un composant n'est pas autorisé. Normalement, l'ensemble d'un composant d'origine il se trouve dans un seul pseudo-composant regroupé I .
4. Le regroupement doit être effectué de manière à préserver les comportements de phase importants, tels que les points critiques et les azéotropes, ainsi que les cinétiques de réaction et la thermodynamique.
5. Similarité physique : Les composants qui présentent des similitudes en termes de leurs propriétés physiques, telles que le poids moléculaire, le point d'ébullition et les propriétés critiques, sont souvent regroupés ensemble.

II.9. Exemples

II.9.1. Exemple 1 - EOSx(15) regroupé

Le premier schéma de regroupement consistait à avoir $N_x=15$ composants au total, tous les composants plus légers étant conservés tels quels, et cinq fractions C₇+ regroupées à partir des 24 fractions C₇+ d'origine de l'EOSxx(34). Par conséquent, $\widetilde{N}_{xx}=24$ fractions C₇+ peuvent être regroupées en $\widetilde{N}_x=5$ pseudo-composants, ce qui donne 8 855 scénarios de regroupement. Nous voulons illustrer l'effet du regroupement seulement pour les C₇+ sur la qualité du modèle PVT.

Le meilleur modèle EOSx(15) final (avec la plus faible RMS) a l'ensemble de composants C7+ regroupés présenté dans le tableau.

Les cinq meilleures fractions C7+ sont : Fraction 1 - C7-C9 ; Fraction 2 - C10-15 ; Fraction 3 - C16-C20 ; Fraction 4 - C21-C29 ; Fraction 5 - C30+. Tous les meilleurs modèles EOS regroupés utilisent C30+ comme fraction la plus lourde.

Table II-2 schéma de regroupement EOSx(15) regroupé

Nombre	Composants	Fraction molaire (Percent)	Fraction massique (Percent)	Masse molaire	Densité spécifique
1	N2	1.8272	0.3308		
2	CO2	0.075688	0.021528		
3	C1	8.9982	0.93296		
4	C2	2.6035	0.50595		
5	C3	6.0716	1.7303	44.097	0.582
6	C4	6.5752	2.4699	58.124	0.5717
7	C5	5.6359	2.628	72.151	0.6236
8	C6	4.8596	2.6381	84	0.685
9	C7-9	18.069	12.438	106.51	0.74145
10	C10-15	19.257	20.335	163.4	0.80118
11	C16-20	8.5479	13.606	246.29	0.85004
12	C21-29	7.2952	15.904	337.33	0.88182
13	C30+	10.184	26.459	402	0.899

II.9.1.1. Les résultats de EOSx(15) regroupé

Les tests PVT effectués sur les échantillons et les résultats obtenus :

L'échantillon prélevé doit être préservé et transporté pour faire des différents tests comme :

a. Comportement à masse constante (ECC) - Relation PV

La relation PV a été réalisée à la température du réservoir en faisant passer l'échantillon de la pression du réservoir jusqu'à la pression la plus basse atteignable dans l'équipement. L'huile a été stabilisée à une série de pressions appropriées en agitant l'échantillon, puis en permettant aux phases présentes d'atteindre l'équilibre. Les données de pression et de volume ont été collectées à chaque ensemble de conditions stables. Cela a permis de calculer les volumes relatifs, le coefficient de compressibilité, la fonction Y et la viscosité.

1) La viscosité

La viscosité du fluide de réservoir est une mesure de la résistance du fluide à l'écoulement, est une propriété importante des fluides de réservoir car elle affecte leur capacité à circuler à travers les pores de la roche réservoir et à être récupérés à la surface.

Il existe plusieurs méthodes de mesure de la viscosité en laboratoire. L'une des méthodes les plus courantes est la viscosité cinématique, qui mesure la résistance à l'écoulement du fluide en fonction de sa densité et de sa viscosité dynamique. Cette méthode est utilisée pour mesurer la viscosité de liquides clairs et translucides, tels que le pétrole brut.

Il existe également des méthodes de mesure indirectes de la viscosité, telles que l'utilisation de capteurs de pression pour mesurer la chute de pression à travers un échantillon de fluide en écoulement. Cependant, ces méthodes indirectes peuvent être moins précises que les méthodes directes de mesure de la viscosité.

Ce graphe représente la variation de viscosité du fluide de réservoir en fonction de pression viscosité calculée et viscosité mesurée pendant l'expérience .

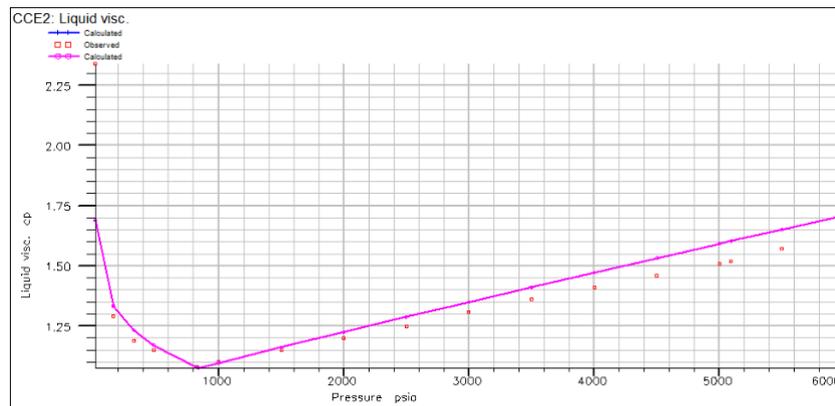


Figure II-2 viscosité de liquide calculé EOSx15 vs observée

b. Vaporisation Différentielle (differential liberation)

L'expérience de vaporisation différentielle a été effectuée à la température du réservoir sur l'échantillon, Le fluide a été équilibré à une pression appropriée inférieure à la pression de saturation. La phase de gaz évaporée a été retirée tout en maintenant une pression constante. Le processus est répété à chaque étape de pression sélectionnée jusqu'à la pression d'abandon, avant que le fluide restant ne soit évaporé d'une phase unique et à la température du réservoir à des conditions atmosphériques.

Toutes les phases évaporées sont collectées pour une analyse volumétrique et de composition.

Cela a permis de calculer ces paramètres :

1) La densité d'huile

La masse volumique d'une substance, est une grandeur physique qui caractérise la masse de cette substance par unité de volume.

La courbe suivante représente la variation de la masse volumique en fonction de la pression pour le cas de l'huile de BMS .

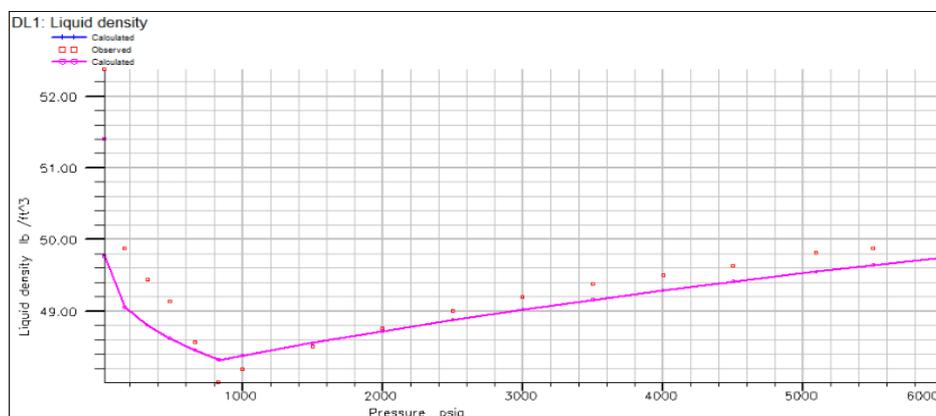


Figure II-3 CCE1 densité de liquide calculé EOSx15 vs observée

Cette courbe met en évidence une diminution de la masse volumique en fonction de la baisse de pression du réservoir. Cette diminution se poursuit jusqu'à atteindre une valeur de 0.769 g/cm³, qui correspond à la pression de bulle de 825 psia. L'explication de cette diminution de la masse volumique est que le gaz se déplace dans l'huile, et plus la pression diminue (mais reste supérieure à la pression de bulle), plus les bulles de gaz sont en mouvement, ce qui rend le fluide moins dense. En revanche, pour des pressions inférieures à celle de bulle, la masse volumique augmente avec la diminution de la pression, car cela entraîne la libération des bulles de gaz.

2) La solubilité du gaz Rs

La solubilité, définie comme le nombre de pieds cubes standards de gaz dissous dans un baril d'huile brute à des conditions de température et de pression spécifiques, dépend de plusieurs paramètres tels que la température, la pression et la densité de l'huile. Cependant, dans les conditions de réservoir où la température est maintenue constante, la variation de la solubilité est principalement influencée par la pression.

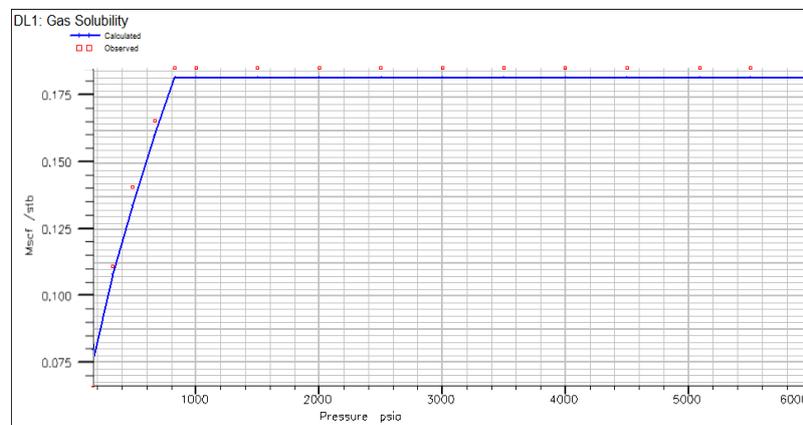


Figure II-4 Evolution de la solubilité du gaz en fonction de la pression EOSx15 vs

La courbe représentée dans la figure IV-3 illustre l'évolution de la solubilité en fonction de la pression pour température du réservoir de 183 °F. Selon cette courbe, la solubilité reste constante lorsque la pression diminue jusqu'à atteindre une valeur de 825 psia qui correspond à la pression de bulle.

3) Facteur de Volume de Formation (FVF) :

Le FVF est le rapport entre le volume de fluide produit à la surface du puits et le volume du fluide qui occupait l'espace du réservoir avant la production, En réalité, les Facteurs de Volume de Formation (FVF) sont représentés par B_o pour les huiles et B_g pour les gaz. Le calcul du FVF pour les huiles est effectué en utilisant la formule suivante :

$$B_0 = \frac{\text{Volume d'huile aux conditions de fond (bbl)}}{\text{Volume de l'huile aux conditions de surface (STB)}}$$

On peut affirmer que le B_0 est supérieur à 1 en raison de la capacité de l'huile à dissoudre plus de gaz dans les conditions des réservoirs que dans un état standard.

Le B_g représente le volume de gaz qui est libéré lorsque la pression du réservoir diminue d'une unité de pression.

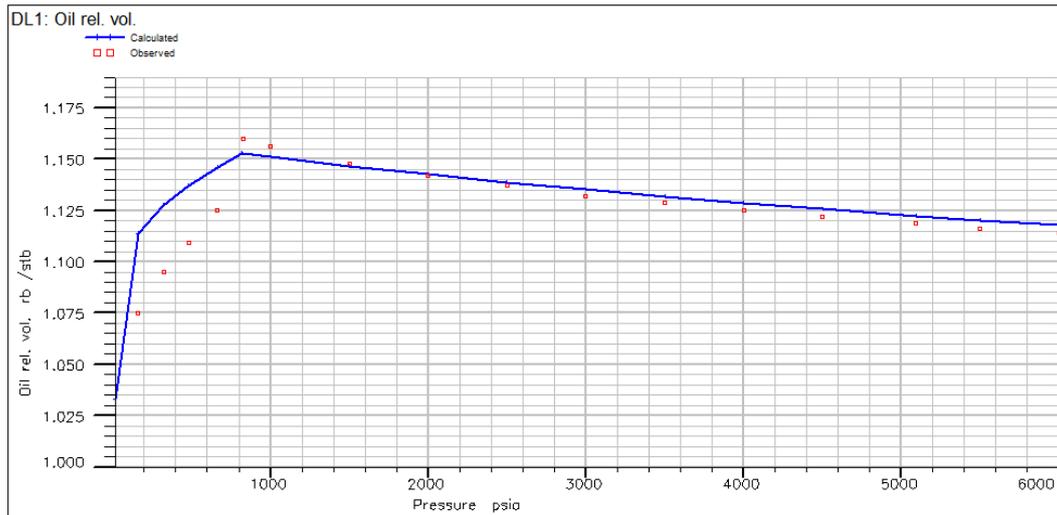


Figure II-5 La variation de B_o en fonction de pression EOSx15 vs observée

Lorsque la pression du gisement diminue, il se produit un déplacement du gaz sans sa libération complète. Cela se traduit par une augmentation du facteur volumétrique de fond, représenté par le terme B_o , jusqu'à atteindre une valeur de 1.16 correspondant à la pression de bulle de 825 psia.

Cependant, pour les pressions inférieures à cette valeur, on observe une diminution rapide du facteur B_o . Cette diminution est provoquée par la libération progressive du gaz dissous dans l'huile. En d'autres termes, à mesure que la pression diminue, le gaz dissout se sépare de l'huile, ce qui réduit le volume total occupé par le mélange huile-gaz et conduit à une diminution du facteur B_o .

II.9.1.2. Discussion des résultats

Ce modèle a un RMS Total normalisé = 0.0525 Et un RMS Total* coefficient= 0.06232 donc une erreur d'environ 5%. Cette erreur est considérée comme acceptable pour une simulation de réservoir, Ce schéma de regroupement particulier contiendrait trop de composants pour une simulation de réservoir compositionnelle à grande échelle, Donc nous ne pouvons pas choisir ce modèle dans notre cas, ce modèle est utile pour une modélisation d'un écoulement dans le tubing ou l'écoulement dans le réseau de collecte .

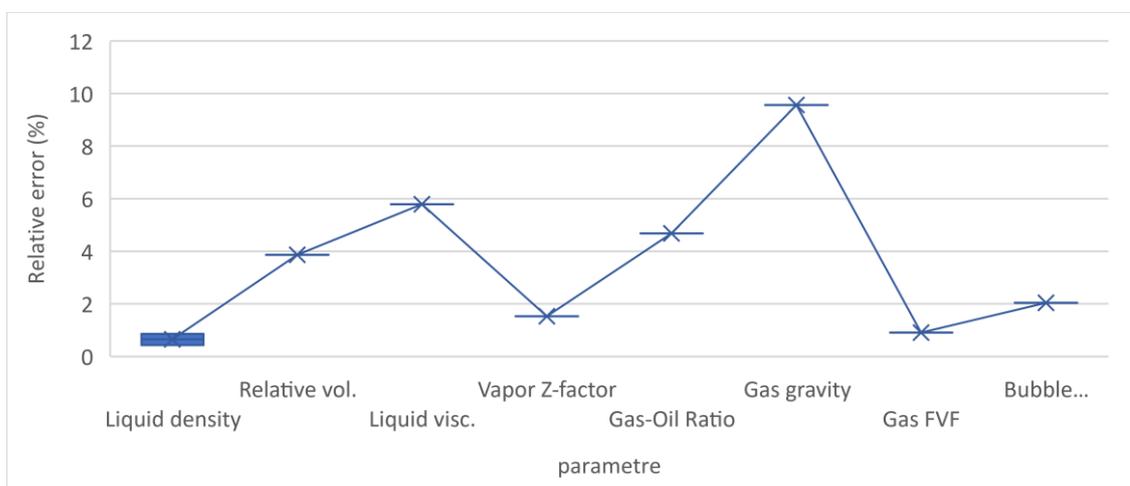


Figure II-6 l'erreur relative des différents paramètres du modèle EOSx15

II.9.2. Exemple 2 - EOSx(10) regroupé

Le deuxième schéma de regroupement consistait à avoir $N_x=10$ composants au total. Les non-hydrocarbures N_2 et CO_2 ont été conservés en tant que composés purs, tout comme le méthane. Sinon, une recherche globale a été effectuée pour trouver les meilleurs composants regroupés en commençant par l'éthane. Étant donné que $\widetilde{N}_{xx} = 34-3=31$ composants originaux peuvent être regroupé en $\widetilde{N}_x = 10 - 3 = 7$ pseudo-composants, un total de 593 775 scénarios de regroupement existent.

Le meilleur modèle EOSx(10) final avec le plus faible RMS a l'ensemble de composants regroupés présenté dans le tableau suivant :

Table II-3 schéma de regroupement EOSx(10) regroupé

Nombre	Composants	Fraction Molaire (%)	Fraction Massique (%)	Masse Molaire	Densité spécifique
1	N2	1.8175	0.3308		
2	CO2	0.075285	0.021528		
3	C1	8.9502	0.93296		
4	C2-C3	8.6288	2.2363	39.887	0.5718
5	C4-C6	16.98	7.7361	70.121	0.62109
6	C7-C11	26.176	19.886	116.92	0.75443
7	C12-15	10.951	12.887	181.12	0.81492
8	C16-23	11.66	19.837	261.85	0.85589
9	C24-29	4.0992	9.6732	363.19	0.88965
10	C30+	10.663	26.459	381.9	0.89469

Les résultats de EOSx(10) regroupé :

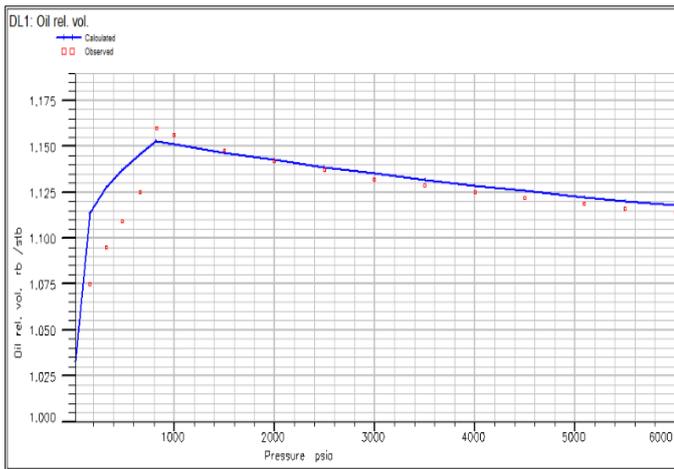


Figure II-12 Bo

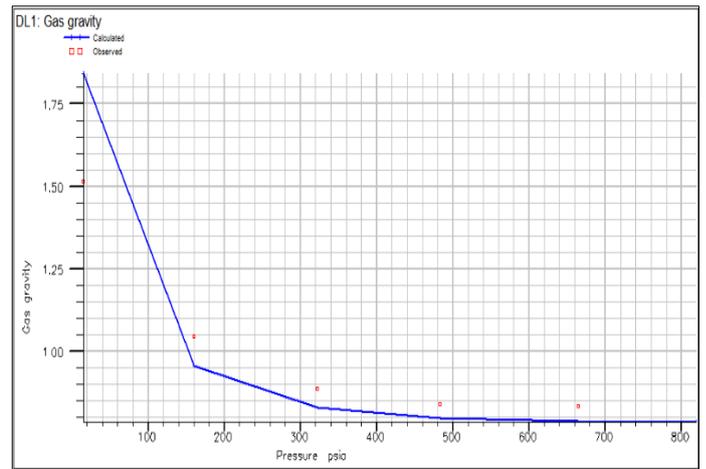


Figure II-11 densité de gaz

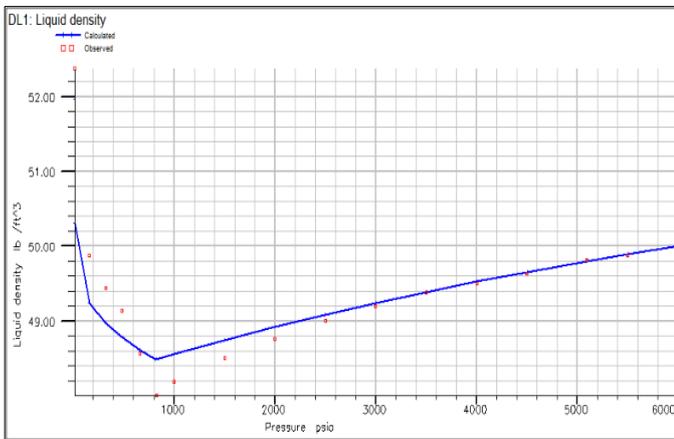


Figure II-10 densité de l'huile

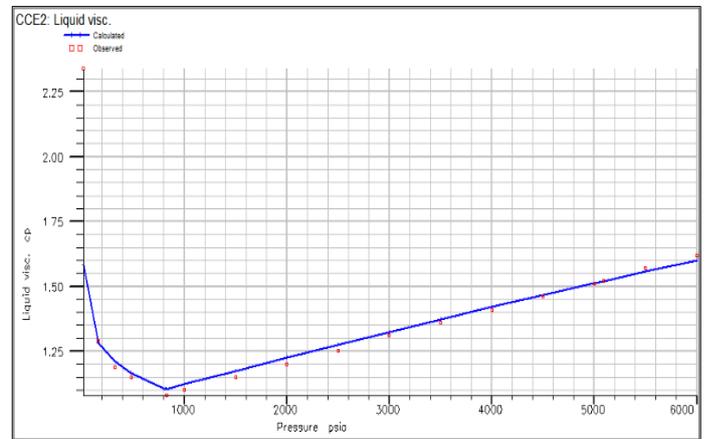


Figure II-9 viscosité de l'huile

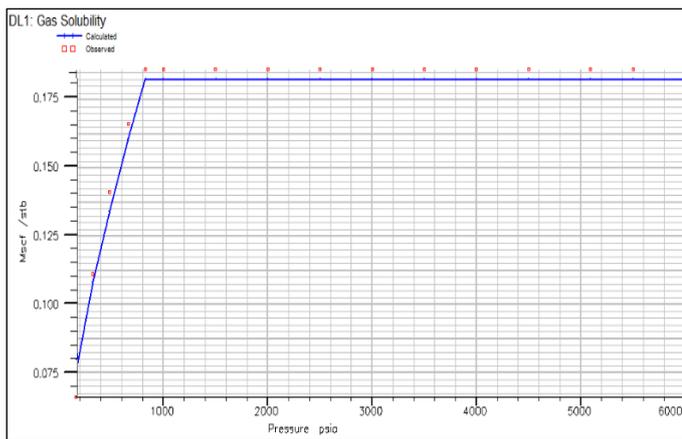


Figure II-8 solubilité de gaz

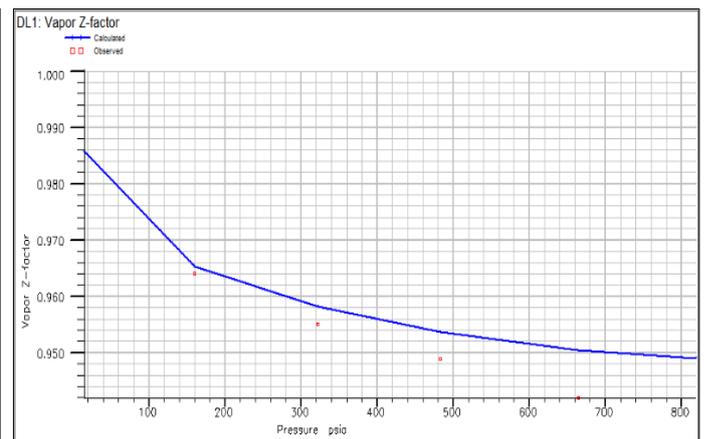


Figure II-7 facteur de compressibilité de gaz Z

1) La pression de bulle

La pression de bulle d'un fluide de réservoir est la pression à laquelle le fluide commence à se vaporiser en libérant des gaz qui étaient dissous dans le liquide, Cette pression dépend des caractéristiques du fluide et des conditions de température et de pression du réservoir dans ce exemple la pression de bulle observer au cours des expériences est 825 psi et la pression de bulle calcule avec le model EOSx(10) est 819 psi avec un erreur relative de 0.74%.

II.9.3. Discussion des résultats

Ce modèle a un RMS Total normalise = 0.051846 Et un RMS Total* coefficient= 0.058966 donc une erreur d'environt 5% Cette erreur est considérée comme acceptable pour une simulation de réservoir, Ce schéma de regroupement particulier contiendrait un nombre de composants suffisant pour une simulation de réservoir compositionnelle à grande échelle, donc nous avons choisi le modèle **EOSx(10) regroupé** pour la création de modèle fluide compositionnelle pour notre cas réservoir OC-BMS.

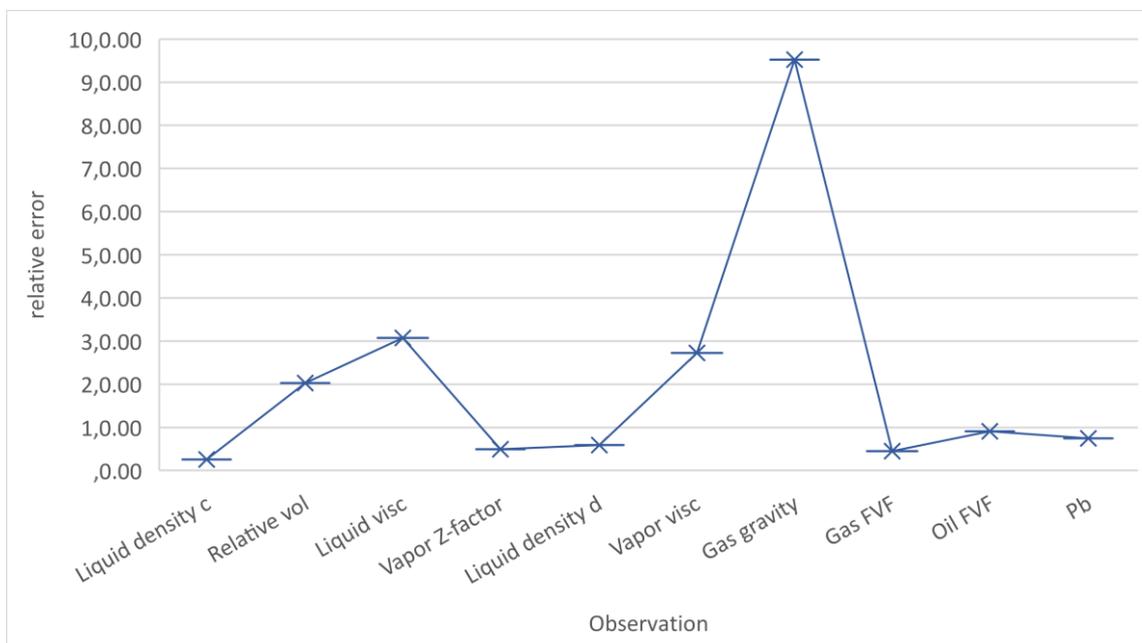


Figure II-13 l'erreur relative des différentes observations du modèle EOSx10

II.10. Conclusion

Ce chapitre nous permet de choisir un modèle PVT après une étude des différents paramètres et schémas de regroupement. Nous parvenons à un modèle qui représente bien le comportement du fluide du réservoir en minimisant le temps de calcul avec 10 pseudo-composants. Après cette étude, le modèle PVT sera utilisé pour l'initialisation du modèle dynamique dans le chapitre suivant

III. CHAPITRE 03

Construction du modèle dynamique et history

matching

III.1. Introduction

Le modèle dynamique de réservoir (MDR) est un outil de simulation numérique utilisé pour représenter les propriétés et le comportement d'un réservoir d'huile ou de gaz naturel, sont utilisés pour prédire la production future, évaluer les stratégies de production et d'exploitation, et optimiser la performance des réservoirs.

On subdivise les données pour la construction de MDR en 4 :

- La modélisation géologique de réservoir.
- Les données PVT et SCAL.
- Les données initiales ($P_{\text{réservoir}}$, les contacts des fluides, température de réservoir).
- Les données de puits.

III.2. Structure de réservoir et emplacement des puits existante (puits pour le cas de base)

La structure est de type bas-relief avec une colonne d'hydrocarbure maximum juste en dessous des 50 m et une élévation moyenne au-dessus du contact de tout juste 18 m.

La carte de profondeur dérivée des données sismiques a été transférée et remaillée avec les failles pour former la surface du réservoir supérieur du modèle géologique. Le modèle a été créé pour s'exécuter en parallèle des principales failles NE-SO avec des cellules sur une maille de 136*213*24 légèrement modifiée au niveau des croisements de failles. La surface du réservoir de base a été générée en utilisant l'isopaque du réservoir .

Le Cas de Base (l'état actuel en 2023) consiste à produire le réservoir au moyen de **3 puits de production**, qui sont des puits à forte inclinaison avec un drain horizontal de 600m pour chaque puit. Chaque puits de production est équipé d'une pompe immergée (ESP) comme mécanisme de soutirage artificiel. L'ESP est entraînée par moteur à vitesse variable à des fins de contrôle de la production.

Un maintien de pression par injection d'eau, utilisant l'eau produite complétée par l'eau de source de la formation barrémienne, donc nécessaire dès le premier jour. Le plan de développement comprend donc **trois puits verticaux d'injection d'eau**.

Un puits (garbage well) vertical sera foré pour réinjecter, dans l'aquifère du TAG-I, pour l'injection de gaz associé excédentaire.

Structure de réservoir et emplacement des puits existante sont représenté dans les deux figures suivantes :

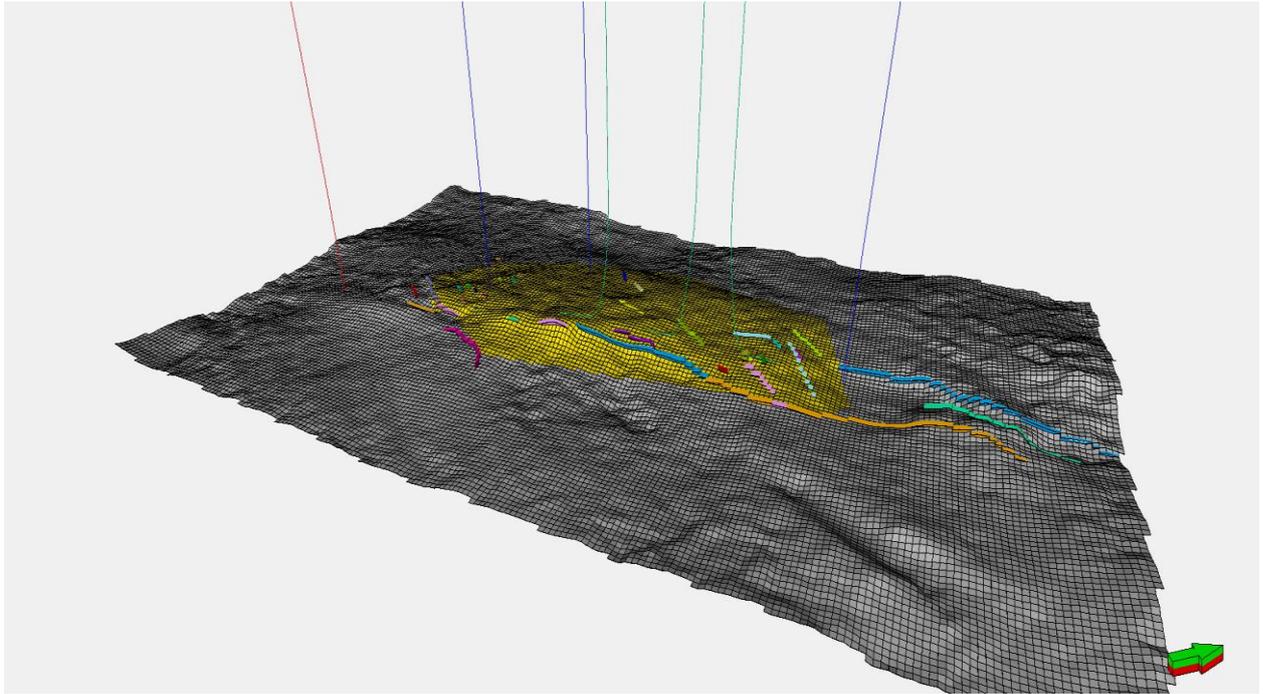


Figure III-1 Structure de réservoir

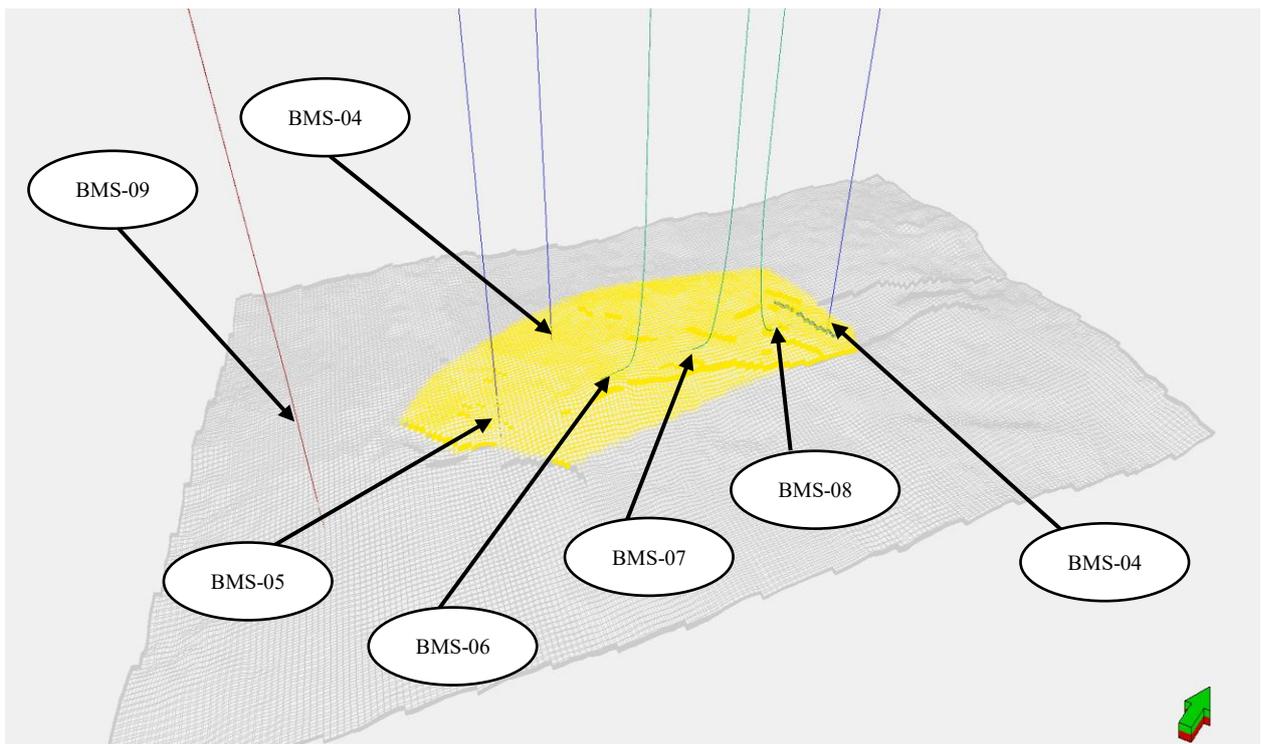


Figure III-2 Emplacement des puits existante (puit pour le cas de base)

Cette figure représente les niveaux d'injection pour chacun des puits injecteurs (BMS-3, BMS-4, BMS-5) indiquant que l'injection se fait au niveau de l'aquifère en dessous du contact huile-eau :

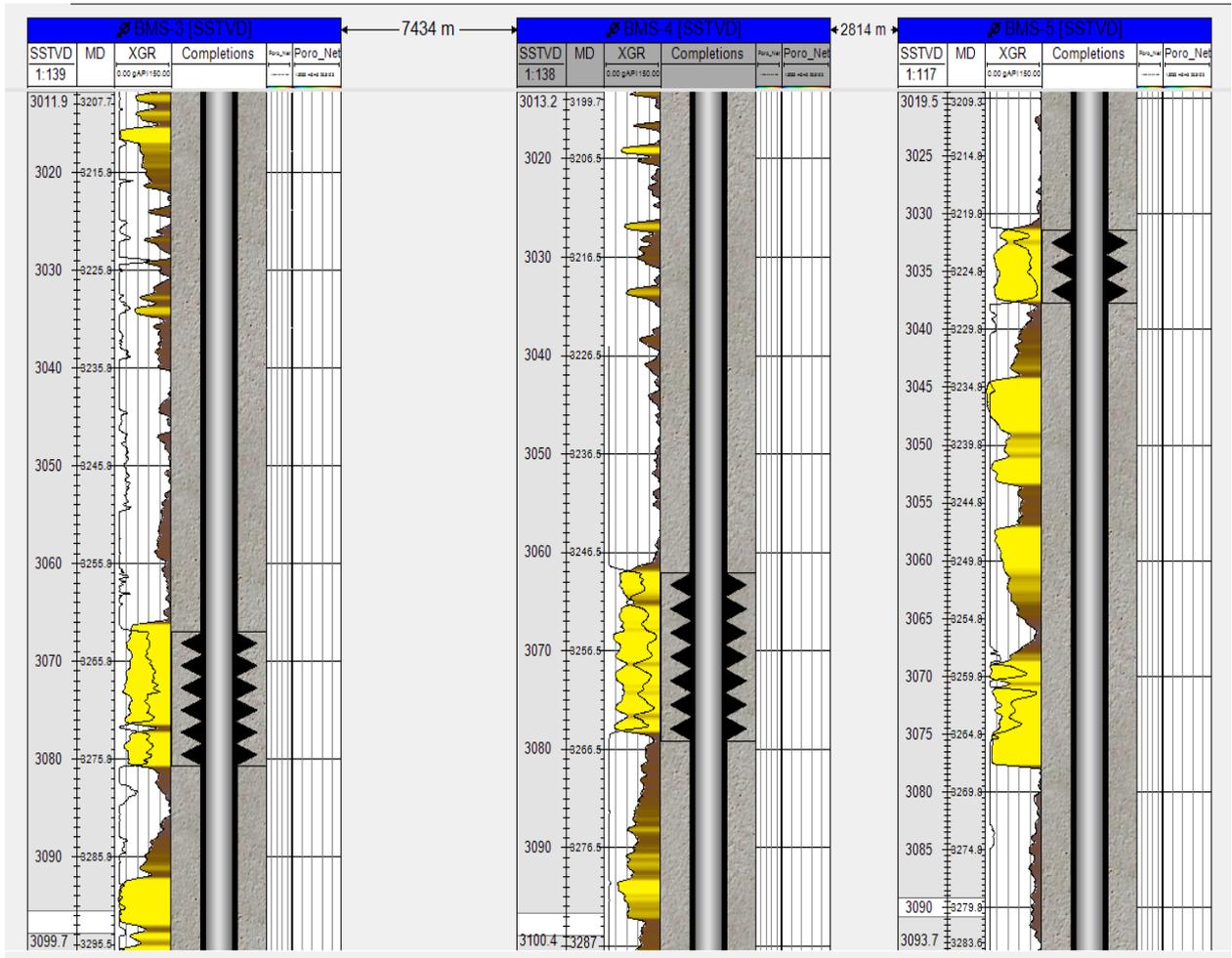


Figure III-3 Section des puits injecteurs représente les niveaux d'injection

III.3. Calcul de volume en place

Les résultats suivants ont été obtenus en effectuant les calculs volumétriques pour le modèle statique à l'aide des données citées précédemment grâce à "la méthode volumétrique" :

Table III-1 Résultat du calcul de volume en place

Formation/Case	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ rm ³]	HCPV Oil [*10 ⁶ rm ³]	STOIPP [*10 ⁶ STB]
TAGI/COW=3043.5	1265.74	1061.26	156.90	22.49	141.476
TAGI/COW=3041.5	1083.90	910.76	134.76	20.06	126.187

III.4. Initialisation du modèle dynamique

L'initialisation du modèle est une étape cruciale dans la simulation de réservoirs. Elle permet d'appliquer l'ensemble des données disponibles telles que les propriétés PVT (pression-volume-température), les fonctions de saturation, la structure et les propriétés du maillage, etc. dans le but de calculer les conditions initiales des pressions et saturations de phase dans le réservoir.

Plus précisément, lors de l'initialisation du modèle, il est nécessaire d'importer les données acquises lors du prétraitement, notamment les données SCAL (Spécifications des Caractéristiques des Milieux Poreux) et PVT (pression-volume-température). Ces données sont nécessaires pour déterminer les propriétés des fluides tels que leur densité, leur viscosité, etc.

Ensuite, il est souvent nécessaire d'ajuster et de compléter les données du modèle statique. Cette étape permet de s'assurer que toutes les données nécessaires pour le modèle sont disponibles et qu'elles sont cohérentes avec les données acquises lors du prétraitement.

Enfin, la création des données manquantes est une étape importante pour s'assurer que toutes les informations nécessaires sont présentes pour effectuer une simulation précise. Cette étape peut inclure la création de nouvelles données à partir des données existantes ou l'utilisation de techniques de modélisation pour estimer les données manquantes.

III.4.1. Modèle de fluide de formation

L'importation des données PVT est importante car elle permet de déterminer les propriétés des fluides qui sont essentielles pour la simulation de réservoirs. Ces propriétés incluent la densité, la viscosité, la compressibilité, etc. Ces informations sont nécessaires pour décrire le comportement des fluides dans le réservoir et pour effectuer des simulations précises, tous ces informations sont stockées dans un fichier « .PVO ».

Ce fichier est destiné à servir de répertoire pour le modèle de fluide compositionnel prédéfini. Pour ce faire, nous importons les keywords ECLIPSE qui ont été générés au préalable par le module PVTi. Ces keywords sont inclus dans un fichier « .PVO » généré dans le chapitre précédent (CHAPITRE Étude PVT) qui contient les données PVT de chaque phase (huile, gaz, eau), ainsi que l'équation d'état corrigée EOS10 du mélange d'hydrocarbures regroupée.

Et pour ajuster et de compléter les données du modèle de fluide il est nécessaire d'ajouter les conditions initiales de pression, température, profondeur de référence et contact de OWC pour chaque cas, représenté dans ce tableau :

Table III-2 Les conditions initiales

Name	Unit	EQUILNUM_3043.5	NORTH Region	EQUILNUM_3041.5
Initialization type		Oil	Oil	Oil
Pressure	Psi	5092.2	5092.2	5092.2
Datum depth	ft	-9966.7	-9966.7	-9966.7
Gas-oil contact	m	-1000	-1005.84	1005.84
Oil-gas Pc	Psi	0	0	0
Water contact	m	-3043.5	-1014.98	-3041.5
Temp. Type		Constant	Constant	Constant
Temp. Constant	DegF	183	183	183

III.4.2. Fonctions de saturation

Pour remplir le modèle, des champs analogiques ont été utilisés pour incorporer des courbes de perméabilité relative et des fonctions de saturation.

Pour assurer une simulation précise du comportement du réservoir, les tests effectués sur le puits de découverte BMS-1 et le puits d'exploration BMSD-1 ont été utilisés pour calibrer la perméabilité dans le modèle. La perméabilité est une mesure importante de la capacité du réservoir à laisser passer les fluides. Ainsi, la calibration de la perméabilité permet d'ajuster le modèle pour refléter les conditions réelles du réservoir.

Afin d'évaluer les incertitudes, une gamme complète de sensibilités a été appliquée dans la partie history matching pour corriger les courbes de saturation.

Ces graphes seront convertis sous forme des keywords ECLIPSE, les figures suivantes représentent les courbes de saturation pour les différents types de facies et les différents system :

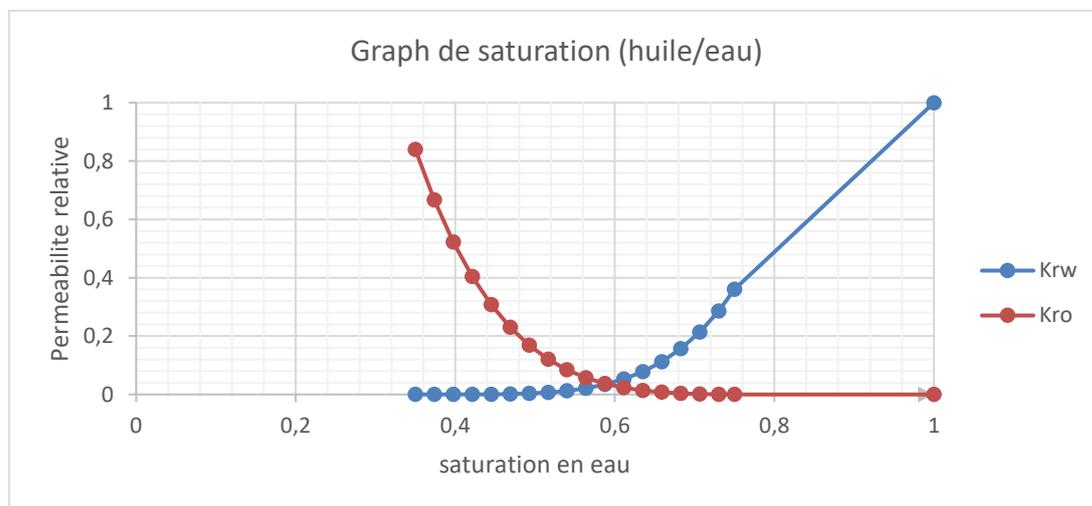


Figure III-4 courbe de perméabilités relatives system huile/eau utiliser pour shales, organic shales et shaly sand stones

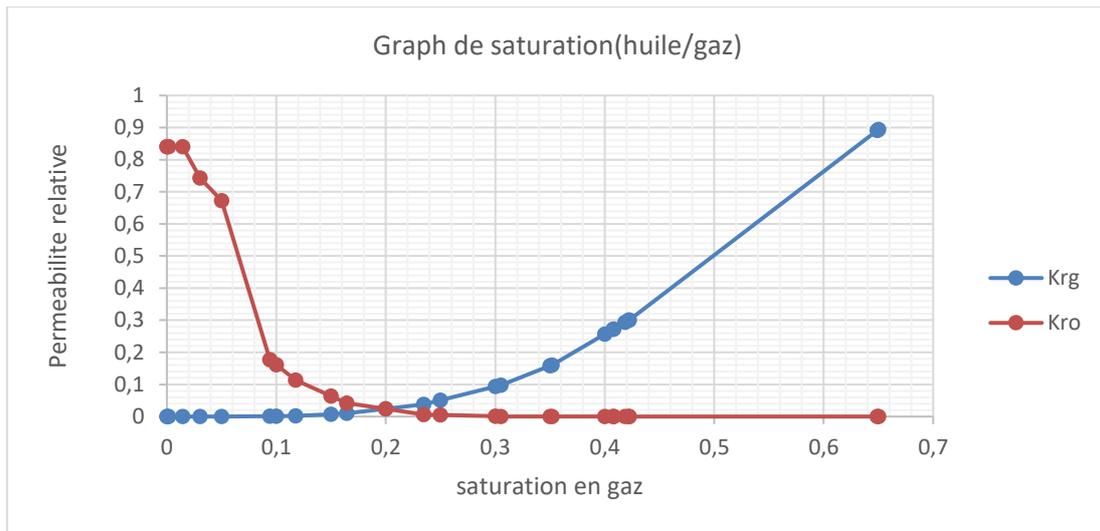


Figure III-5 courbe de perméabilités relatives system huile/gaz utiliser pour shales, organic shales et shaly sand stones

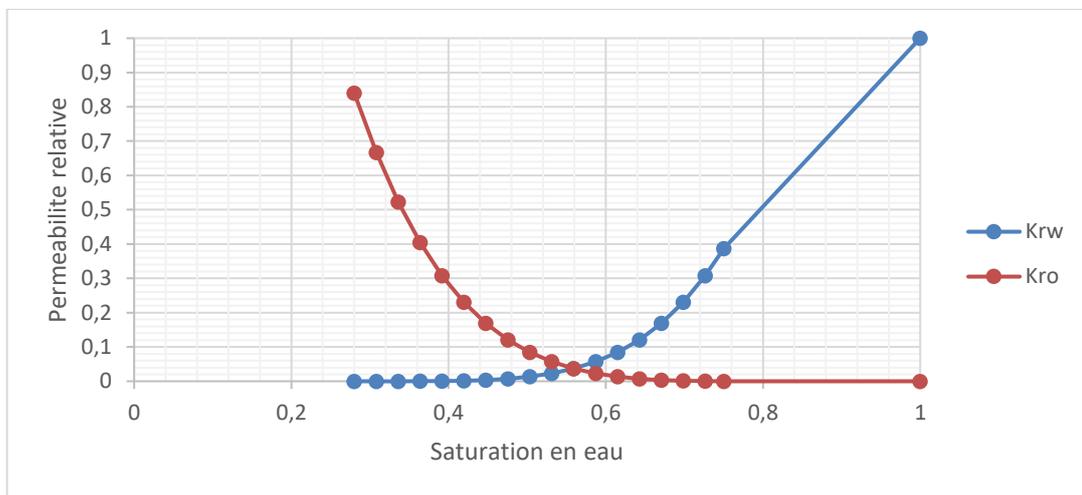


Figure III-6 courbe de perméabilités relatives system huile/eau utiliser pour Sandstones

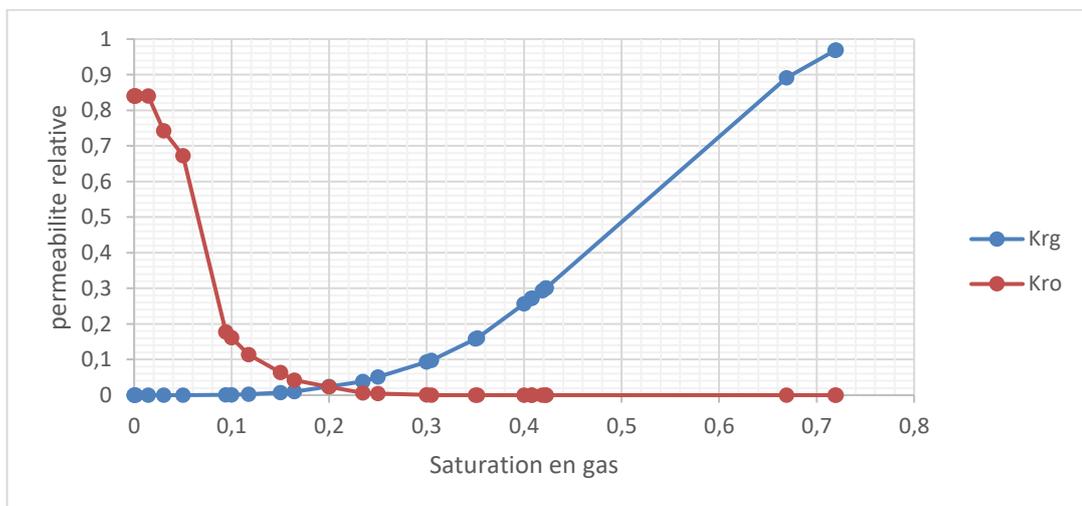


Figure III-7 courbe de perméabilités relatives system huile/gaz utiliser pour Sandstones

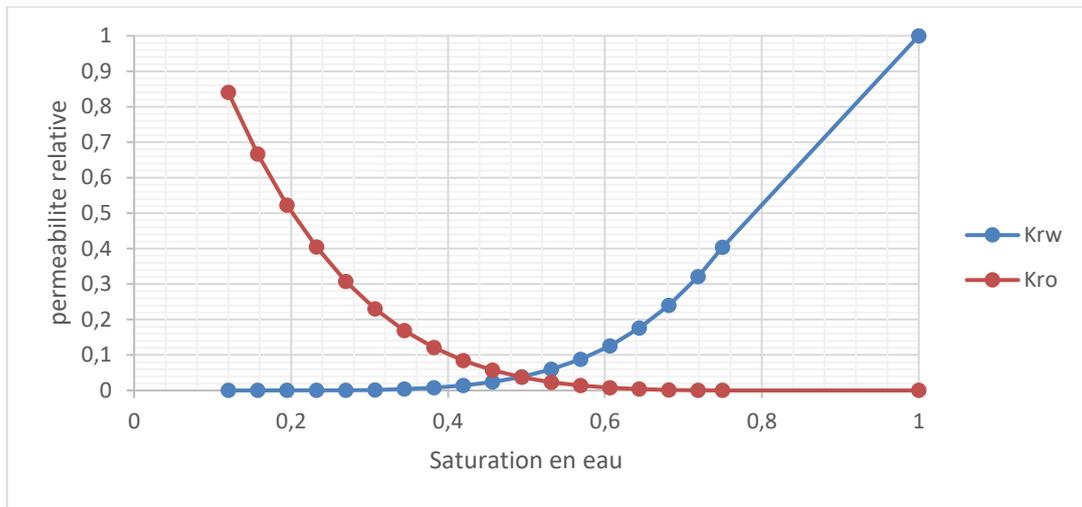


Figure III-8 courbe de perméabilités relatives system huile/eau utiliser pour Clean Sandstones

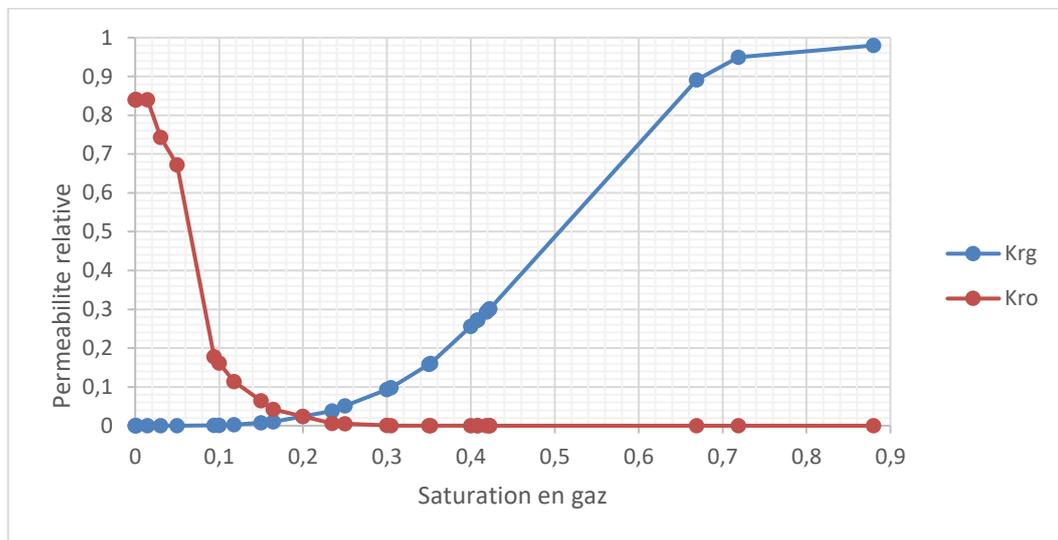


Figure III-9 courbe de perméabilités relatives system huile/gaz utiliser pour Clean Sandstones

III.4.3. La pression capillaire

La pression capillaire est définie comme la différence de pression entre deux interfaces constituées par deux fluides immiscibles.

$$P_c = P_{nw} - P_w \tag{III.01}$$

P_c : pression capillaire.

P_{nw} : pression de la phase non mouillante.

P_w : pression de la phase mouillante.

Dans un milieu poreux, En utilisant J-fonction de LEVERETT pour évaluer la pression capillaire dans le réservoir en fonction de ces paramètres :

ϕ est la porosité du réservoir.

K est la perméabilité de la roche .

σ_{og} est la tension superficielle entre l'huile et le gaz .

σ_{ow} est la tension superficielle entre l'huile et l'eau.

$$J = \frac{(1 - \varphi)^\alpha}{(\varphi^\beta * k * (\sigma_{og} - \sigma_{ow}))} \quad (\text{III.02})$$

α et β sont les puissances respectives des termes de porosité et de perméabilité dans notre cas :

$$\alpha = 0.5$$

$$\beta = 0.5$$

$$\sigma_{og} = 50 \text{ dyne/cm}$$

$$\sigma_{ow} = 26 \text{ dyne/cm}$$

Les valeurs des puissances α et β dépendent des caractéristiques spécifiques du réservoir et sont généralement déterminées empiriquement à partir de données de laboratoire ou de données de terrain. Ces puissances peuvent varier en fonction du type de roche, de la géométrie du réservoir et d'autres paramètres.

Les paramètres a et b sont des constantes qui déterminent la forme de la courbe de la fonction de Leverett.

$$J(S_w) = a * e^{(b * S_w)} \quad (\text{III.03})$$

$$a = 17.969$$

$$b = -0.0496$$

Les valeurs des puissances α et β dépendent des caractéristiques spécifiques du réservoir et sont généralement déterminées empiriquement à partir de données de laboratoire ou de données de terrain. Ces puissances peuvent varier en fonction du type de roche, de la géométrie du réservoir et d'autres paramètres.

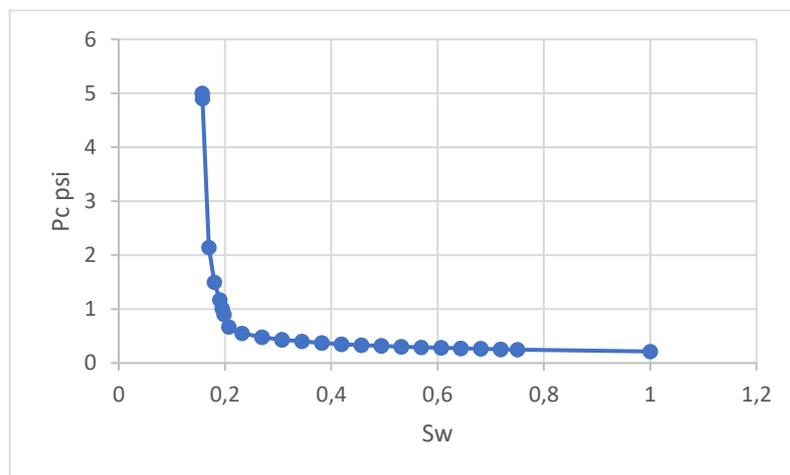


Figure III-10 courbe de pression capillaire pour Clean-Sandstones

III.4.4. Modèle de compaction de la roche

La création d'un modèle de compaction de la roche est une étape importante dans la modélisation de réservoirs. La compaction de la roche se produit lorsque les couches de sédiments sont comprimées sous leur propre poids, ce qui peut entraîner une réduction de la porosité et de la perméabilité de la roche.

Le modèle peut également être utilisé pour évaluer les risques de tassement de la roche, qui peuvent entraîner des problèmes tels que des fractures et des fuites dans le réservoir.

Pour créer un modèle de compaction de la roche, des données géologiques et géophysiques sont utilisées pour estimer la densité, la porosité et la perméabilité de la roche dans le réservoir. Des modèles mathématiques sont ensuite utilisés pour simuler l'évolution de ces propriétés de la roche au fil du temps.

La corrélation de Newman est une méthode courante utilisée pour estimer la perméabilité absolue d'un réservoir à partir de données de porosité et de saturation en eau. Cette corrélation est basée sur l'hypothèse que la perméabilité absolue du réservoir est principalement déterminée par la taille des pores dans la roche.

La corrélation de Newman peut être exprimée mathématiquement sous la forme :

$$K = C * \Phi^n * (1 - S_w)^{(m)} \quad \text{(III.04)}$$

Où K est la perméabilité absolue, Phi est la porosité, Sw est la saturation en eau et C, n et m sont des constantes empiriques.

Les valeurs de C, n et m varient en fonction des propriétés de la roche et des conditions du réservoir, et doivent être déterminées à partir de données de puits et de tests de laboratoire.

$$C = 0.02 \qquad n = 2.0 \qquad m = 1.0$$

La perméabilité absolue est ensuite utilisée dans le modèle de compaction de la roche pour déterminer comment la structure de la roche évolue au fil du temps en réponse à des forces de compression, de dilatation et de cisaillement. Les résultats du modèle de compaction de la roche peuvent être utilisés pour prédire la porosité, la perméabilité et d'autres propriétés de la roche à différents moments dans le temps.

Dans notre cas on a utilisé la corrélation de Newman **lorsqu'il n'y a pas suffisamment de données pour effectuer une estimation plus précise (manque des tests sur les carottes en laboratoire)**, Avec ces paramètres :

- Pression minimale : 3801.5 Psi.
- Pression maximale : 7801.5 Psi.
- Pression de référence : 5801.5 Psi.
- La porosité moyenne : 0.17.
- Type de roche : Grès consolidé .

III.4.5. Les perméabilités I, J et K

Dans le modèle statique, une seule valeur de perméabilité est assignée à chaque cellule, ce qui peut sous-estimer ou surestimer la perméabilité réelle du réservoir.

$$k_v = a \cdot k_h \quad \text{(III.05)}$$

Le facteur d'anisotropie, noté "a", est une constante qui représente la relation entre la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale d'un réservoir pétrolier. Cette constante varie entre 0 et 1, la valeur de "a" est déterminée à partir de données de forage et de tests de puits, ainsi que d'observations géologiques.

Les perméabilités I, J et K sont les composantes de la perméabilité d'un réservoir dans les directions x, y et z respectivement, où chaque direction est définie par un axe orthogonal du système de coordonnées.

Dans notre cas le facteur "a" été estime $a = 0.1$

PERM_X=PERM

PERM_Y=PERM_X

PERM_Z=PERM_X*0.1

III.4.6.net to gross (NTG)

Le calcul de net to gross (NTG) est une mesure de la qualité de la roche réservoir dans un gisement pétrolier. Il représente la proportion de la formation qui est occupée par les pores et les fractures, donc qui est propice à la circulation des fluides (roche réservoir), par rapport à la proportion de la formation qui est occupée par des matériaux non poreux tels que des argiles et des minéraux non perméables (roche non réservoir).

Le calcul du NTG se fait en divisant l'épaisseur de la couche de roche réservoir par l'épaisseur totale de la formation, avec la formule suivante :

$$\text{NTG} = \frac{\text{épaisseur de la roche réservoir}}{\text{épaisseur totale de la formation}} * 100$$

Par exemple, si une formation a une épaisseur totale de 50 mètres et que la couche réservoir a une épaisseur de 10 mètres, le NTG sera de :

$$\text{NTG} = (10 / 50) \times 100 = 20 \%$$

Sera utilisé plus tard dans la simulation sous forme des keywords chaque grid a sont valeur de NTG.

III.4.7.Création de stratégie pour le cas de base

Il est prévu de créer une stratégie de simulation pour le cas de base en utilisant les conditions initiales suivantes:

- ❖ Une grille de taille 136*213*24 (X*Y*Z) avec 24 couches horizontales.
- ❖ Les perméabilités I, J et K.
- ❖ La porosité.
- ❖ Net to gross (NTG).
- ❖ Les fonctions de saturation.

- ❖ La compaction de la roche.
- ❖ Le modèle de fluide compositionnel.
- ❖ Une stratégie de développement vide (la partie Schedule de fichier DATA).

Toutes ces données sont incluses dans le fichier .DATA pour l'exécution de la simulation avec ECLIPSE E300 ou E100 pour les scénarios d'injection d'eau à basse salinité.

Une fois la simulation effectuée, il sera possible de calculer le volume de fluide en place à partir du modèle dynamique et du modèle statique, et de comparer les résultats pour évaluer l'erreur entre les deux modèles. Si l'erreur est inférieure à un certain seuil de 5%, cela validera le modèle dynamique et nous pourrons l'utiliser pour la suite de notre étude.

Dans ce tableau en a le volume d'huile en place calculé par le modèle dynamique et l'erreur relative de chaque cas :

Table III-3 Comparaison des volumes et l'erreur relative

Formation/Case	STOIIP estime en modèle statique [*10 ⁶ STB]	STOIIP estime en modèle dynamique [*10 ⁶ STB]	Erreur Relative (%)
TAGI / COW =3041.5	126.187	131.878	4.509973
TAGI / COW =3043.5	141.476	145.230	2.653454

III.4.8. Conclusion

Cette partie a été consacré à l'initialisation du modèle dynamique à partir des données préalablement traitées. Nous avons ensuite procédé à la calibration du modèle en ajustant les courbes de saturation huile-eau et en choisissant les contacts huile-eau les plus favorables pour notre cas, afin que les résultats du calcul de débit et de pression soient aussi proches que possible de ceux observés dans le champ pétrolier réel. Cette étape est cruciale pour garantir la précision et la fiabilité du modèle.

III.5. HISTORY MATCHING

III.5.1. Introduction

History matching, un processus dans lequel certains paramètres d'entrée du simulateur de réservoir tels que la porosité, la perméabilité, l'épaisseur, les saturations, la profondeur du contact huile/eau, la saturation en eau connate, la perméabilité relative, etc. sont modifiés individuellement ou collectivement afin d'obtenir une correspondance entre les valeurs de prédiction du simulateur et les données historiques observées . [10].

L'hétérogénéité spatiale et la nature anisotrope des roches réservoirs conduisent à une très grande dimensionnalité du modèle de réservoir, ce qui rend cette tâche complexe. L'ajustement d'historique de réservoir est considéré comme un problème inverse, où l'on cherche à recalculer les paramètres du système à partir d'une sortie de système donnée.

La fonction 'G' représente le modèle de réservoir, 'D' représente la valeur prédite des données observables telles que les débits et les pressions de puits obtenues à partir du modèle de réservoir correspondant au modèle, 'Z' comprenant la porosité, la perméabilité, etc.

Les paramètres du modèle inconnus Z sont considérés comme des variables aléatoires, et la probabilité est utilisée pour décrire les vraies valeurs des paramètres.

Les données observées 'D_{obs}' diffèrent des données prédites d'en raison des incertitudes de mesure. Les incertitudes de mesure sont supposées être additives.

$$D_{obs} = D + e = G(Z) + e \quad \text{(III.06)}$$

Où 'e' représente les erreurs de mesure qui sont indépendantes et identiquement distribuées.

Le processus de calage historique consiste à trouver l'ensemble des paramètres du modèle Z qui minimisent la fonction objectif $\Phi(Z)$. Cela se fait en résolvant un problème inverse à l'aide de techniques d'optimisation, telles que des méthodes basées sur les gradients ou des algorithmes évolutifs, pour ajuster de manière itérative les paramètres du modèle et améliorer la concordance entre les données observées et prédites.

Minimiser :

$$\Phi(Z) = \Sigma [D_{obs} - G(Z)]^2 \quad \text{(III.07)}$$

Où :

$\Phi(Z)$: représente la fonction objectif à minimiser.

D_{obs} : est la donnée observée obtenue à partir des mesures.

G(Z) : est le modèle de réservoir qui génère les données prédites en fonction des paramètres du modèle Z.

La sommation est effectuée sur tous les points de données observés [11].

Voici un schéma qui résume les étapes essentielles dans le processus d'history matching :

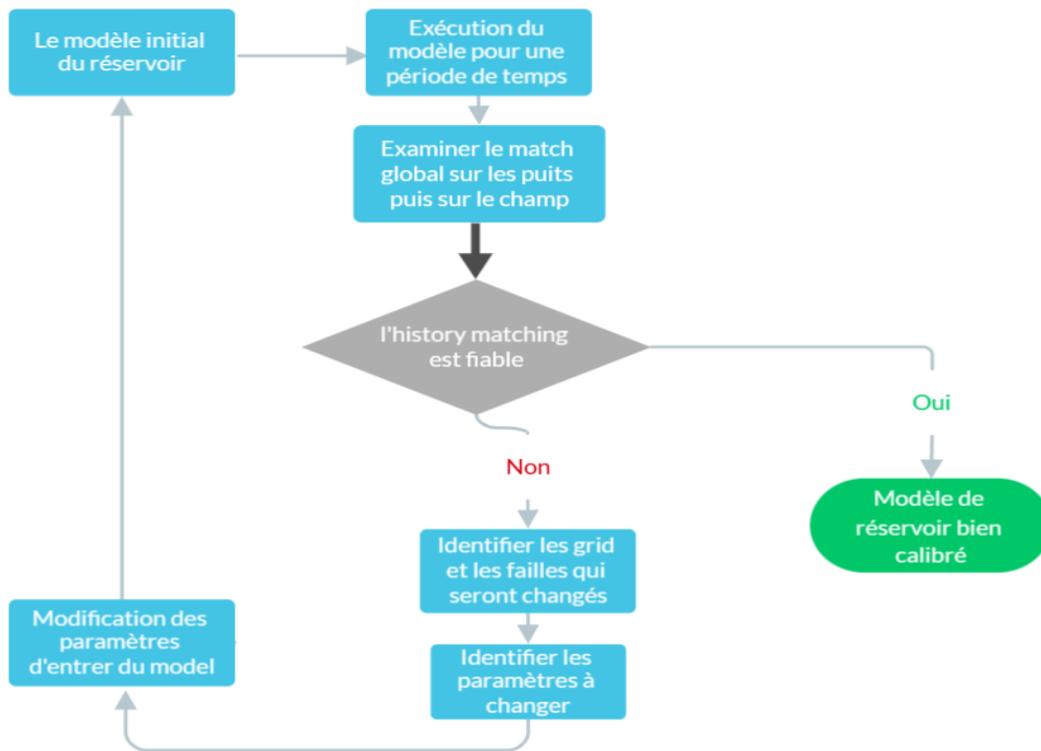


Figure III-11 Organigramme des étapes de l'history matching

III.5.2. Plan de travail

Un workflow d'history matching est un processus qui vise à calibrer un modèle de réservoir en fonction des données de production observées. Il comporte généralement les étapes suivantes :

- 1- Les problèmes observés dans notre modèle dynamique sont :
 - Production d'eau (early breakthrough) qui va causer la baisse de production d'huile.
 - La chute de pression de réservoir rapidement par rapport au données observées.
- 2- Définition des plages des paramètres incertains du modèle :
 - Les perméabilités relatives.
 - Les saturations critiques.
 - Le contact huile-eau.
- 3- La génération de plusieurs réalisations du modèle en échantillonnant les paramètres incertains .
- 4- L'évaluation de la qualité de l'ajustement des réalisations en comparant les données simulées vs observées.
- 5- La sélection des réalisations qui satisfont un critère d'acceptation.
- 6- La mise à jour des paramètres incertains.

- 7- La répétition des étapes précédentes jusqu'à ce qu'un niveau de convergence satisfaisant soit atteint.
- 8- La prédiction de la production future à partir de modèle ajusté et l'évaluation de l'incertitude associée.

III.5.3. Les données nécessaires pour l'history matching

Données observées de production

L'importation et l'analyse des données d'historique de production est une étape cruciale dans la modélisation et la simulation des réservoirs pétroliers, Ces données sont souvent utilisées pour valider et calibrer les modèles elles permettent de détecter les erreurs, de les corriger si nécessaire et d'identifier les tendances et les modèles de production [12].

Cette analyse peut également aider à identifier les puits sous-performants ou les problèmes de réservoir, ce qui peut aider à orienter les décisions de gestion de réservoir.

Pour les puits producteurs d'huile en a ces données :

- Débit de production d'huile .
- Débit de production d'eau.
- Pression de fond dynamique et pression de tête de tubing .

Pour les puits injecteurs d'eau et de gaz en a ces données :

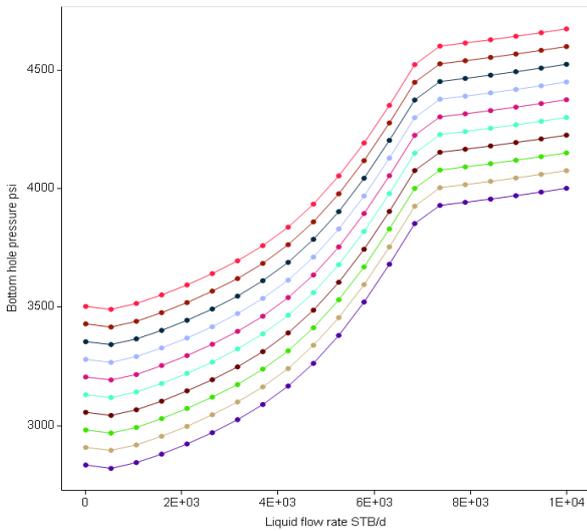
- Débit d'injection d'eau ou gaz.
- Pression de tête.

Les tables VFP

Lors de l'exploitation de puits, la performance de l'écoulement vertical est un facteur clé à considérer pour maximiser la production. L'écoulement vertical se réfère à la capacité du puits à produire des fluides verticalement, c'est-à-dire à partir du fond du puits vers la surface.

Le couplage des données VFP "Vertical Flow Performance" dans la simulation est importante pour convertir notre système d'équation en un système fermé. Comme nous disposons des pressions de tête THP (Tubing Head Pressure) comme historique de production pour les 5 premières années (2018-2023), nous pouvons calculer les pressions de fond BHP (Bottom Hole Pressure) en tenant compte les pertes de charge dans le tubing, l'amélioration de performance due à l'ESP a des vitesses variables le changement de composition le long de vie du champ (GOR , WATER CUT), grâce à l'utilisation des tables VFP.

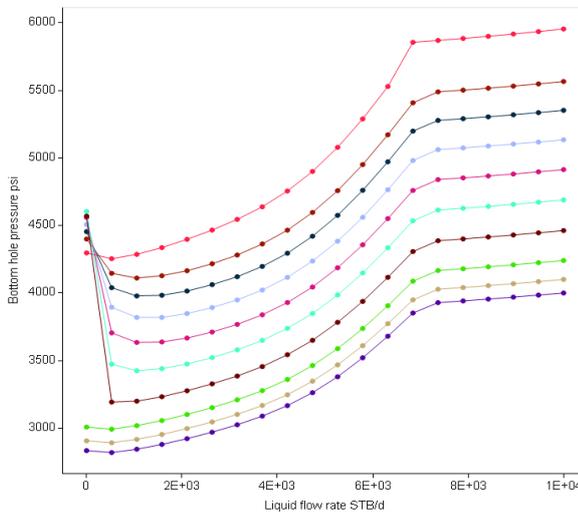
Bottom hole pressure vs. Liquid flow rate for a family of 10 THP values:



Symbol legend			
Bottom hole pressure at THP (psi)			
THP-44.7 psi	THP-268 psi	THP-491.4 psi	THP-714.7 psi
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
THP-113.1 psi	THP-342.5 psi	THP-555.8 psi	
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	
THP-193.6 psi	THP-416.9 psi	THP-640.3 psi	
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	

Figure III-14 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 10 valeurs de pression de tête de

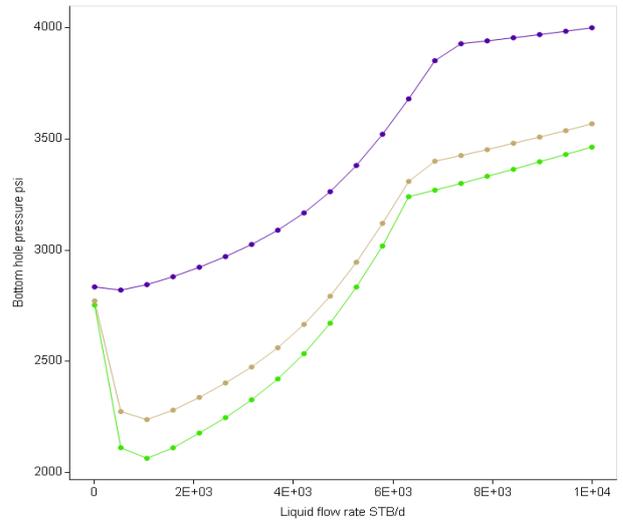
Bottom hole pressure vs. Liquid flow rate for a family of 10 Water cut values:



Symbol legend			
Bottom hole pressure at Water cut (STB/STB)			
Water cut 0 STB/STB	Water cut 0.23 STB/STB	Water cut 0.56 STB/STB	Water cut 0.99 STB/STB
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
Water cut 0.05 STB/STB	Water cut 0.34 STB/STB	Water cut 0.67 STB/STB	
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	
Water cut 0.12 STB/STB	Water cut 0.45 STB/STB	Water cut 0.78 STB/STB	
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	

Figure III-15 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 10 valeurs de WCUT

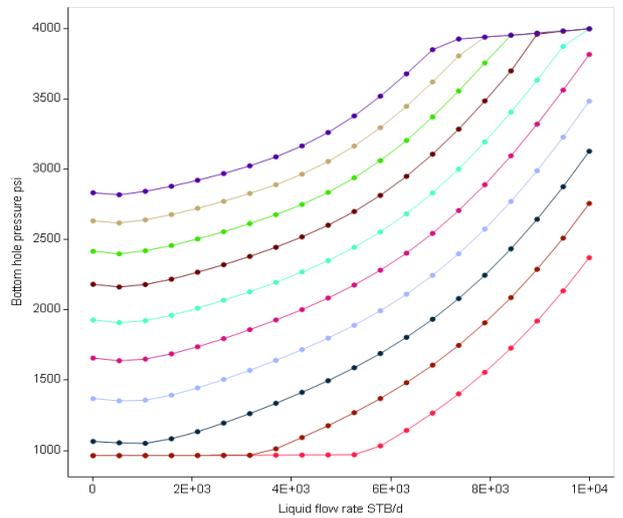
Bottom hole pressure vs. Liquid flow rate for a family of 3 Gas oil ratio values:



Symbol legend	
Bottom hole pressure at Gas oil ratio (MSCF/STB)	
Gas oil ratio 0 MSCF/STB	Bottom hole pressure (psi)
Gas oil ratio 0.16 MSCF/STB	Bottom hole pressure (psi)
Gas oil ratio 0.19 MSCF/STB	Bottom hole pressure (psi)

Figure III-12 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 3 de GOR

Bottom hole pressure vs. Liquid flow rate for a family of 10 Pump rating values:



Symbol legend			
Bottom hole pressure at Pump rating (t)			
Pump rating 35	Pump rating 45	Pump rating 55	Pump rating 65
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)
Pump rating 38.3333	Pump rating 48.3333	Pump rating 58.3333	
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	
Pump rating 41.6667	Pump rating 51.6667	Pump rating 61.6667	
Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	Bottom hole pressure (psi)	

Figure III-13 Pression de fond en fonction de débit de liquide pour 10 valeurs de vitesses de pompe ESP

III.5.4. Calage du modèle du réservoir

Après une étude de sensibilité, le choix du contact huile-eau a été établi à 3043,5 mètres et une modification de l'allure des perméabilités relatives des faciès (clean Sandstones et Sandstones) pour le système huile-eau a été effectuée .

Tel qu'indiqué, des modifications ont été appliquées au S_{wc} . Les S_{wc} du Cas de Base (avant l'ajustement) pour les types de roche Sandstone et clean Sandstone était respectivement de 0,34 et 0.2.

Les sensibilités de [0,34 à 0.41] et de [0,20 à 0.30] ont été appliquées sur les types de roche Sandstone et clean Sandstone était respectivement.

Un ajustement sur l'allure des perméabilités relatives K_{ro} et K_{rw} pour les deux types de roche CS et SS.

La combinaison des modification précédentes permis d'obtenir des résultats bien associer avec les données observer au sien du champ BMS (Retarder l'arrivée d'eau, ajuster la pression de fond des puits producteurs et injecteur et le débit), les ajustements sont représentés dans les figures suivantes :

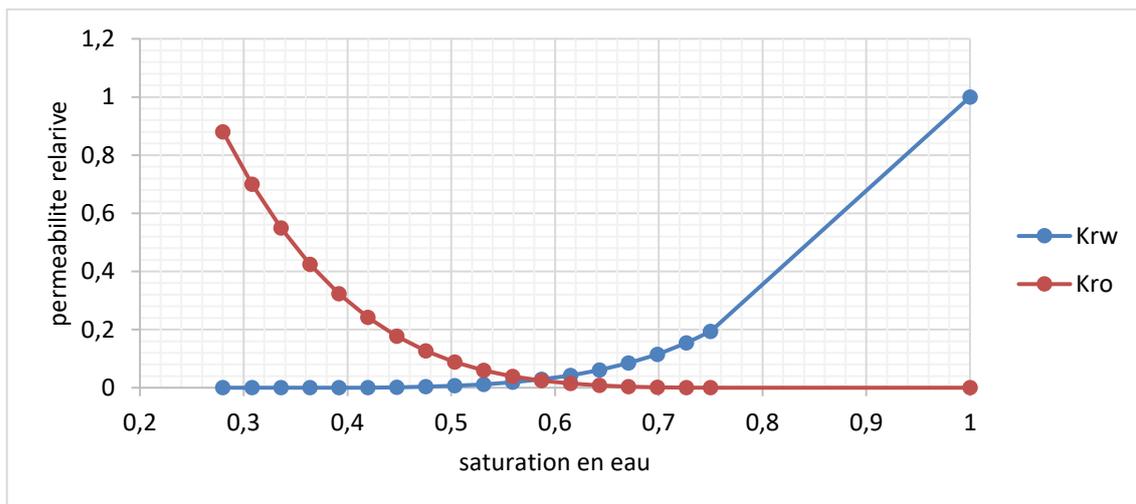


Figure III-16 courbe de perméabilités relatives modifiée pour system huile/eau utiliser pour Sandstones

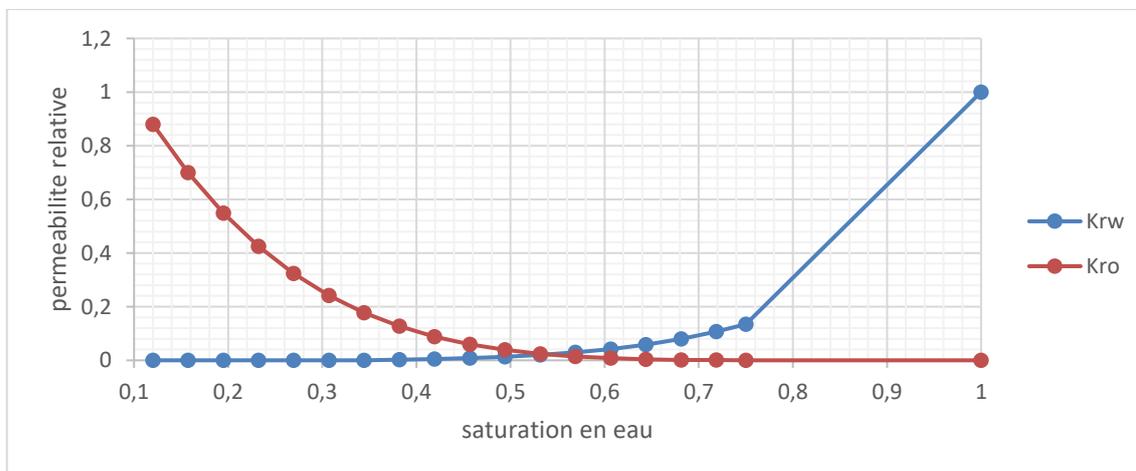


Figure III-17 courbe de perméabilités relatives modifiée system huile/eau utiliser pour Clean Sandstones

III.5.5. Les résultats de l'History Matching

Les résultats du history matching montrent une bonne correspondance entre les données d'historique de production et les prévisions du modèle, ce qui indique que les paramètres du modèle ont été bien calibrés, les profils de production et de pression représentés par les figures suivantes :

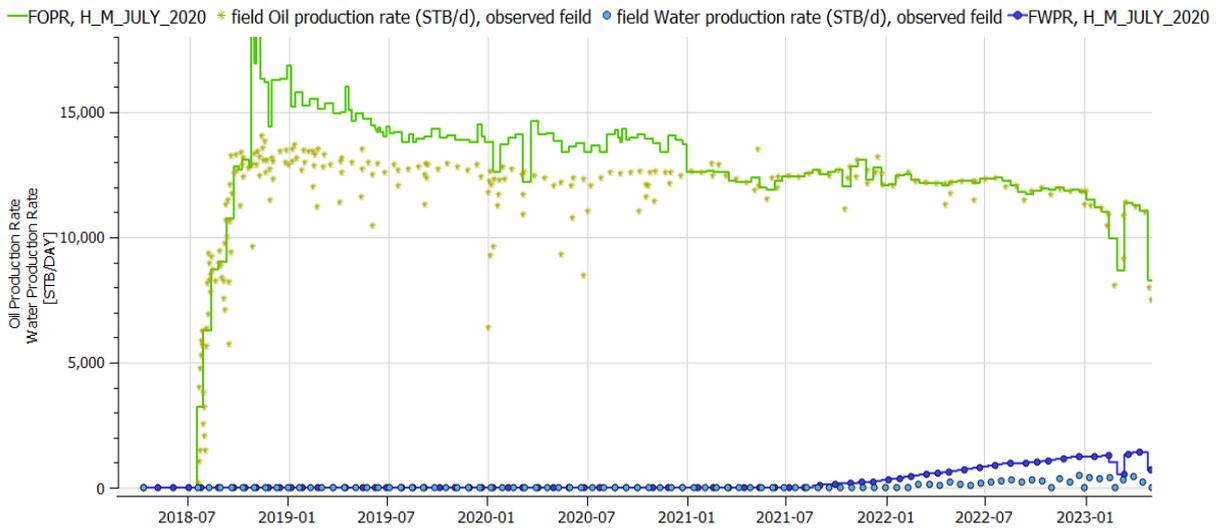


Figure III-18 Profil de production d'huile et d'eau du champ BMS

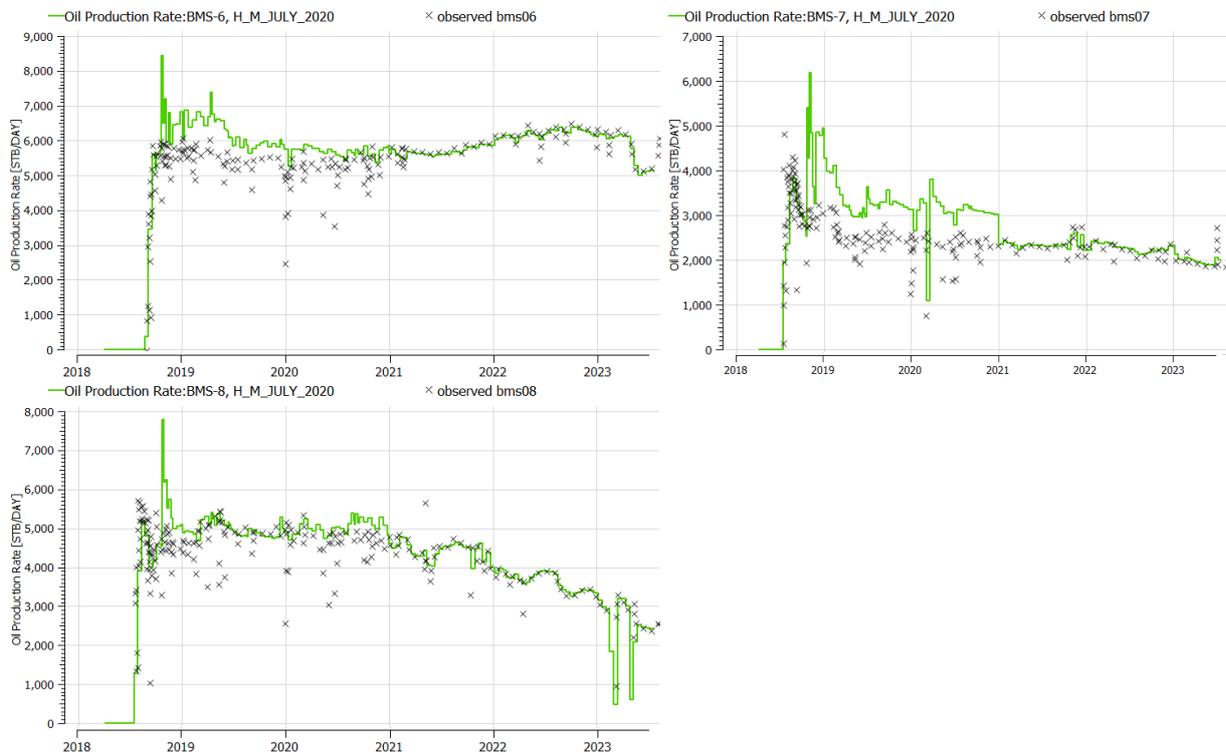


Figure III-19 Profil de production d'huile pour les puits BMS 6-7-8

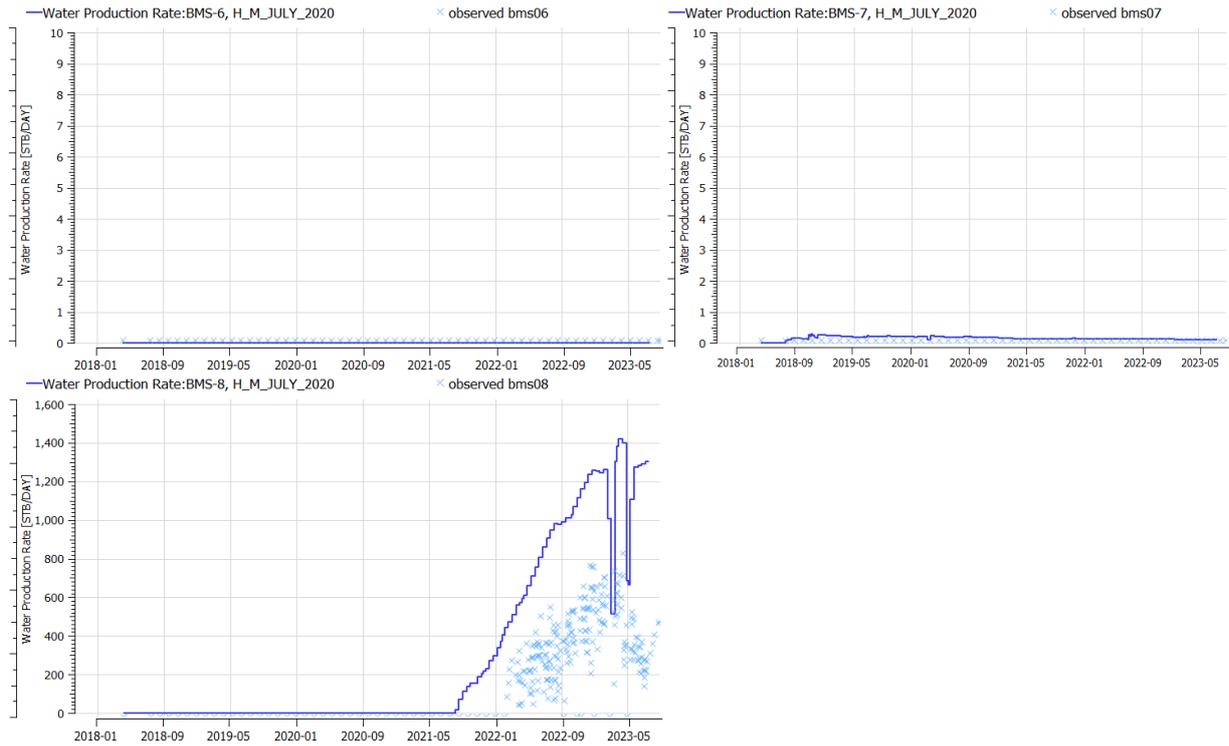


Figure III-20 Profil de production d'eau pour les puits BMS 6-7-8

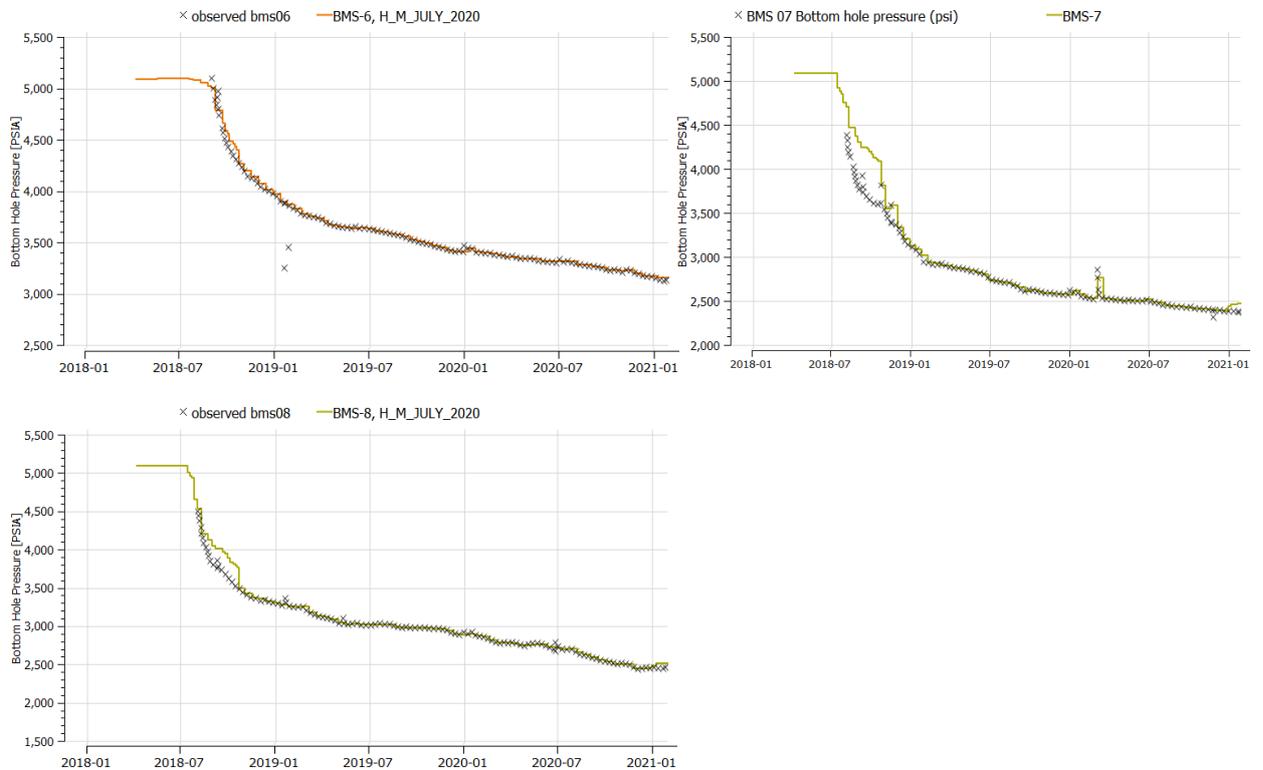


Figure III-21 Profil de pression de fond pour les puits BMS 6-7-8

III.6. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'ajustement du modèle dynamique par History Matching, avec une étude de sensibilité des perméabilités relatives et le COW sur la production d'eau (early breakthrough) et la chute rapide de pression de réservoir et la baisse de production d'huile. Le modèle ajusté sera utilisé pour simuler différents scénarios de développement qui seront présentés dans le prochain chapitre, en fin de compte, L'History Matching permet de garantir la précision du modèle et de prendre des décisions éclairées pour l'avenir.

IV. CHAPITRE04

Les scénarios proposés

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous examinons plusieurs scénarios de développement possibles pour le champ BMS en utilisant le modèle dynamique que nous avons établi et ajusté dans le chapitre précédent. Nous avons étudié les avantages et les inconvénients de chaque scénario, en tenant compte des coûts, des risques et des contraintes opérationnelles, afin de recommander un ou plusieurs scénarios de développement qui permettront d'optimiser la production et de maximiser la rentabilité à long terme.

Lors de la conception des scénarios conceptuels, certaines contraintes opérationnelles et critères de contrôle doivent être pris en compte, notamment :

- Une pression de fond dynamique minimale de 1300 psi pour garantir le bon fonctionnement des ESP (Electric Submersible Pumps).
- Un water cut maximal de 95% pour chaque puits.
- Les programmes de forage et les limitations des installations.
- L'huile est considérée comme la phase préférée.
- Les ESP sont la seule méthode d'activation utilisée.
- Débit de production maximale 12000 bbl/jour (MER 10%).

Les scénarios offrant les meilleures récupérations seront considérés comme candidats pour l'étude économique, afin de valider le scénario optimal.

IV.2. Vue générale sur le modèle dynamique

Afin de mieux comprendre les stratégies de développement à mettre en place, il est essentiel d'examiner le modèle dynamique actuel. La figure suivante montre la carte de saturation en eau.

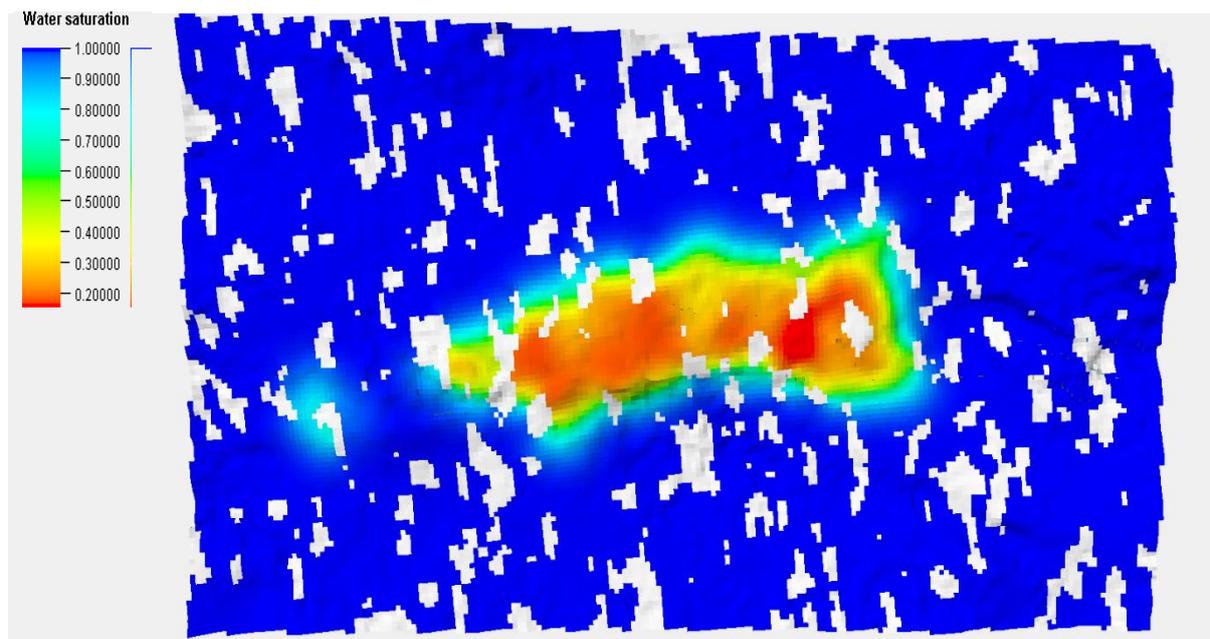


Figure IV-1 la carte de saturation en eau

IV.3. Les potentiels de réservoir

L'analyse des potentiels de réservoir à l'aide de l'équation de bilan des matières qui est un outil essentiel pour évaluer les mécanismes de drainage dominants et leurs effets sur la production. Cette approche permet d'obtenir une compréhension approfondie de la façon dont le fluide se déplace à travers le réservoir et de cibler les meilleurs mécanismes de récupération assistée. Ce graphique représente la contribution des différents mécanismes de récupération dans la production d'huile :

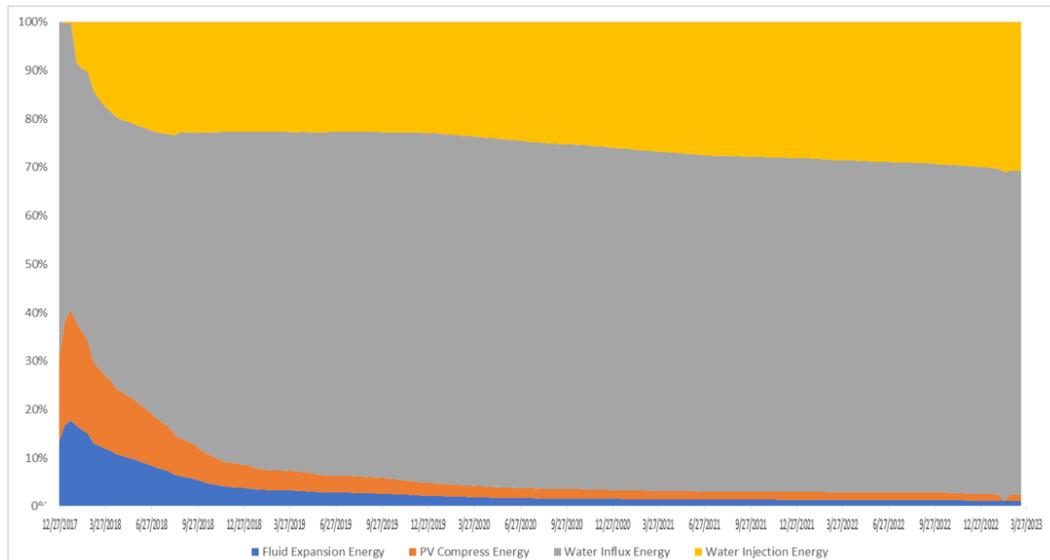


Figure IV-2 pourcentage de contribution des mécanismes sur la production

A partir de cette figure, nous pouvons déduire que l'infiltration d'eau (water influx) et l'injection d'eau dans l'aquifère sont les mécanismes dominants, représentant en moyenne 70% et 22% respectivement. Les autres mécanismes, tels que la compression de la roche et l'expansion du fluide, sont considérables au début de la production mais deviennent négligeables par rapport aux deux premiers avec le temps.

Cela indique que l'eau qui s'infiltré naturellement dans le réservoir (infiltration d'eau) ainsi que l'eau injectée dans l'aquifère jouent un rôle majeur dans la production. L'infiltration d'eau est due à une différence de pression entre le réservoir et l'aquifère, ce qui entraîne un flux d'eau vers le réservoir. L'injection d'eau dans l'aquifère vise à maintenir la pression du réservoir et à assurer un balayage horizontal du brut dans le réservoir. **Par conséquent**, l'injection d'eau est un mécanisme efficace à garder dans les scénarios proposés.

L'absence de gaz drive réduit l'efficacité de balayage microscopique dans la roche réservoir qui laisse une saturation d'huile résiduel de valeur importante, Donc l'injection WAG sera un bon scénario à tester pour bénéficier des deux effets en même temps (le balayage microscopique et macroscopique).

IV.4. L'analyse des indices de production pour le cas de base

L'analyse des indices de production, tels que les volumes déjà produits, les fractions de fluide produites, les débits d'injection, la pression du réservoir, l'état des puits et la salinité de l'eau de formation, revêt une importance capitale pour évaluer les potentiels du réservoir et déterminer les meilleures techniques de récupération à appliquer sur ce champ.

IV.4.1. L'analyse de pression de réservoir

La pression de réservoir pour le cas de base avec trois puits injecteurs d'eau et 3 puits horizontaux producteur avec un débit maximal d'huile 10000 bbl/jours et un rapport de remplacement 1.2 .

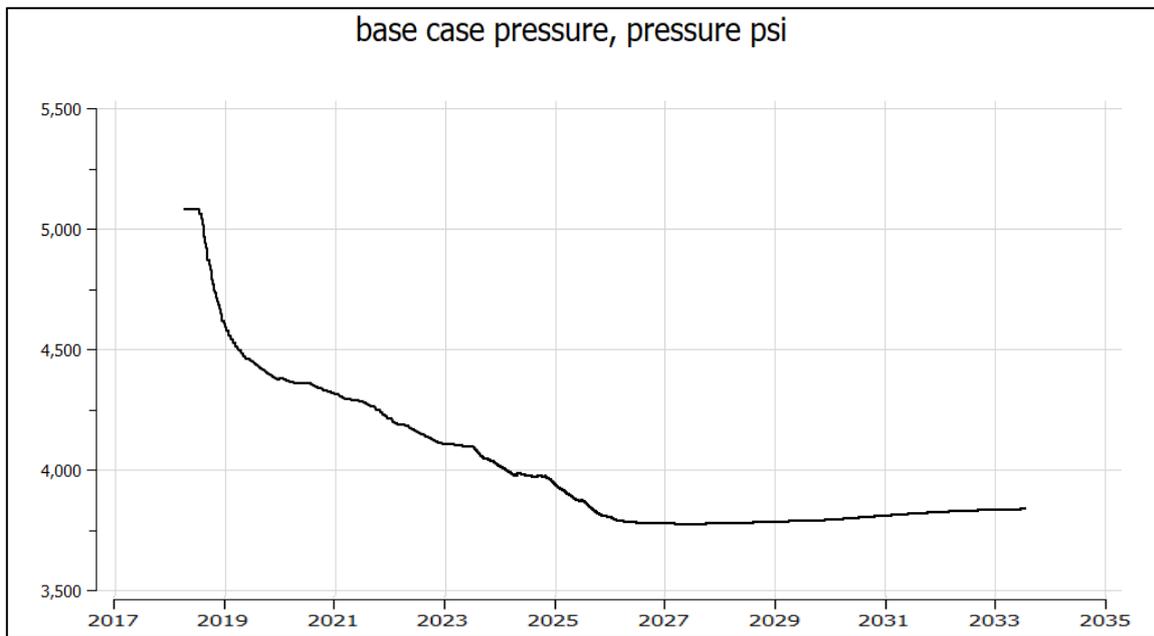


Figure IV-3 L'évolution de pression de réservoir en fonction du temps

À partir de cette figure, en regarde un chut de pression progressive dès le début de production jusqu'à 2023 de 5092 psi à 3770 psi en peu déduire que l'addition des puits producteur sans ajouter des puits injecteur pour remplacer les volumes produite et maintenir la pression va provoquer une chute plus vite, cela va réduire la durée de vie du champ et affectera la récupération d'huile.

Ainsi, notre étude des scénarios élimine le choix d'ajouter des puits producteurs sans l'addition des puits injecteurs.

IV.4.2. L'analyse de profil de production

Le profil de production d'huile est représenté dans la figure suivante :



Figure IV-4 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de champ

Le plateau production est fixe d'environ de 12000 bbl/jours dans la période 17/07/2018 à 05/01/2023 après cette date l'effet de déclin a commencé et la production balancer dans les environs de 10000 bbl/jours, Donc notre but est de prolonger le plateau de 10000 bbl/jours le plus possible.

IV.4.3. L'analyse des fractions fluides produites

Le graphe de GOR est représenté dans la figure suivante :

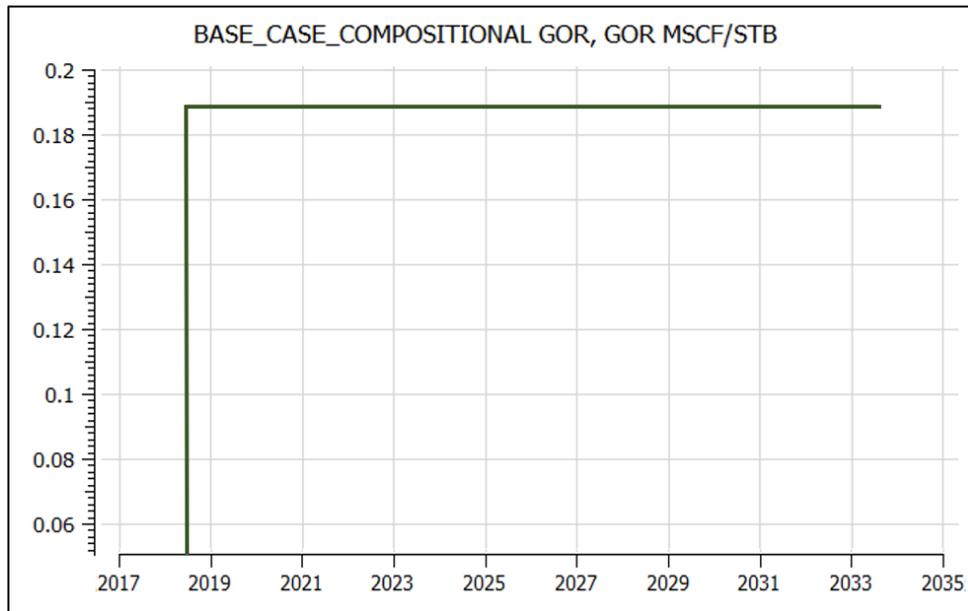


Figure IV-5 L'évolution de GOR de champ en fonction du temps

Le GOR de champ est fixe à une valeur de 185 SCF/STB en raison de la pression du réservoir qui est toujours supérieure à la pression de saturation de l'huile dans la température de réservoir 187 °F. Ainsi, le fluide qui sort du réservoir est monophasique, ce qui signifie que son GOR reste constant. Cela est dû à l'absence de gaz dissous ou de gaz libre dans le réservoir qui pourrait précéder l'huile dans la formation perméable, en plus les quantités de gaz produites sont injectées dans le puits bourbe BMS-09, qui est éloigné du réservoir. Par conséquent, ce puits n'a aucune influence sur la pression du réservoir ou le GOR.

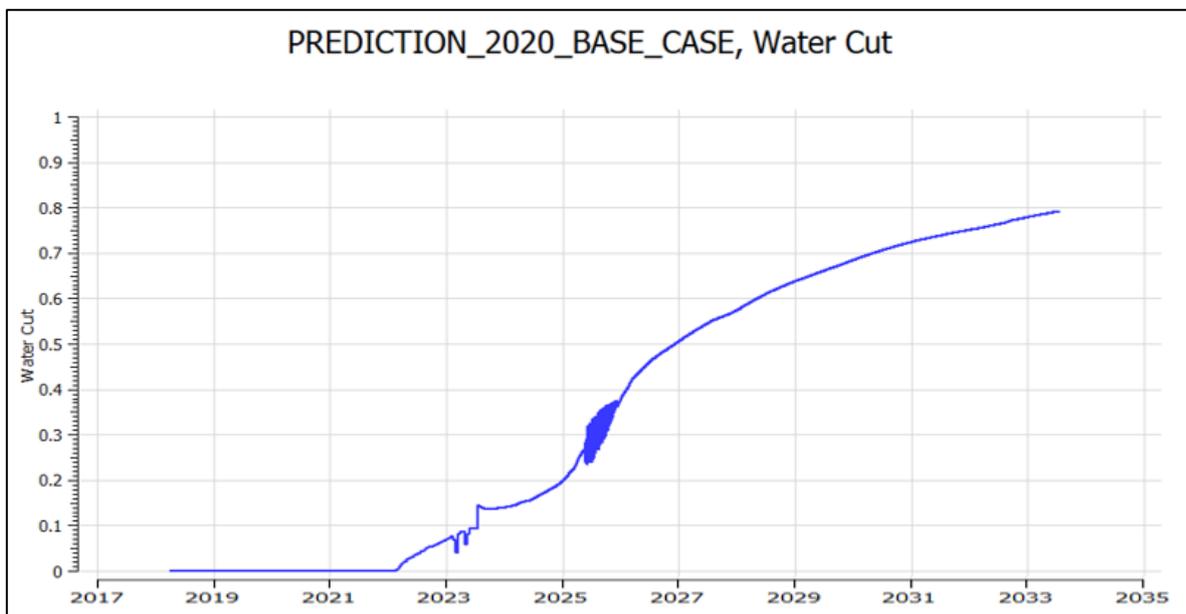


Figure IV-6 L'évolution de WATER CUT de champ en fonction du temps

Le WATER CUT est nul pendant les 4 premières années de production, puis il augmente légèrement pour atteindre une valeur de 0,35 en 2026. Cela confirme l'efficacité de l'injection

d'eau et l'absence de formation de chemins préférentiels entre les puits injecteurs et les puits producteurs par rapport à un champ de petite taille.

En allant plus loin, nous pouvons calculer le rapport des perméabilités relatives.

$$M = \frac{\lambda_{\text{déplaçant}}}{\lambda_{\text{déplacé}}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{(k_{rw}/\mu_w)_{s_{wf}}}{(k_{ro}/\mu_o)_{s_{wi}}} \quad (\text{IV.01})$$

k_{rw} μ_w : sont respectivement la perméabilité relative et la viscosité d'eau pour la saturation en eau finale.

k_{ro} μ_o : sont respectivement la perméabilité relative et la viscosité d'huile pour la saturation en eau initiale. Si :

– $M < 1$: on a un déplacement piston, l'eau se déplace plus lentement que l'huile et la récupération est très élevée.

– $M = 1$: la récupération est modérée.

– $M > 1$: la récupération est faible, une percée se produit rapidement.

Pour notre cas, on a les données suivantes d'après les études SCAL :

$$\begin{aligned} \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right)_{s_{wf}} &= \left(\frac{0.2}{0.4000}\right)_{s_{wf}=0.75} = 0.5 \\ (k_{ro}/\mu_o)_{s_{wi}} &= \left(\frac{0.88}{1.08}\right)_{s_{wi}=0.28} = 0.814 \end{aligned} \quad (\text{IV.02})$$

La valeur de M sera $0.61 < 1$, donc on aura un déplacement piston.

Cela suggère que la technique de récupération basée sur l'injection de polymères peut être éliminée car elle n'est pas nécessaire et très coûteuse.

IV.5. Interprétation des résultats de cas de base

D'après ces résultats obtenus, on déduit:

- 1) Le taux de récupération qui correspond à la production cumulée jusqu'à juillet 2033 est égale à 31%. Ce taux de récupération est modéré.
- 2) La contribution de puits BMS-06 est remarquables (élevées) par rapport aux contributions des autres puits (qui sont moyen, BMS-07, BMS-08).
- 3) La production d'eau du champ est moyenne, et les Water Cut des puits aussi (sauf pour BMS08 et BMS-06 qui ont un Water Cut un peu élevé durent les dernier année).

IV.6. La procédure d'évaluation économique

La procédure d'évaluation économique des scénarios vise à déterminer la rentabilité des différentes options et à comparer leurs effets économiques. Un paramètre essentiel dans cette évaluation est la Valeur Actuelle Net (VAN).

La VAN : représente la différence actualisée entre les Cash inflow (recettes) et les Cash outflow (dépenses).

$$CF_t = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (\text{VII.03})$$

CF_t : est le cash-flow d'une période t.

K : est le taux d'actualisation.

t : la période en cours .

T : la dernière période.

Selon la règle générale, l'interprétation de la VAN est la suivante :

Si la VAN est supérieure à zéro (VAN > 0) : le projet est considéré comme rentable.

Si la VAN est inférieure à zéro (VAN < 0) : le projet est considéré comme non rentable.

Cash-Flow CF_t : C'est la différence entre les recettes et les dépenses (expenditures).

$$CF_t = R - D \quad (\text{VII.04})$$

- **Revenues (recettes)** = la production (en BBL) * Prix du BBL + la production de gaz* prix du gaz.

Dans cette situation, la petite quantité de gaz produite (faible GOR) ne justifie pas sa commercialisation. Par conséquent, l'entreprise décide de ne pas vendre le gaz extrait du champ pétrolier de Bir El Msana.

Les dépenses : la somme du capital expenditure (CAPEX) et operating expenditure (OPEX) .

1. **Dépenses en capital (CAPEX)** : Il s'agit des dépenses d'investissement totales, y compris les charges fixes liées à l'exploration, au développement du champ, au transport, ainsi que les coûts de construction et de mise en place des puits.
2. **Dépenses opérationnelles (OPEX)** : Ce sont les dépenses récurrentes associées aux opérations de production, telles que l'injection de gaz lift, l'injection d'eau et autres opérations d'intervention.

Le prix du pétrole :

En raison des perturbations des prix du pétrole, nous avons pris la décision de fixer le prix à 50 \$.

IV.1. Calcul de la VAN pour le cas de base

Table IV-1 Calcul des VAN pour cas de base.

Calcul de la VAN pour le cas de base											
L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (à partir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapEx=cout du puits+fixed CapEx+ CapEx des puits (\$)	OPEX		Dépenses totales (OpEx + CapEx) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cfactualisé	VAN ou NPV
						Fixed OpEx+Op Ex par puits	Cout d'injection d'eau + gaz (\$)				
2018	0	1801681	50	90084056	132800000	6050000	12796.4421	138862796.4	-48778740.2	-48778740.2	-48778740.2
2019	1	4705101	50	235255069	0	50000	41229.7043	91229.70431	235163839	217744295	168965555.2
2020	2	4486093	50	224304625	0	50000	41214.0215	91214.02148	224213411	192226861	361192416.5
2021	3	4537888	50	226894400	0	50000	39467.4207	89467.42072	226804933	180045068	541237484.4
2022	4	4412241	50	220612050	0	50000	37952.4276	87952.42759	220524098	162091795	703329279.4
2023	5	3788740	50	189437000	0	50000	36931.6521	86931.65211	189350068	128868475	832197754.2
2024	6	3650000	50	182500000	0	50000	31139.6232	81139.62317	182418860	114954825	947152579.4
2025	7	3625162	50	181258100	0	50000	32250.5192	82250.51917	181175849	105714368	1052866947
2026	8	2891406	50	144570300	0	50000	34801.9112	84801.91116	144485498	78061018.9	1130927966
2027	9	2419304	50	120965200	0	50000	36135.2549	86135.25488	120879065	60469627.3	1191397594
2028	10	2073812	50	103690600	0	50000	36799.4472	86799.44717	103603801	47988605.8	1239386199
2029	11	1810140	50	90507000	0	50000	37404.9192	87404.91917	90419595.1	38779414.5	1278165614
2030	12	1585156	50	79257800	0	50000	37976.5352	87976.53517	79169823.5	31439426.2	1309605040
2031	13	1427808	50	71390400	0	50000	38588.8549	88588.85488	71301811.1	26217528	1335822568
2032	14	1298632	50	64931600	0	50000	38924.7912	88924.79117	64842675.2	22076404.7	1357898973
2033	15	647640	50	32382000	0	50000	21158.855	71158.85505	32310841.1	10185724.7	1368084697

- La valeur de VAN pour ce cas est 1.368 milliards de dollars.
- On remarque que la valeur du Van en 2033 est positive, donc le cas de base est rentable.

IV.2. Les différents techniques et scénario de développement proposés

IV.2.1.Scénario 01 : Implantation d'un nouveaux puits injecteurs verticale à partir de juillet 2023

A cause de la diminution de la pression du réservoir, on propose d'implanter des nouveaux puits injecteurs d'eau pour maintenir la pression et assurer un bon support de balayage des hydrocarbures. Deux principaux critères sont effectués afin d'élaborer cette idée, l'emplacement et le nombre des puits qui ont un grand impact sur la récupération de pétrole. Les zones proposées sont imposés par des caractéristiques pétro-physiques et de la hauteur utile, qui permet d'avoir une meilleure récupération et qui nous aide plus tard à optimiser le nombre de puits injecteurs.

Cinq différents emplacements ont été proposés pour optimiser l'implantation des puits injecteurs. Les résultats de simulation sont comparés toujours avec le cas de base (3 puits producteurs, 3 puits injecteurs d'eau et un puits injecteur du gaz).

La figure montre les zones proposées d'implanter les puits injecteurs d'eau.

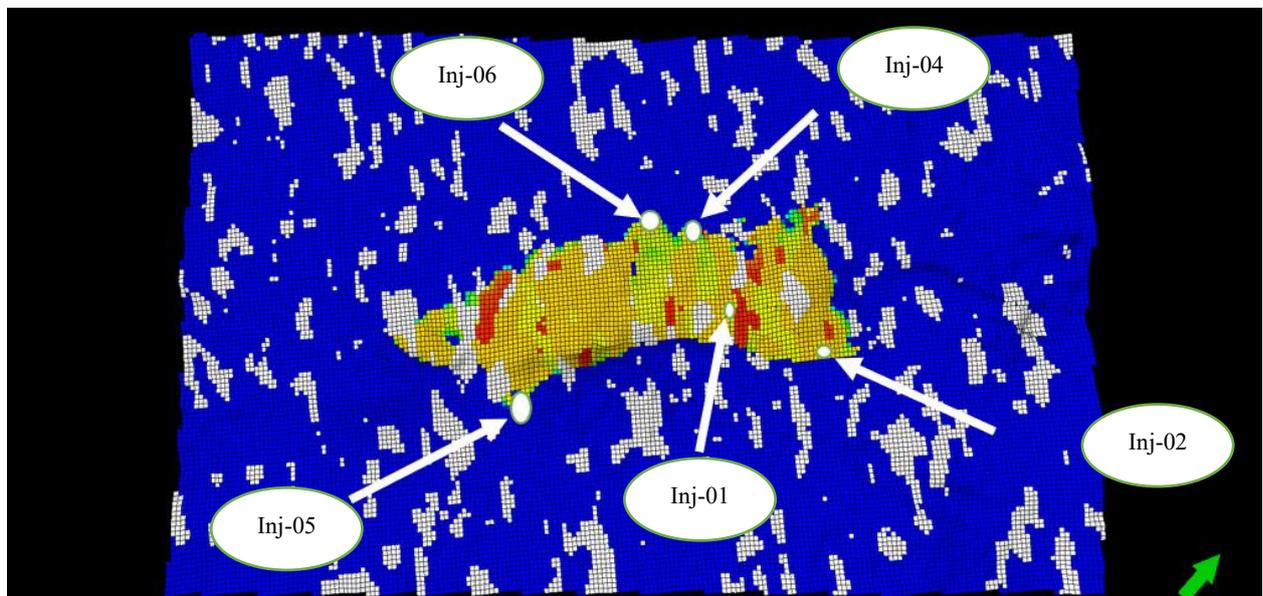


Figure IV-7 Les zones proposées pour l'implantation d'un nouveau puits injecteur

À cause de la dégradation des caractéristiques pétro-physiques (présence des argile) avec une faible hauteur utile et la présence des failles qui séparent ces puits injecteurs et les puits producteurs adjacents.

Donc les propositions d'implantation des puits injecteur d'eau (inj-05, inj-04) sont éliminés.

La proposition de puits injecteur INJ-01 était située entre deux puits producteurs horizontaux (BMS-8 et BMS-7). Au cours de la simulation, nous avons observé percement d'eau en raison de la faible distance entre le puits injecteur INJ-01 et les puits producteurs, ce qui a également entraîné une dégradation de la production.

Pour le puits INJ-02, son emplacement est basé sur l'analyse des différentes cartes et modèles de distribution de la perméabilité et de la porosité. Il est situé dans une zone qui

conserve une richesse en hydrocarbures même à la fin de la production dans le cas de base. C'est pourquoi ce puits a été proposé afin de garantir un bon balayage et de maintenir une pression de soutien.

La figure suivante représente une comparaison entre le cumule de production des différents emplacements des puits :

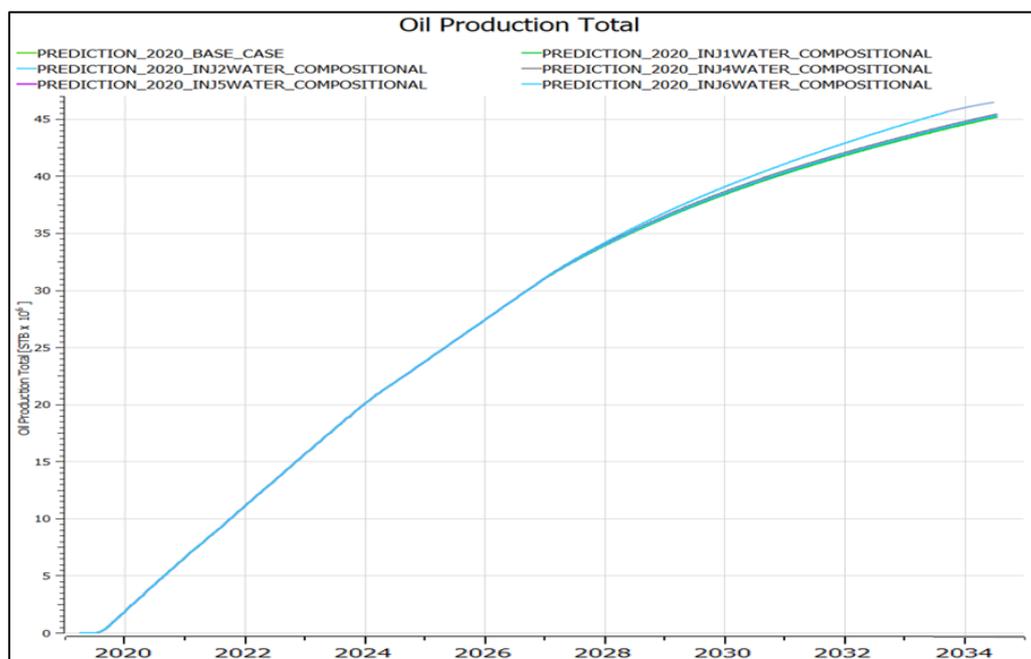


Figure IV-8 cumule de production pour chaque implantation

La source d'eau ou le débit maximal d'injection choisi est (2000 bbl/jours) avec une pression de fond 6000 psi ne pose pas de problème, parce que les puits d'eau Albain et Barimian assure une quantité de 20000 bbl/jours d'eau traitée et capable d'être injectée.

Les propositions réalisées pour optimiser l'implantation et le nombre de puits injecteurs sont présentées dans le tableau :

Table IV-2 Les implantation proposes et les résultats de chaque cas

Implantation	Coordonné de puits	Type de puits	Cumule de production finale [10 ⁶ STB]	Pourcentage d'augmentation de cumul par rapport au CB [%]
Cas de base	/	/	45.160804	/
Inj 01	x= 71 , y= 86	Vertical	45.193612	0.072647068
Inj 02	x= 82 , y= 69	Vertical	46.103568	2.087571337
Inj 04	x= 56 , y= 97	Vertical	45.427324	0.590157784
Inj 05	x= 88 , y= 134	Vertical	45.340396	0.397672282
Inj 06	x= 55 , y= 102	Vertical	45.320468	0.353545521

Donc, le meilleur puits à choisir est INJ-02 et nous allons présenter les résultats de ce scénario.

IV.2.1.1. Les résultats de scénario 01

Les figures suivantes illustrent l'emplacement du puits INJ-02 ainsi qu'une comparaison de la saturation d'huile entre le cas de base et après l'implantation du puits INJ-02 à la fin de la simulation en 2033.

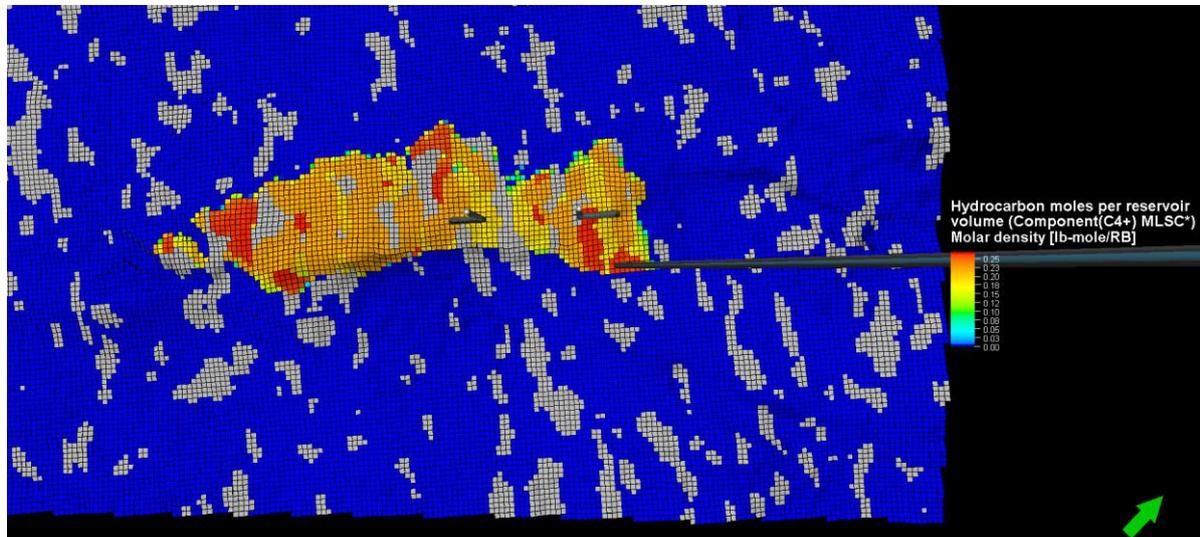
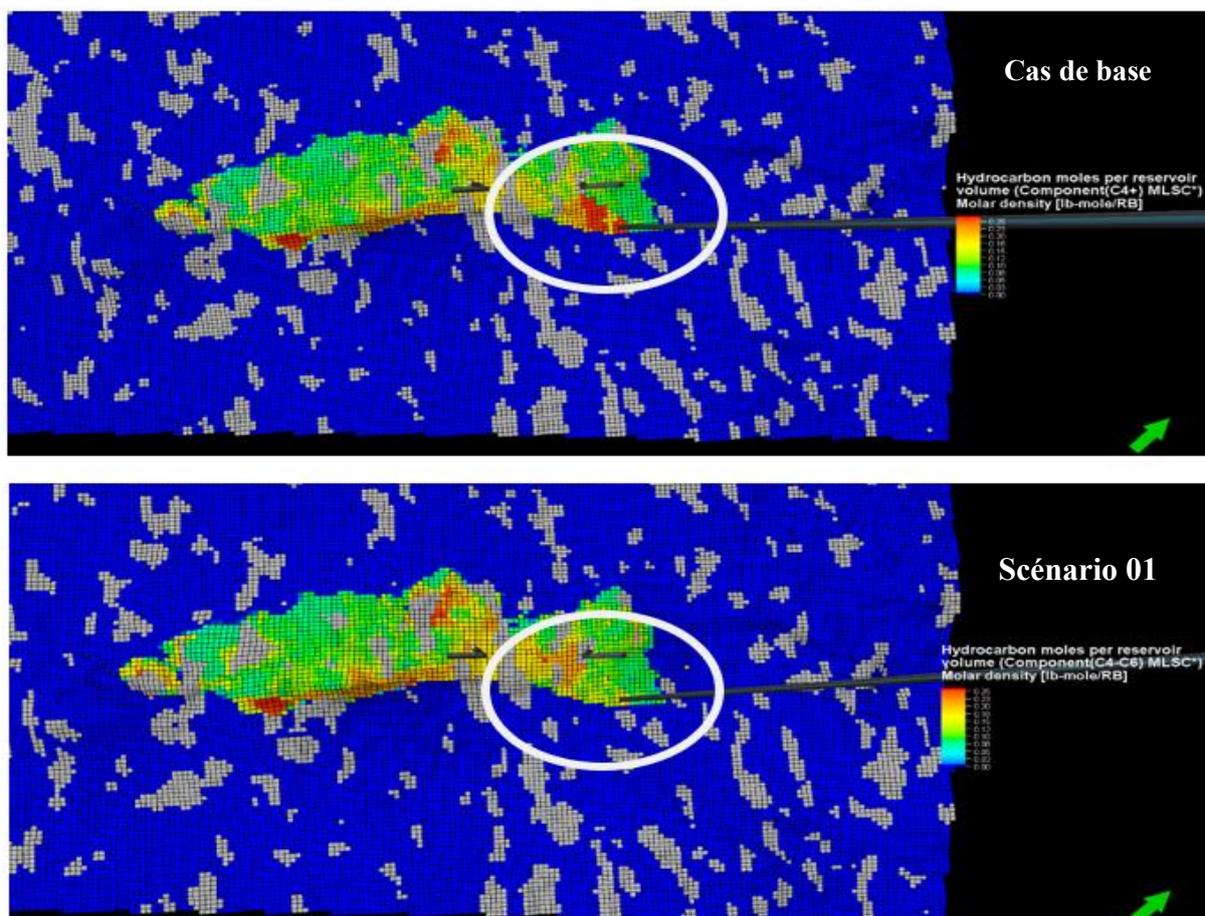


Figure IV-9 Carte de saturation d'huile en 2033 l'emplacement de INJ-02



Figures IV-10 Cartes de saturation d'huile en 2033 dans le cas de base VS le scénario 01

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

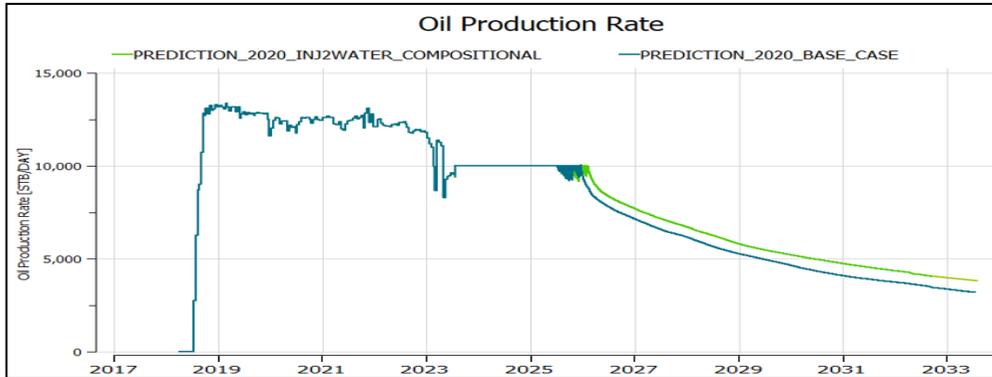


Figure IV-12 Profil de production scenario 01 vs cas de

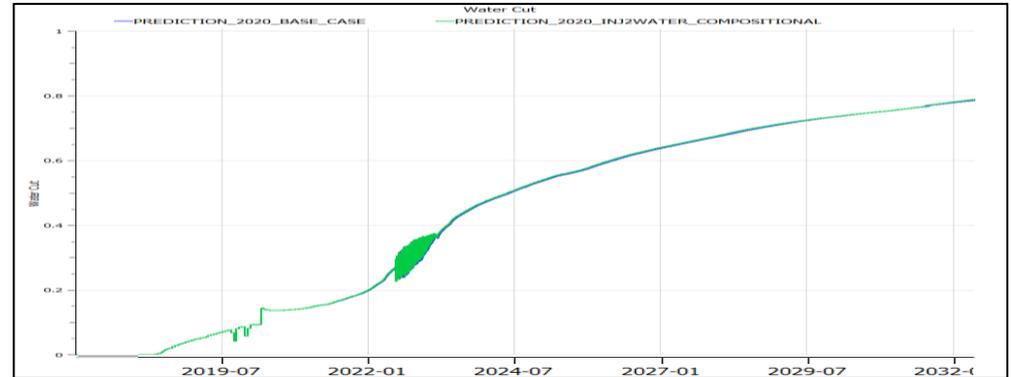


Figure IV-11 WCT Scénario 01 versus cas de base

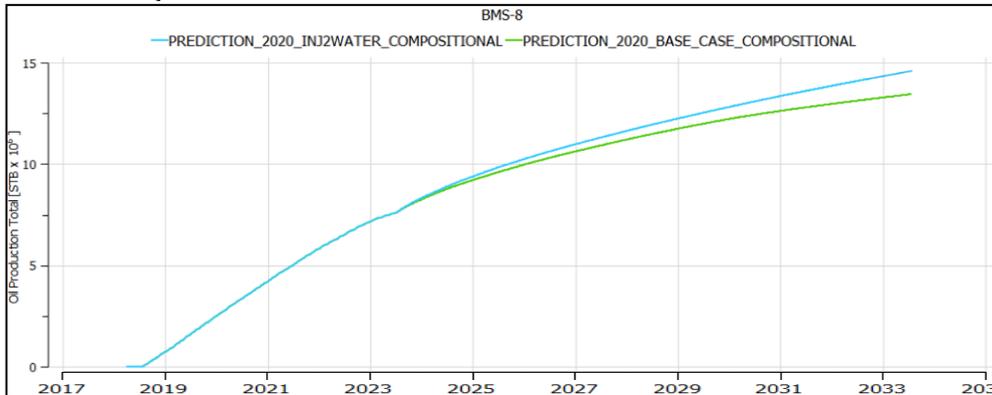


Figure IV-14 cumule de production pour le puits BMS-08 pour CB et scenario

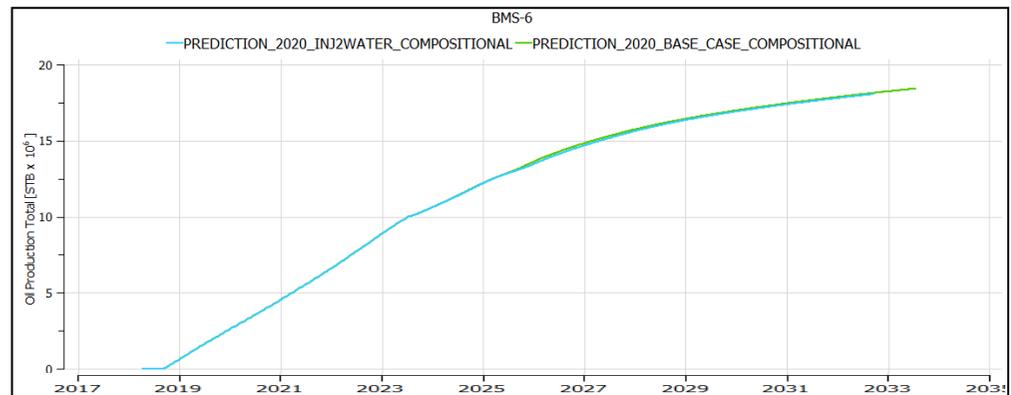


Figure IV-13 cumule de production pour le puits BMS-06 pour CB et

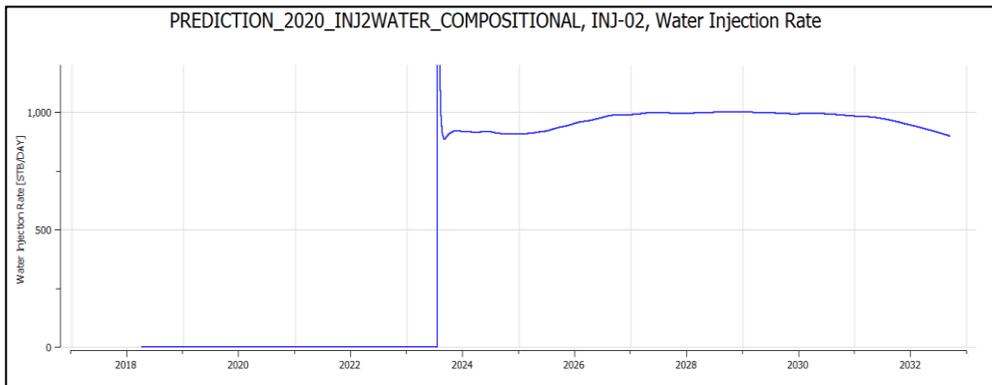


Figure IV-16 débit d'injection dans le puits INJ-02

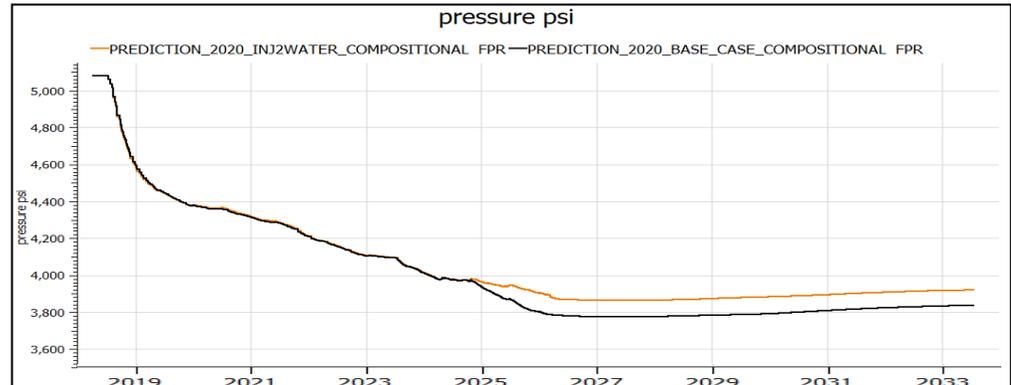


Figure IV-15 Pression de réservoir pour le cas de base vs scenario 01

IV.2.1.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 01

- Ce premier scénario donne un taux de récupération de 31.74 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec un pourcentage de 2.08% (0. 942 millions braille) par rapport au cas de base. Cette augmentation est assurée par le bon balayage du puits INJ-02 dans la zone des puits BMS-07 et BMS-08, Donc ce puits a un apport important pour le champ.
- La pression du réservoir est bien maintenue par rapport au cas de base. Au lieu de chuter à 3770 psi, dans ce scénario, la pression reste maintenue à une valeur de 3865 psi.
- La production d'eau du champ a augmenté 0.086% par rapport au cas de base, et cela est dû au nouveau puits injecteur INJ-02 implanté, cette augmentation est négligeable et peut-être traitée avec les mêmes capacités de traitement actuel .
- Le GOR des puits n'a pas subi à des changements.

La VAN pour le scénario 01

- La valeur de VAN pour ce scénario est 1.390 milliards de dollars (voir l'annexe).
- On remarque que la valeur du Van en 2033 est positive, donc le scénario 01 est rentable.
- Le premier scénario a généré un bénéfice supplémentaire de 22,5 millions de dollars par rapport au cas de base.

IV.2.2. Scénario 02 : Proposition d'un WORK OVER pour le puits fermé BMS-10 à partir de juillet 2023

L'existence d'un puits producteur servie 5 mois après fermé a cause de panne dans la pompe électrique submersible ESP nécessite un WORK OVER pour faire remonte la complétion et place une nouvel pompe retrievable ESP (une pompe récupérable avec l'opération coiled tubing 'rigless') Cette approche est adoptée afin de minimiser les coûts de maintenance et de remplacement à l'avenir.

La reprise de ce puits va augmenter le taux de récupération d'huile, car il est déjà situé dans une zone riche en hydrocarbures qui possède de bonnes caractéristiques pétro-physiques ($S_{oil}= 81\%$, $\phi = 0.17$, $K_{moy}= 243$ mD , $NTG= 0.9$). C'est pourquoi on n'a pas été proposé de forer un nouveau puits producteur, Cette figure représenté l'emplacement de BMS-10 par rapport aux autres puits :

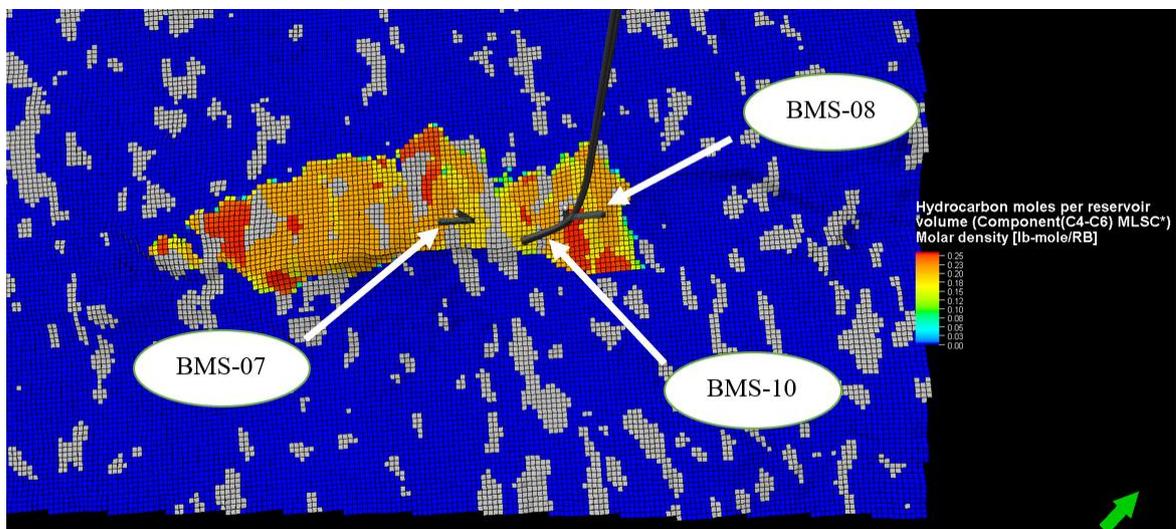


Figure IV-17 L'emplacement du puits BMS-10 par rapport aux autres puits

IV.2.2.1. Les résultats de scénario 02

Les figures suivantes illustrent une comparaison de la saturation d'huile entre le cas de base et après la mise en service du puits BMS-10 à la fin de la simulation en 2033.

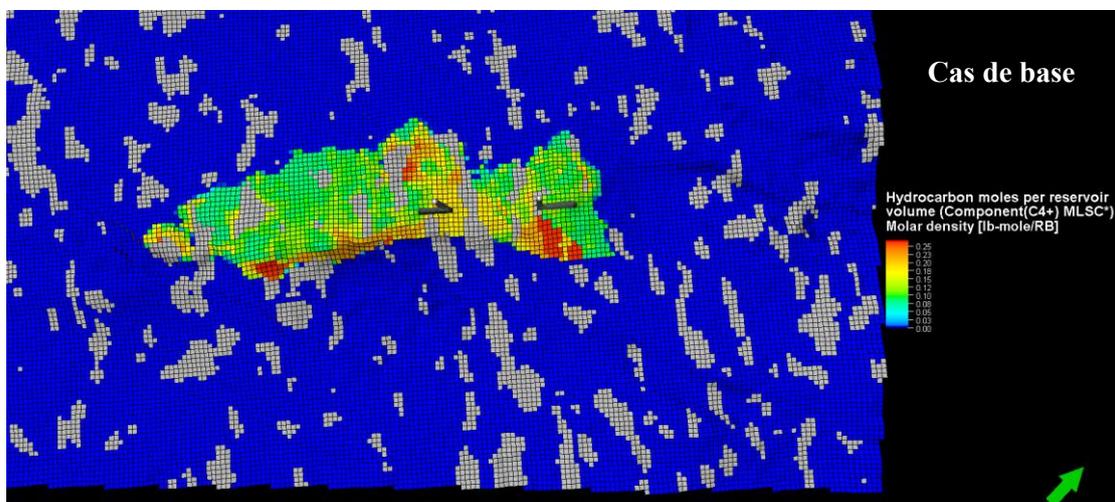


Figure IV-18 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le cas de base

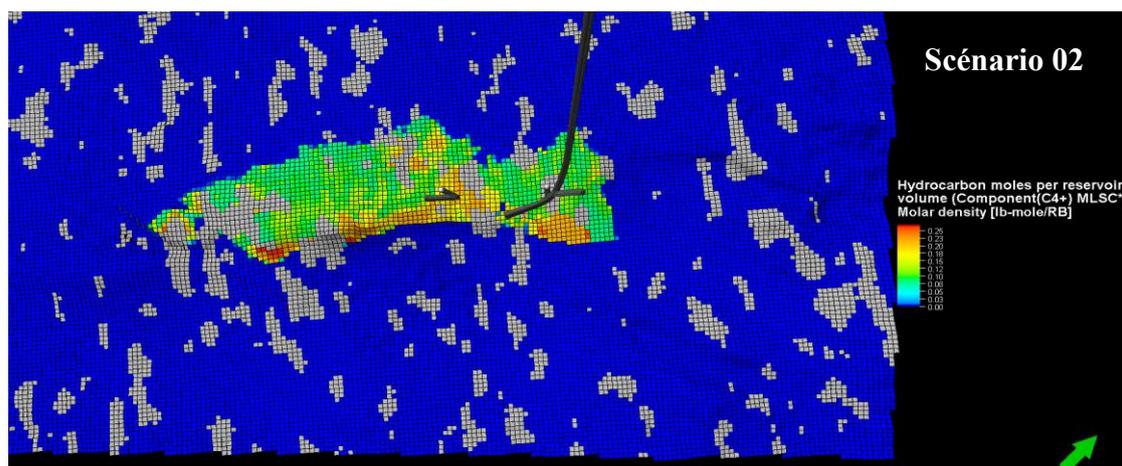


Figure IV-19 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le Scenario 02

Table IV-3 Les résultats de cas de base vs scenario 02

Scenario	Coordonné de puits	Type de puits	Cumule de production finale [10 ⁶ STB]	Pourcentage d'augmentation de cumul par rapport au CB [%]
Cas de base	/	/	45.160804	/
Scenario 02 BMS-10 Seulement	X1=74 , y1= 78 X2= 76 , y2= 85	Horizontal	47.101948	4.29

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

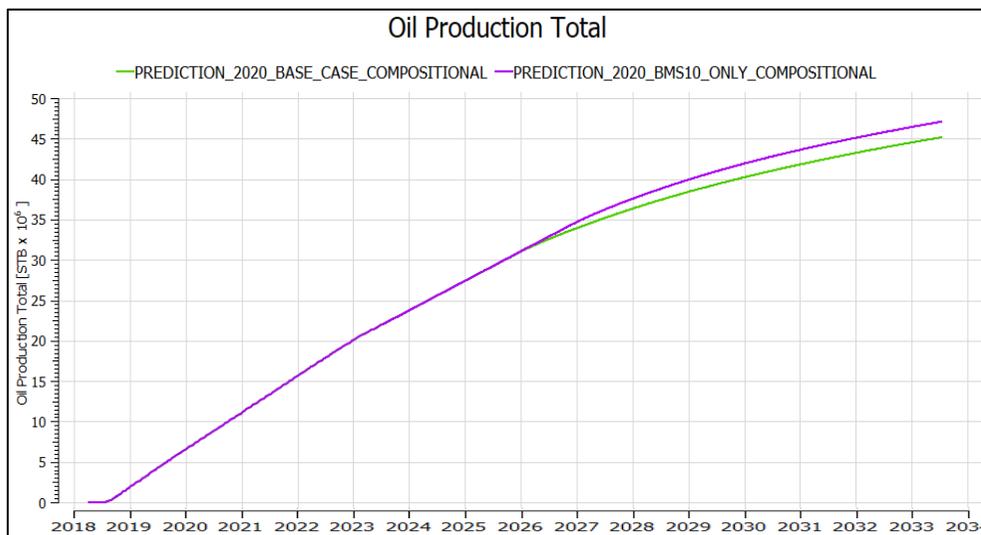


Figure IV-20 Cumule de production pour le cas de base vs scénario 02

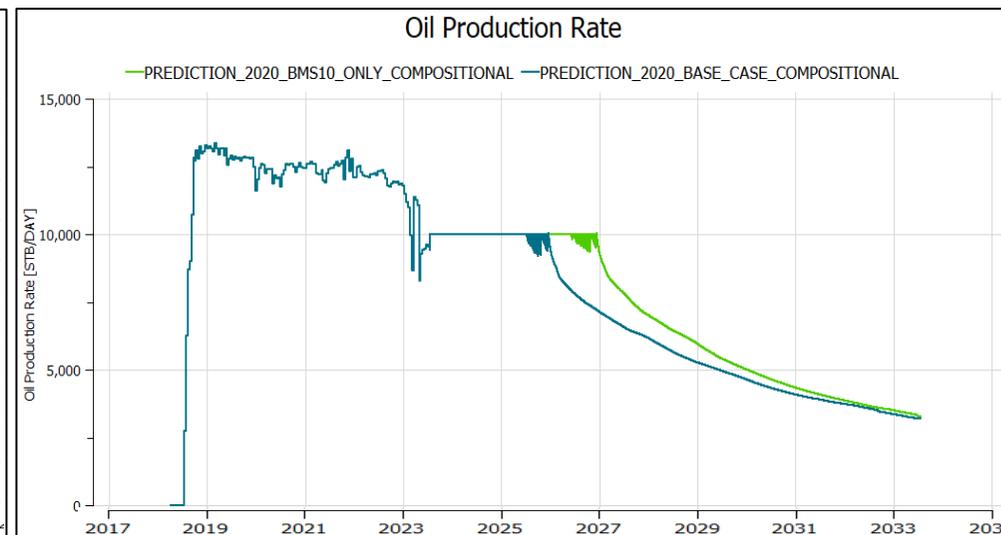


Figure IV-21 Profil de production d'huile pour le cas de base et scénario 02

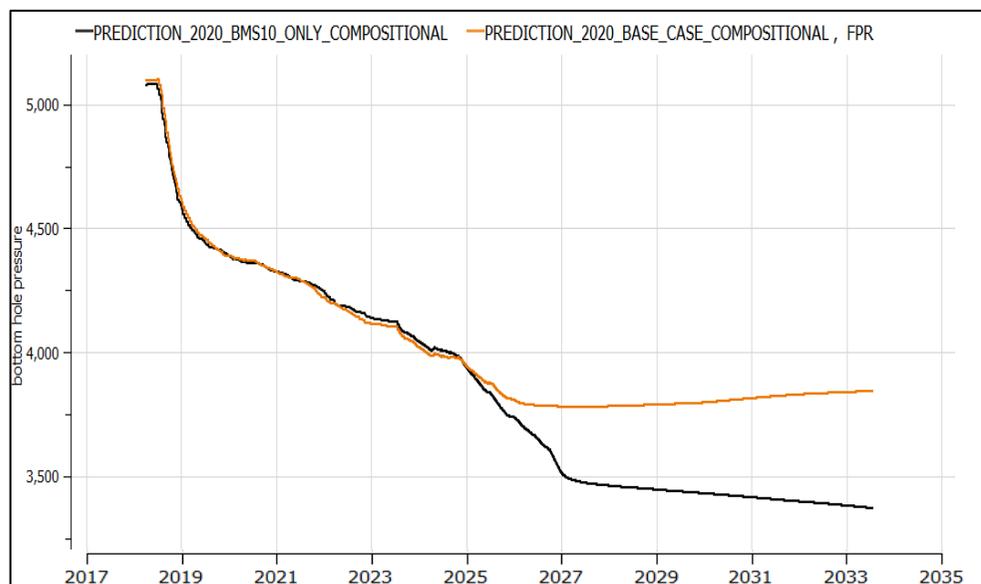


Figure IV-22 Pression de réservoir pour le cas de base et scénario 02

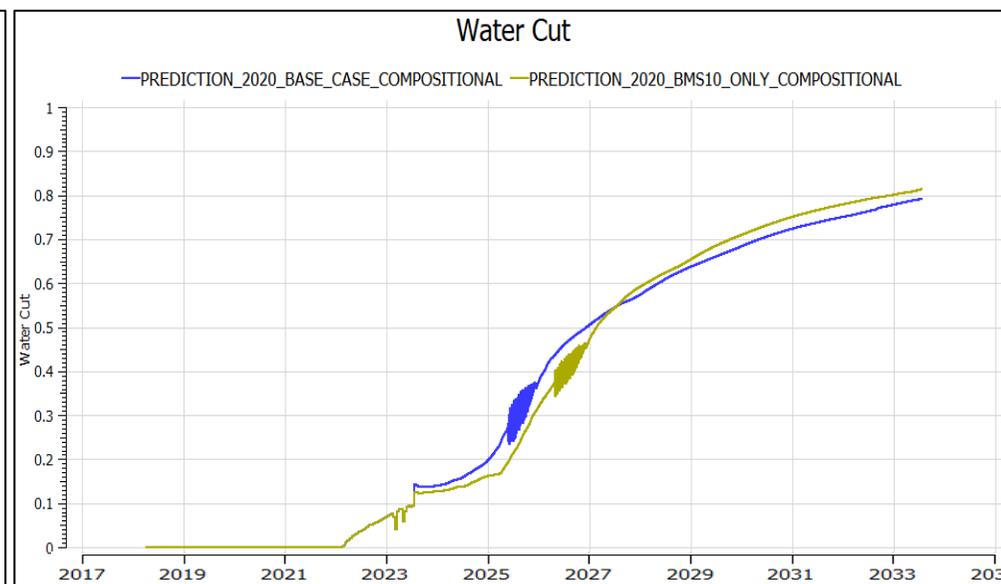


Figure IV-23 Cut d'eau pour le cas de base et scénario 02

BMS-6, Oil Production Total

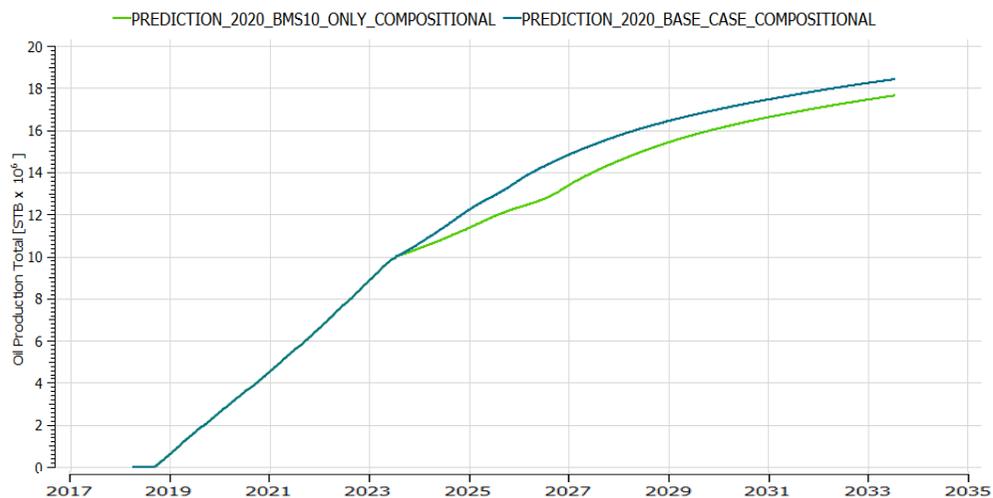


Figure IVV-24 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 02

BMS-7, Oil Production Total

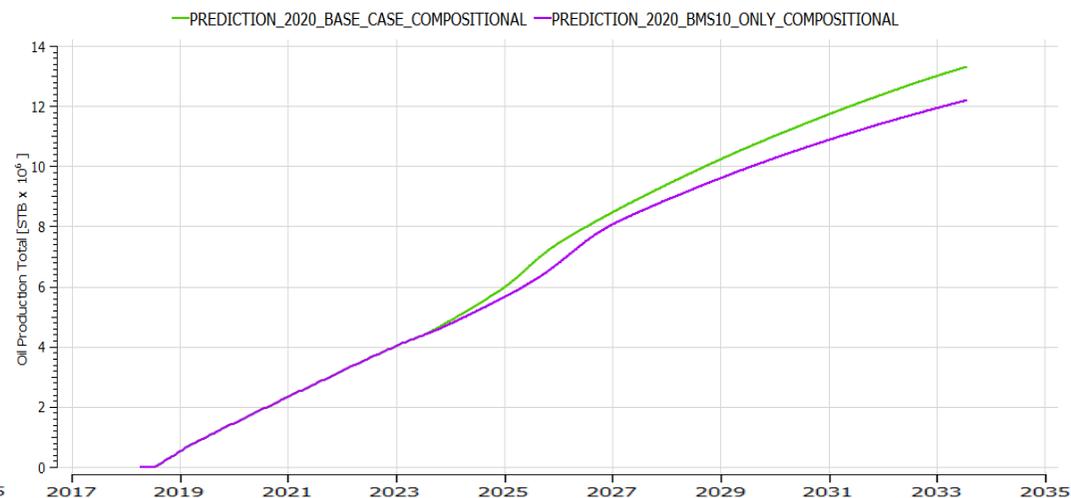


Figure IVV-25 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 02

BMS-8, Oil Production Total

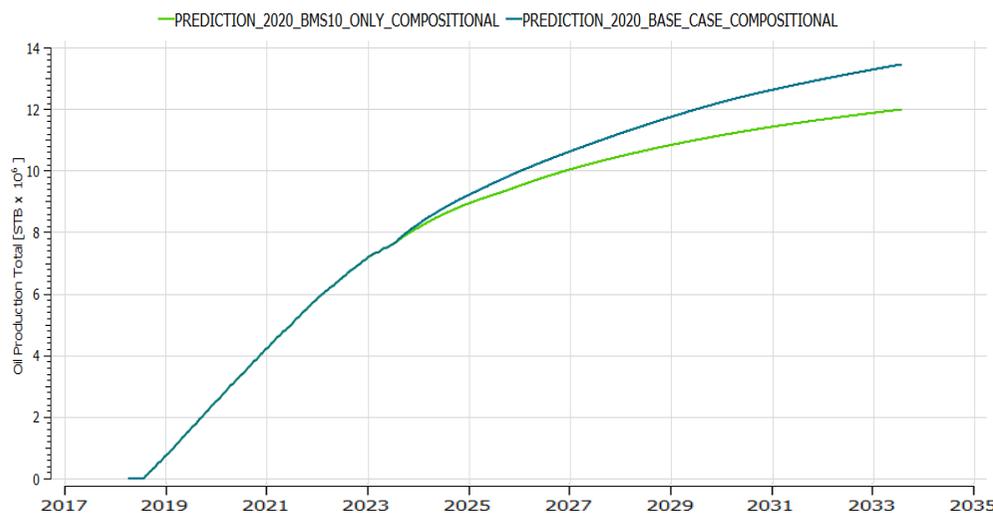


Figure IVV-27 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 02

PREDICTION_2020_BMS10_ONLY_COMPOSITIONAL, S-10_OLD, Oil Production Total

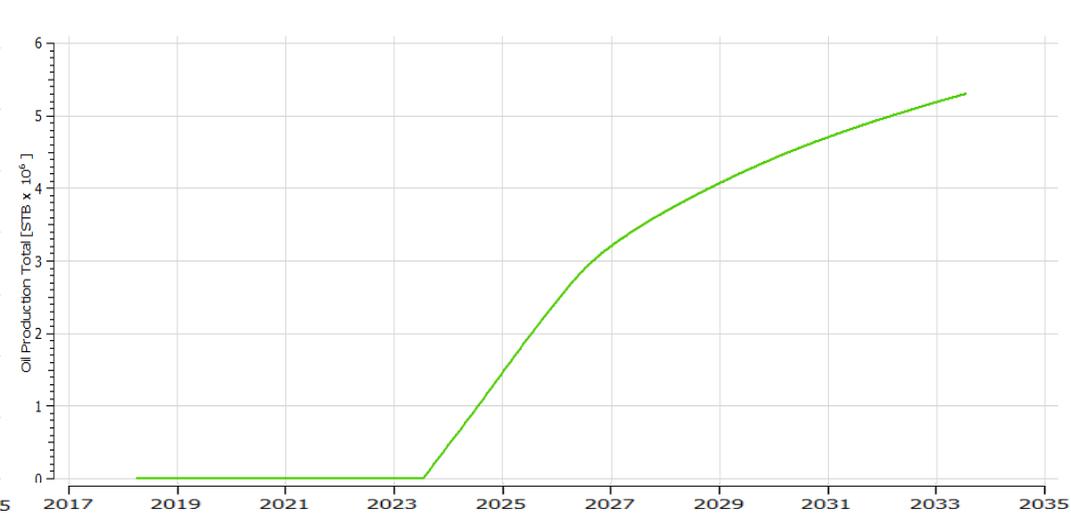


Figure IVV-28 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 02

IV.2.2.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 02

- Ce deuxième scénario donne un taux de récupération de 32.43 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec 4.29% par rapport au cas de base (1.94 millions barils). Cette augmentation est assurée par le puits BMS-10 malgré la diminution de production dans les puits BMS-07 et BMS-08.
- La pression du réservoir est mal maintenue par rapport au cas de base. Au lieu de chuter à 3770 psi, dans ce scénario la pression chute à une valeur de 3372 psi, Cependant cette diminution de pression ne pose pas de problème pour le réservoir, car elle reste supérieure à la pression de bulle d'huile.
- La production d'eau du champ a augmenté 15.33% par rapport au cas de base, cette augmentation peut être traitée avec les mêmes capacités de traitement actuelles.
- Le GOR des puits n'a pas subi de changements (la pression de réservoir reste toujours supérieure à la pression de saturation).

La VAN pour le scénario 02

- La valeur de VAN pour ce scénario est 1.414 milliards de dollars (voir l'annexe).
- On remarque que la valeur du Van en 2033 est positive, donc le scénario 02 est rentable.
- Le deuxième scénario a généré un bénéfice supplémentaire de 46.6 millions de dollars par rapport au cas de base.

IV.2.3. Scénario 03 : Combinaison entre les deux scénarios décrit auparavant à partir de juillet 2023

Après avoir analysé et interprété les deux scénarios, il est apparu qu'une combinaison entre eux pourrait créer un nouveau scénario plus performant. Ainsi, ce nouveau scénario comprendrait :

- L'implantation d'un puits injecteur INJ-02 pour assurer le support de pression et le balayage.
- La proposition d'un work over pour le puits producteur BMS-10 pour le remplacement du ESP.

Ces propositions dans ce scénario permettront d'augmenter le taux de récupération d'huile tout en assurant le maintien de la pression et en préservant la qualité du réservoir.

IV.2.3.1. Les résultats de scénario 03

Les figures suivantes illustrent une comparaison de la saturation d'huile entre le cas de base et après la mise en service du puits BMS-10 et le forage de puits INJ-02 à la fin de la simulation en 2033.

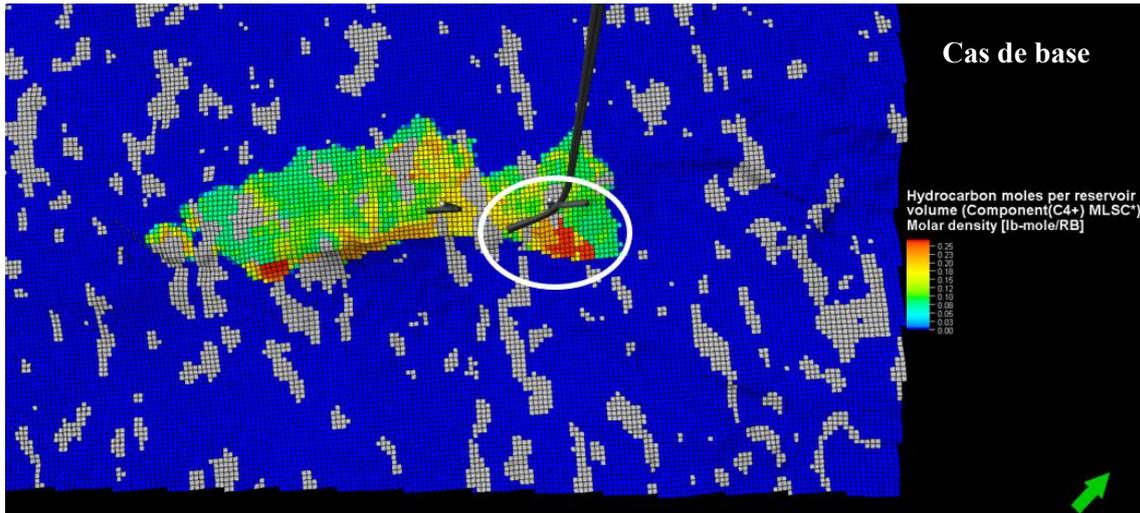


Figure IV-29 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le cas de base

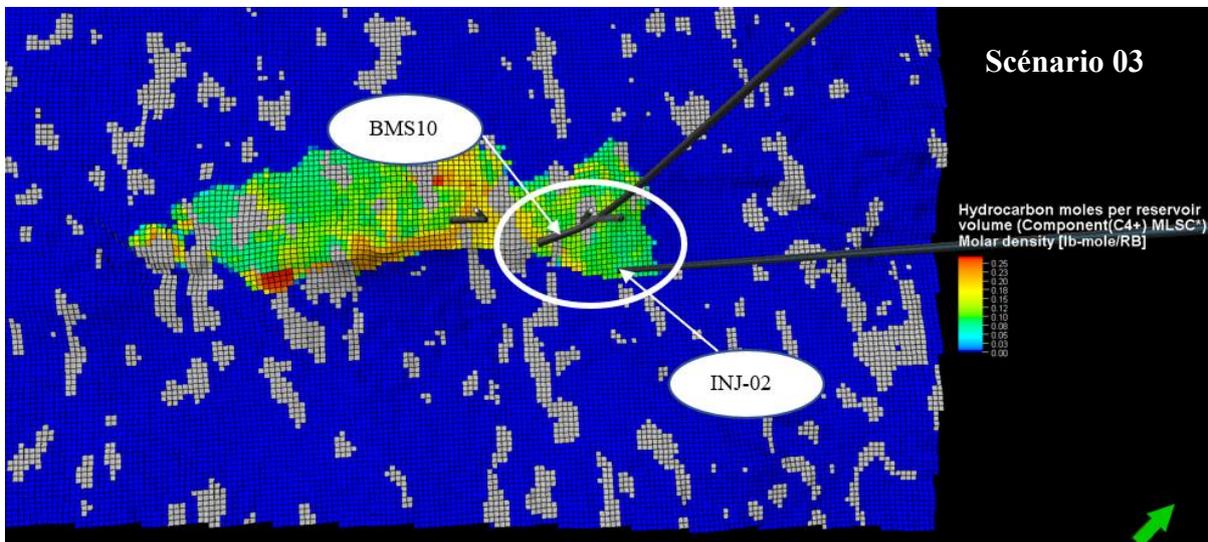


Figure IV-30 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le scénario 03

Table IV-4 Les résultats de cas de base vs scénario 03

Scenario	Coordonné des puits	Type des puits	Cumule de production finale [10 ⁶ STB]	Pourcentage d'augmentation de cumul par rapport au CB [%]
Cas de base	/	/	45.160804	/
Scenario 03				
INJ-02	INJ-02 x= 82 , y= 69	Vertical	49.636520	9.91
Et BMS-10	BMS-10 X1=74 , y1= 78 X2= 76, y2= 85	Horizontal		

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

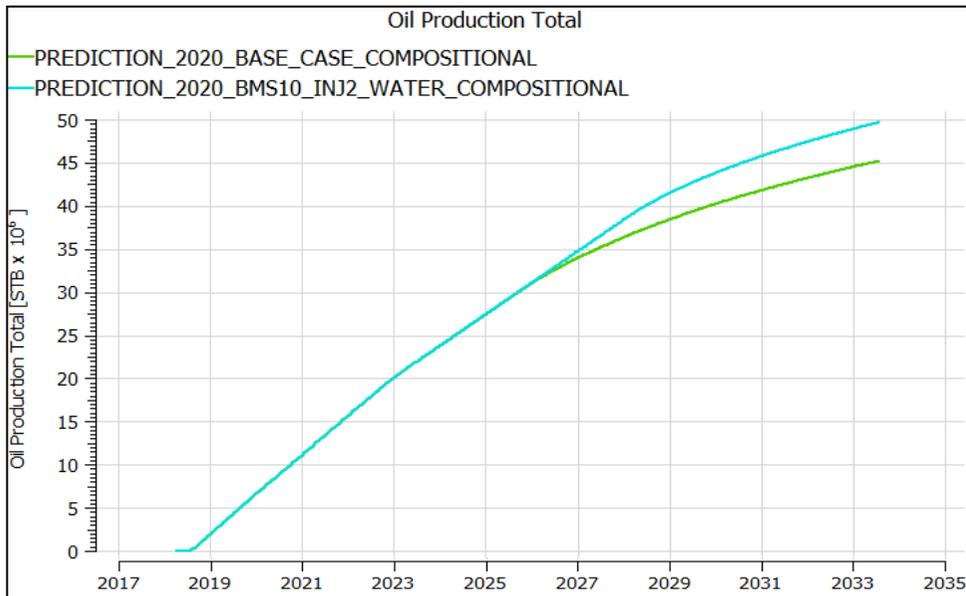


Figure IV-31 Cumule de production pour le cas de base vs scénario 03

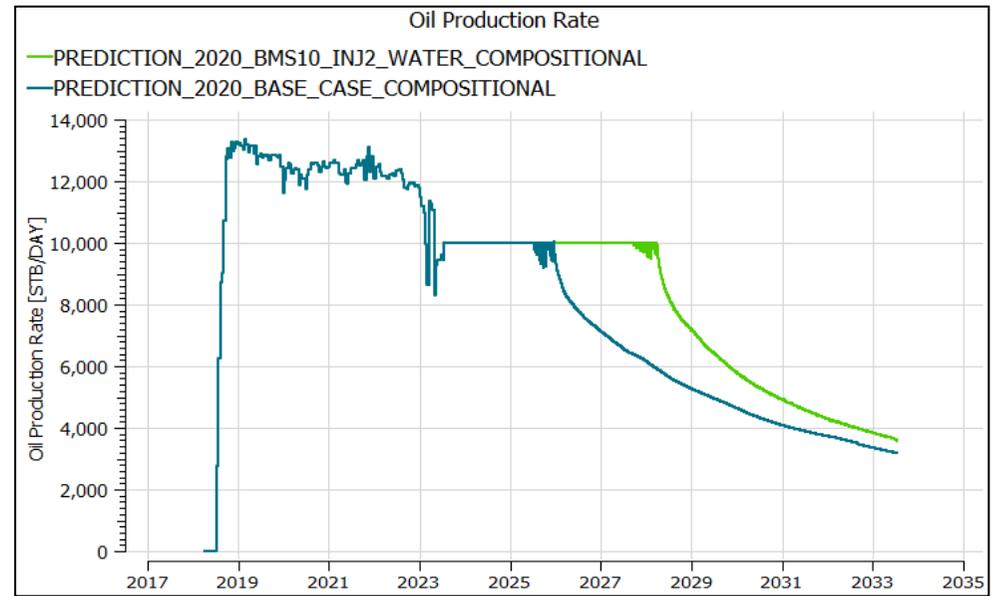


Figure IV-32 Profil de production d'huile pour le cas de base et scénario 03

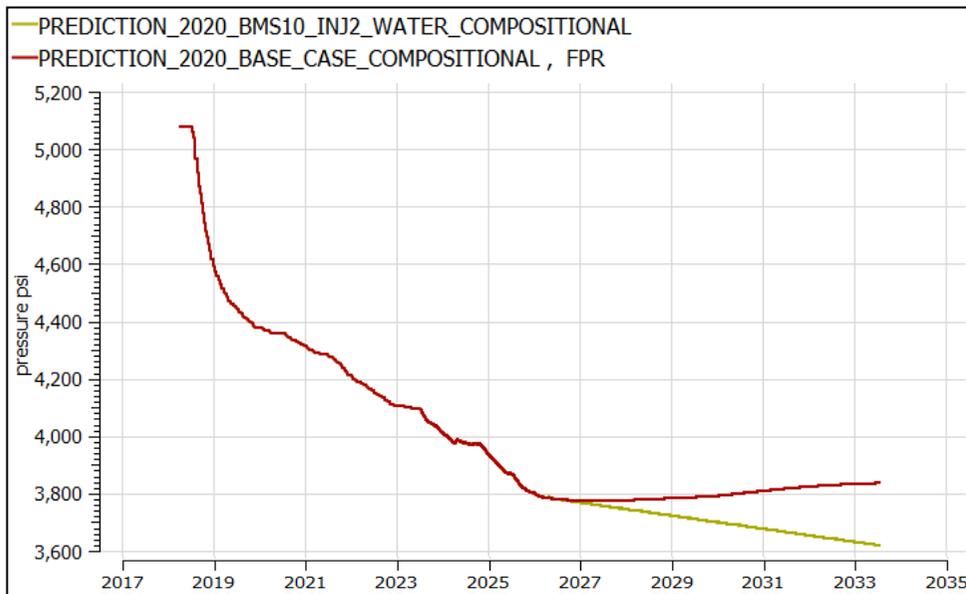


Figure IVV-33 Pression de reservoir pour le cas de base et scénario 03

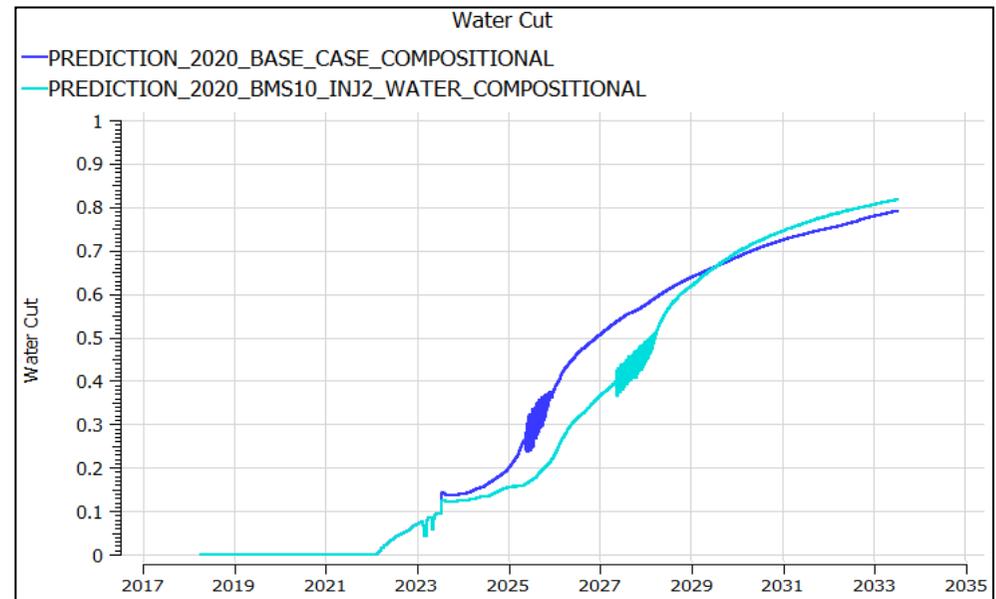


Figure IVV-34 Cut d'eau pour le cas de base et scénario 03

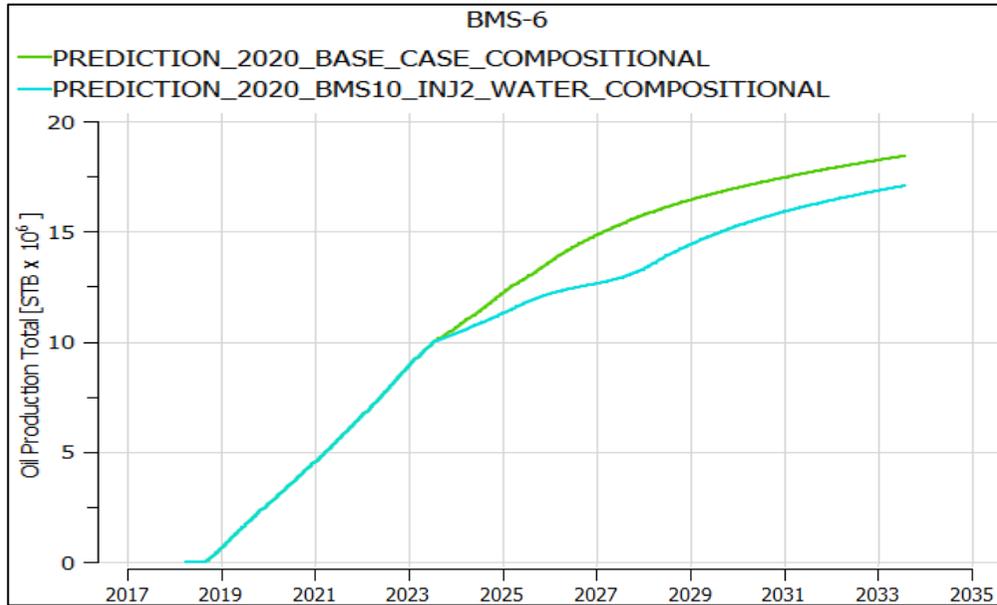


Figure IVV-35 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 03

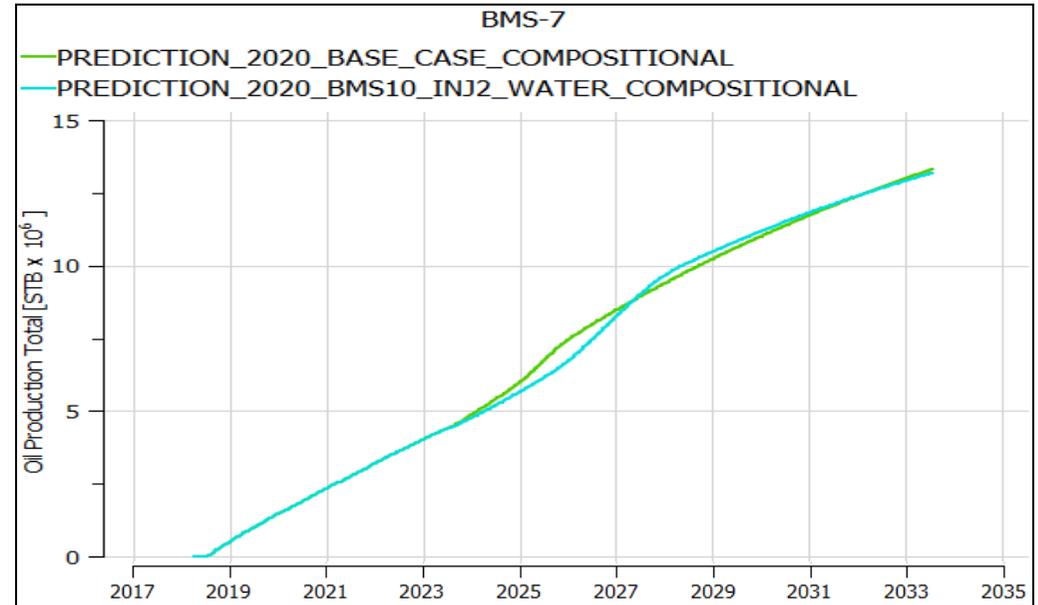


Figure IV-36 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 03

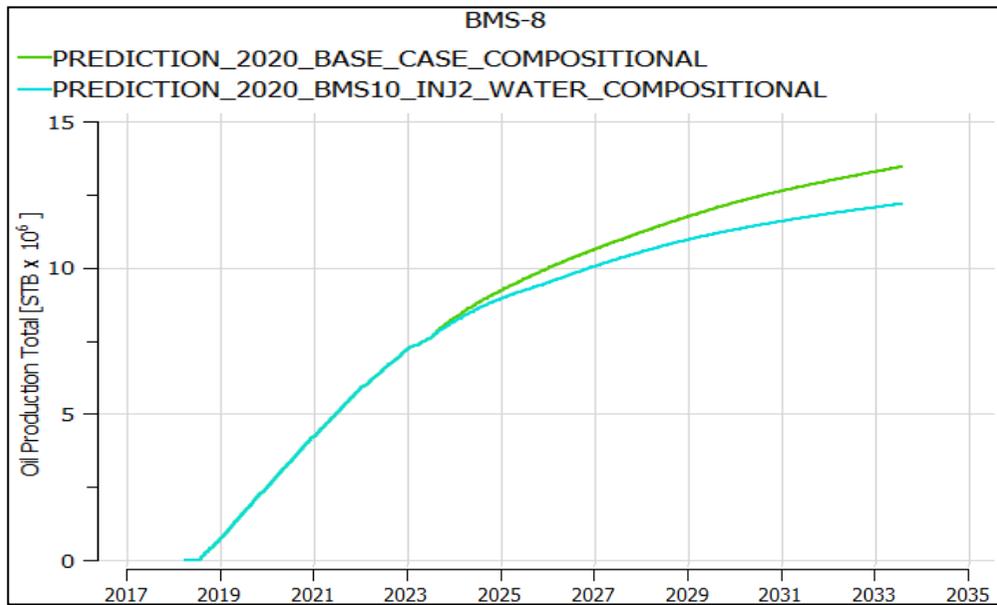


Figure IVV-37 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 03

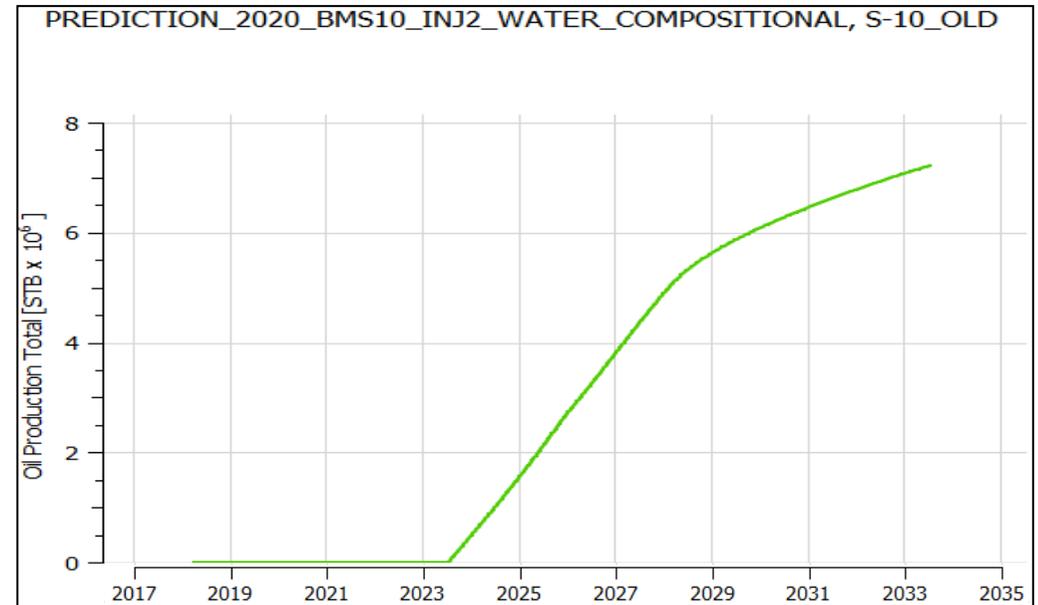


Figure IVV-38 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 03

IV.2.3.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 03

- Ce troisième scénario donne un taux de récupération de 34.18 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec 9.91% par rapport au cas de base (4.47 millions barille). Cette augmentation est assurée par le puits BMS-10 et le balayage efficace assuré par INJ-02 malgré la diminution de production dans les puits BMS-07 et BMS-08.
- La pression du réservoir est maintenue par rapport au scénario précédent (l'addition d'un puits producteur seulement). Au lieu de chuter à 3372 psi, dans ce scénario la pression chute à une valeur de 3621 psi.
- La production d'eau du champ a augmenté 15.75% par rapport au cas de base, cette augmentation peut être traitée avec les mêmes capacités de traitement actuel .
- Le GOR des puits n'a pas subi de changements (la pression de réservoir reste toujours supérieure à la pression de saturation).

La VAN pour le scénario 03

- La valeur de VAN pour ce scénario est 1.467 milliards de dollars (voir l'annexe).
- On remarque que la valeur du Van en 2033 est positive, donc le scénario 03 est rentable.
- Le troisième scénario a généré un bénéfice supplémentaire de 99.7 millions de dollars par rapport au cas de base.

IV.2.4.Scénario 04 : Le même scénario 03 décrit auparavant en remplacement l'injection d'eau avec le WAG dans le puits INJ-02 à partir de juillet 2023

Pour bénéficier des effets de balayage microscopique et macroscopique simultanément, et en raison de l'absence de gaz drive, nous allons tester lune de techniques de récupération tertiaire dans le puits INJ-02 uniquement.

Les autres puits injecteurs d'eau ne peuvent pas être convertis car ils sont situés dans l'aquifère.

IV.2.4.1. La récupération tertiaire

La récupération assistée du pétrole (EOR), également connue sous le nom de récupération tertiaire, est une méthode avancée utilisée pour améliorer l'écoulement des fluides à l'intérieur du réservoir et extraire le maximum de pétrole brut d'un gisement, permettent d'extraire entre 30 et 60%, voire plus, du pétrole initialement présent dans le réservoir.

Parmi les techniques de récupération tertiaire, qui visent à améliorer davantage la récupération des hydrocarbures c'est l'injection (WAG).

IV.2.4.2. L'injection WAG

Le WAG (Water Alternating Gas) est largement utilisé dans les champs pétroliers du monde entier, consiste en l'injection cyclique alternée d'eau et de gaz, et il est apprécié pour son efficacité et sa relative simplicité de mise en œuvre.

Depuis son premier projet rapporté en 1957 dans le champ de Pembina, en Alberta, au Canada, la technologie WAG (Water Alternating Gas) a été largement utilisée à travers le monde avec un succès remarquable. Dans leur publication de référence intitulée "Review of WAG Field Experience", Christensen et al. ont analysé les résultats de 59 projets de WAG implantés à l'échelle mondiale, dont 18% étaient miscibles et 79% étaient immiscibles.

Selon cette étude, le procédé WAG a permis d'obtenir en moyenne une augmentation de la récupération de l'ordre de 5%. Ces résultats démontrent l'efficacité de la technologie WAG dans l'optimisation de la récupération du pétrole. Les champs pétroliers en Algérie ont également bénéficié de l'application réussie de cette technologie [13].

IV.2.4.3. Les types de WAG

Une classification complète du processus WAG a été proposée dans différentes sources bibliographiques. Les types de WAG inclus dans cette classification sont les suivants : MWAG (miscible), IWAG (immiscible), HWAG (hybride), SWAG (simultané) et SSWAG (sélectif) [14].

Dans le cas du MWAG (miscible), le gaz injecté est miscible avec l'huile du réservoir dès leur premier contact (miscibilité au premier contact) ou après plusieurs contacts (miscibilité à contacts multiples). La miscibilité du gaz offre l'avantage supplémentaire de réduire la viscosité de l'huile, ce qui facilite la mobilisation de l'huile piégée lors des étapes ultérieures de production. Le MWAG se produit lorsque la pression du réservoir est supérieure à la pression minimale de miscibilité (MMP) [15]. [16]

IV.2.4.4. Paramètres de conception du WAG

Pour assurer le succès de l'implantation du WAG, il est nécessaire de choisir judicieusement les paramètres de conception :

- Les débits d'injection d'eau et de gaz, et par conséquent le rapport WAG (WAG ratio), qui est le rapport du volume d'eau injecté sur le volume de gaz injecté pendant un cycle eau-gaz dans les conditions du réservoir.

- La pression de fond dynamique (BHP) de production doit être proche de la pression de bulle pour éviter la percée précoce du gaz.

- La taille des bouchons de gaz, qui correspond au volume de gaz injecté pendant un cycle exprimé en volume poreux (PV) [17].

La quantité de gaz injectée dans le puits BMS-09 dans le cas de base et les scénarios précédents sera injectée dans le puits INJ-02 durant le cycle de gaz.

La composition du gaz injecté sera la même que celle du gaz produit. Le tableau VI-présentée représente la composition du gaz injecté :

Table IV-4 La composition de gaz injecté

COMPOSANT	N2	CO2	C1	C2-3	C4-6	C7-10	Total
FRACTION MOLAIRE	1.782	0.306	24.103	45.061	27.218	1.53	100

IV.2.5. Détermination de MMP

La pression minimale de miscibilité (MMP) est la pression la plus basse à laquelle une miscibilité multi-contact peut être atteinte. Dans les réservoirs de pétrole, la miscibilité est définie comme une condition physique dans laquelle deux fluides ou plus peuvent se mélanger dans toutes les proportions sans qu'une interface ne se forme entre eux.

La pression minimale de miscibilité est l'un des facteurs les plus importants dans la planification et l'exploitation du processus d'injection de gaz miscible. L'efficacité de déplacement dépend de la pression minimale de miscibilité et une estimation fiable de cette pression minimale peut aider l'opérateur à concevoir les conditions d'injection et les installations de surface. Les principaux facteurs qui influent sur la miscibilité sont la composition des fluides du réservoir, la composition du gaz injecté, la température et la pression du réservoir. Il existe de nombreuses méthodes pour calculer la pression minimale de miscibilité, telles que le tube mince, l'appareil à bulle montante et différents types de corrélations.

Ce modèle comporte 200 grilles avec une porosité de 0,15 et une perméabilité de 2000 md. La longueur du modèle a été choisie comme étant de 10 m pour garantir la formation d'une miscibilité développée, et une largeur et une hauteur de 1 cm pour minimiser la longueur de la région de transition. Un diamètre de tube plus petit est justifié pour éviter l'apparition de doigts visqueux.

Pour trouver la pression minimale de miscibilité (MMP) du gaz injecté avec le fluide du réservoir, plusieurs simulations avec un tube mince ont été réalisées à différentes pressions de déplacement en utilisant un modèle avec 200 blocs de grille, puis le facteur de récupération ultime pour chaque pression a été déterminé comme indiqué dans le Tableau vi-5. Le facteur de récupération à 1,2 volumes de pore de gaz injecté est tracé en fonction de la pression pour déterminer la MMP comme indiqué dans la Figure VI-12 Selon ces résultats, la MMP pour l'injection de gaz est d'environ 1043 psia.

Table IV-5 Facteur de récupération en fonction de pression

Pression [psi]	Facteur de récupération [%]
587.6	51.9
734.5	61.9
881.4	73.8
1028.3	84.1
1057.68	85.5
1101.75	87.0
1145.82	88.4
1175.2	88.5

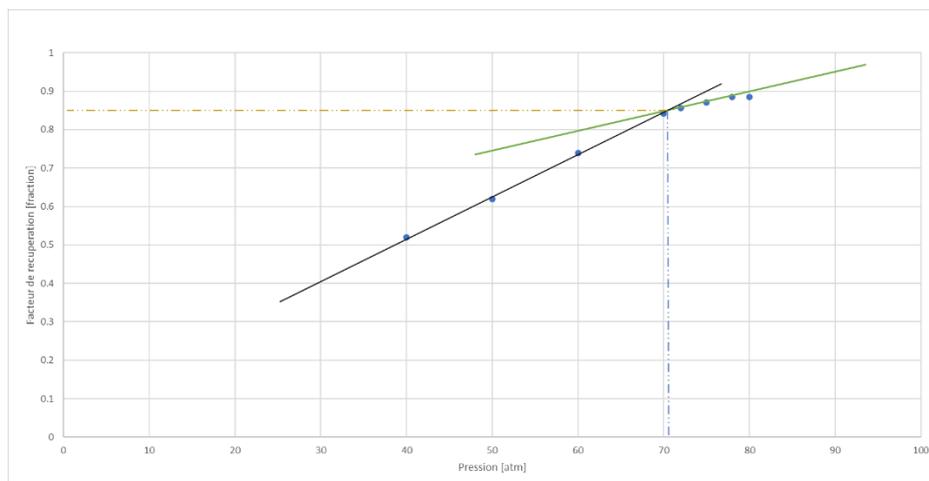


Figure IV-39 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP

Parmi les paramètres les plus importants dans le WAG, on retrouve le cycle d'injection et les débits d'injection. Nous avons donc testé différents cycles en fonction de cette sensibilité afin de choisir le meilleur cycle d'injection qui permet d'obtenir la meilleure récupération.

On a testé deux cycles d'injection WAG : le premier cycle est composé de 6 mois d'injection d'eau suivis de 6 mois d'injection de gaz, tandis que le deuxième cycle est composé de 3 mois d'injection de gaz suivis de 9 mois d'injection d'eau. Les deux cycles ont montré une amélioration de la récupération par rapport au cas de base. Il est apparu que le meilleur cycle pour notre cas est le cycle 3/9. La comparaison du cumul de production entre les cycles de WAG et le cas de base est illustrée dans la figure suivante.

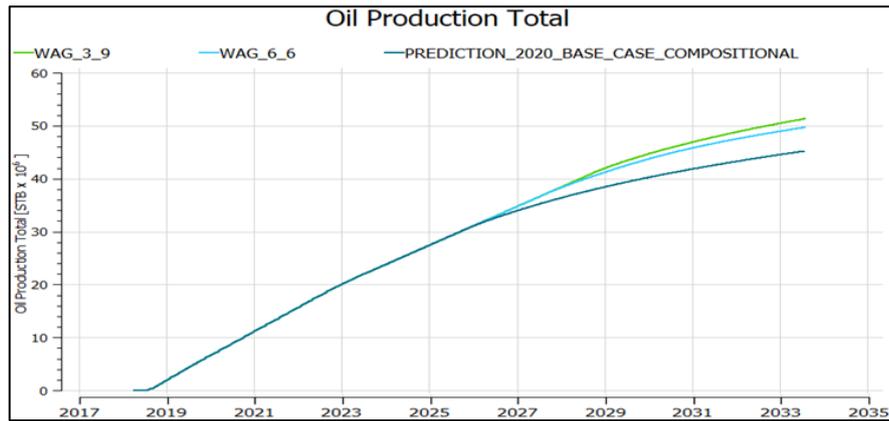


Figure IV-40 cumul de production des cycles de WAG vs le cas de base

IV.2.5.1. Les résultats de scénario 04

Les figures suivantes illustrent une comparaison de la saturation d'huile entre le cas de base et après l'application de scénario 04 à la fin de la simulation en 2033.

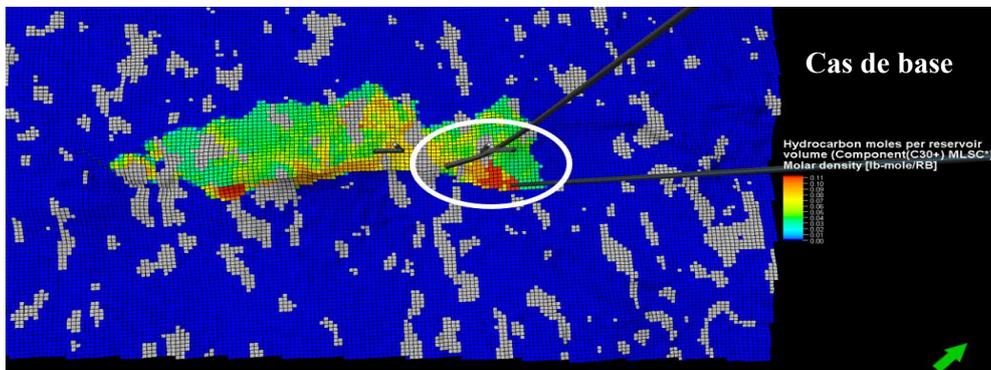


Figure IV-41 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le cas de base

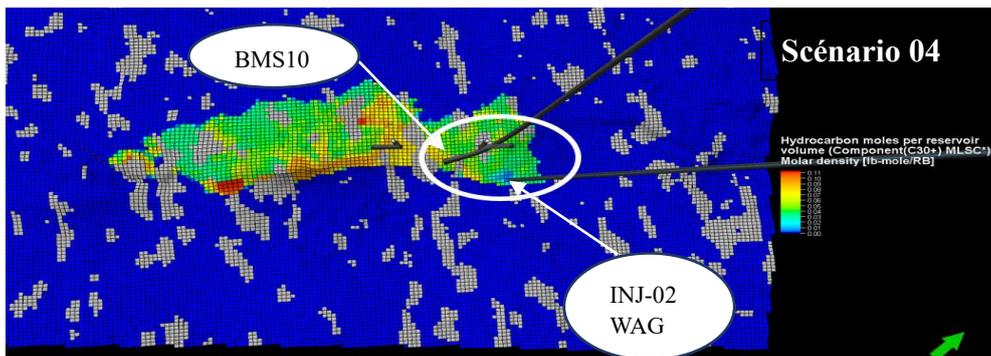


Figure IV-42 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le Scénario 04

Table IV-6 Les résultats de cas de base vs scénario 04

Scenarior	Coordonné des puits	Type de puits BMS-10	Cumule de production finale [10 ⁶ STB]	Pourcentage d'augmentation de cumul par rapport au CB [%]
Cas de base	/	/	45.160804	/
Scenarior 04 INJ-02 Et BMS-10	INJ-02 x= 82 , y= 69 Et BMS-10 X1=74 , y1= 78 X2= 76 , y2= 85	Vertical WAG Horizontal	51.302148	13.59

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

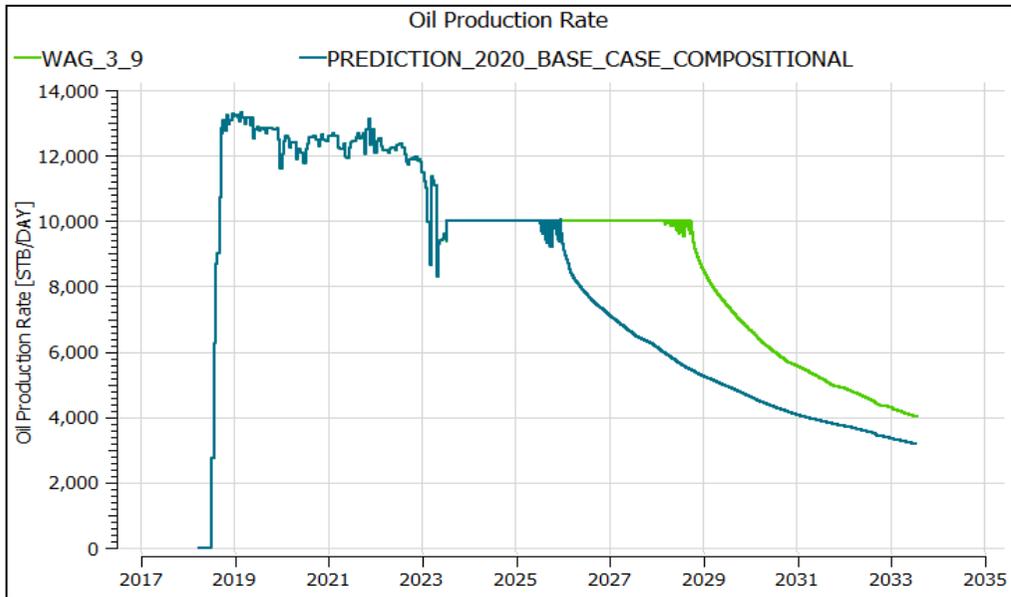


Figure IV-43 Profil de production d'huile de champ pour le cas de base et scénario 04

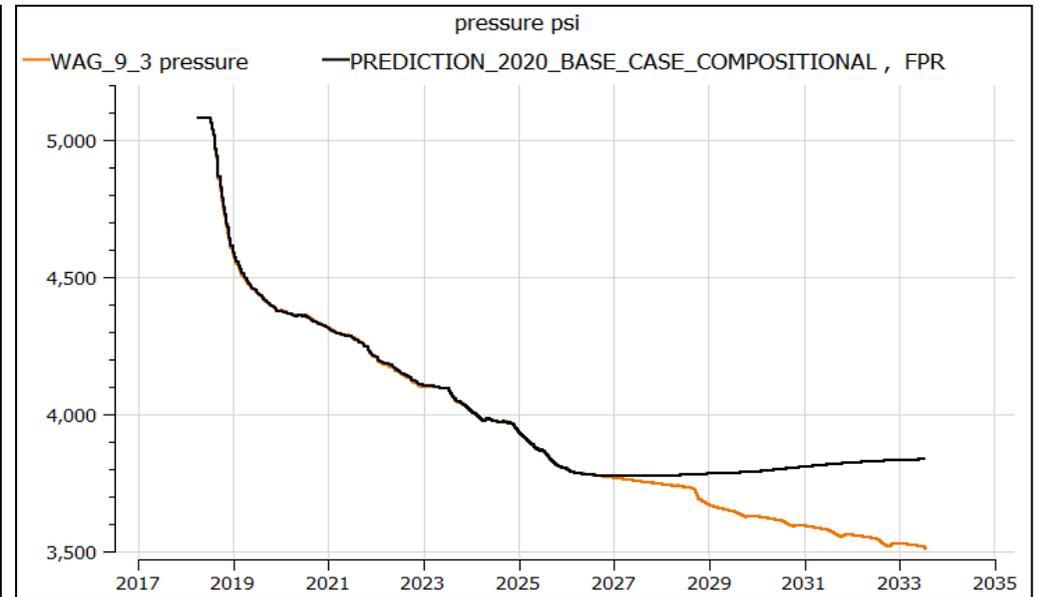


Figure IV-44 Pression de réservoir pour le cas de base et scénario 04

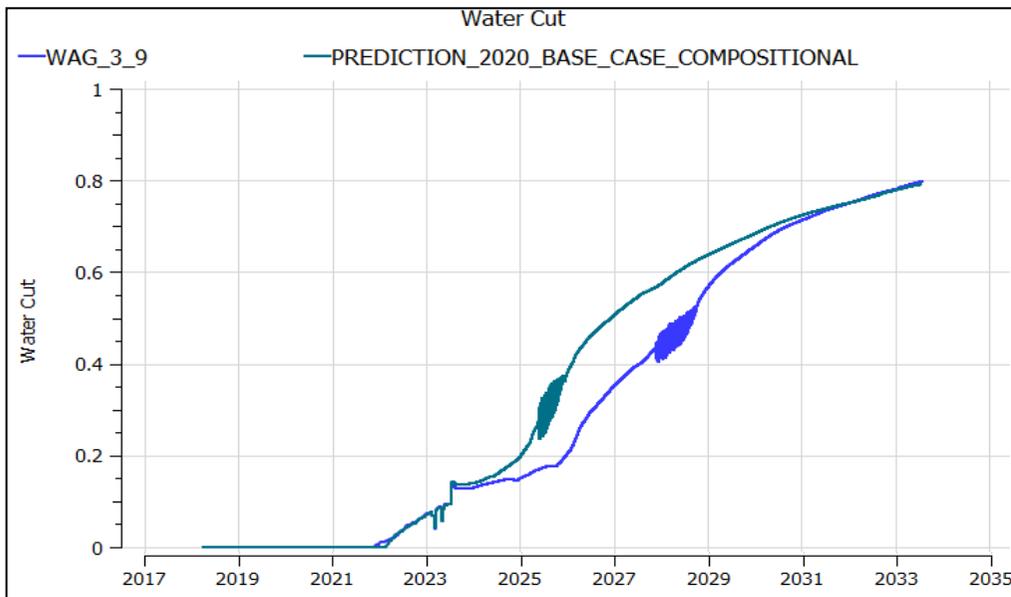


Figure IV-45 Cut d'eau de champ pour le cas de base et scénario 04

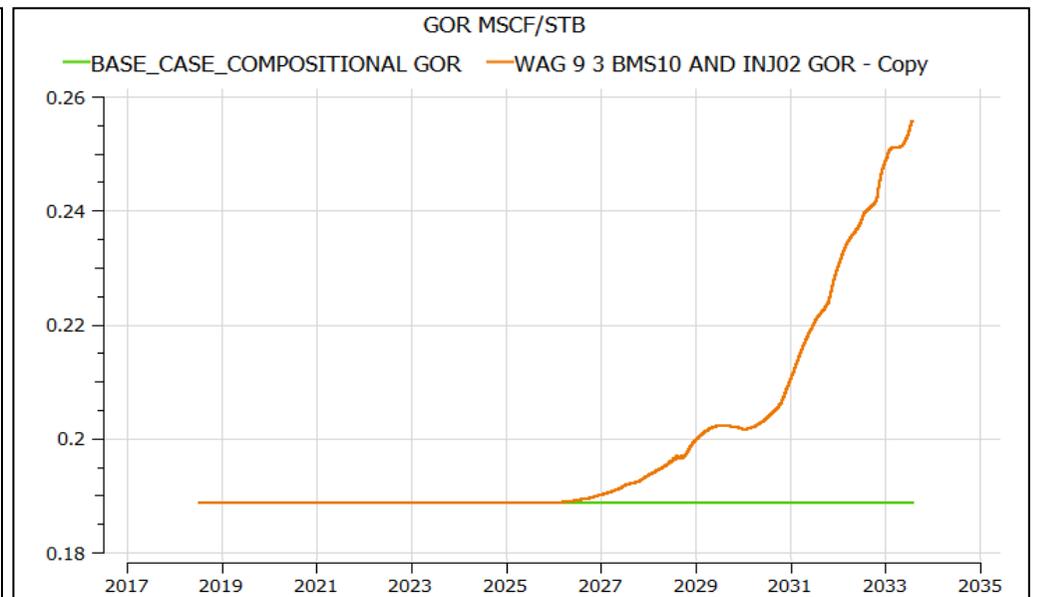


Figure IV-46 GOR de champ pour le cas de base et scénario 04

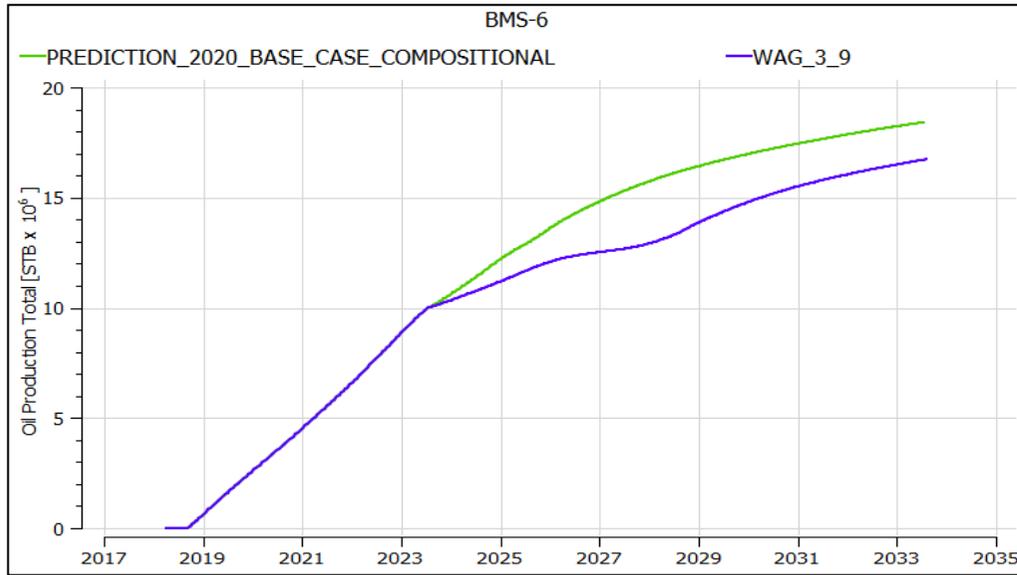


Figure IV-47 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 04

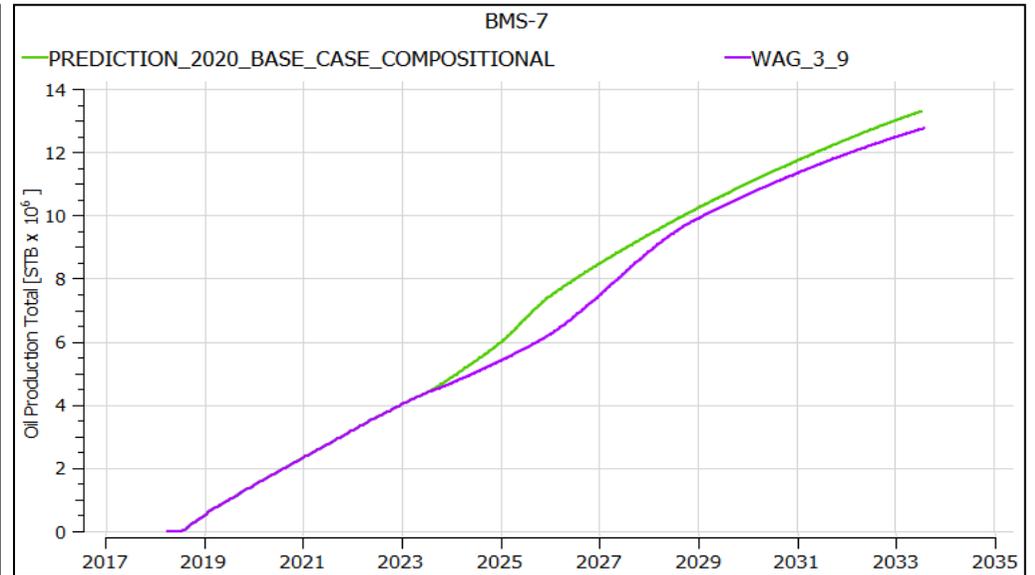


Figure IV-48 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 04

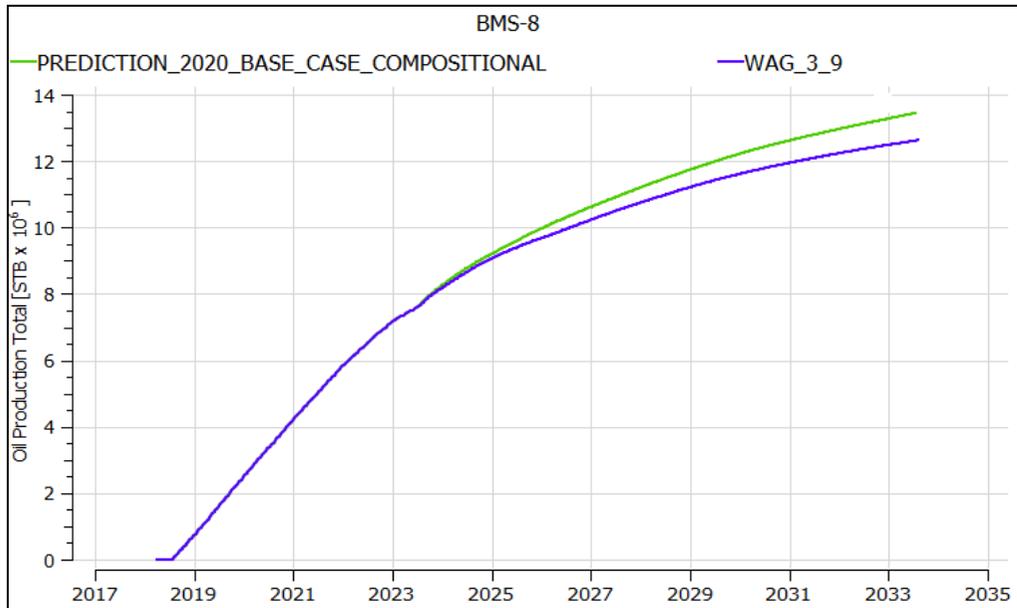


Figure IV-49 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 04

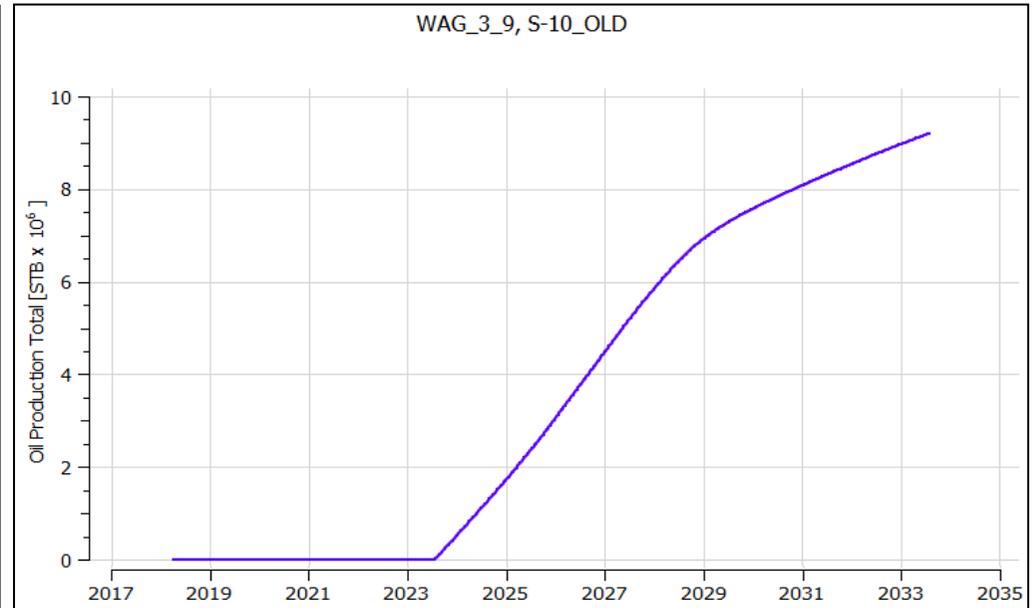


Figure IV-50 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 04

IV.2.5.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 04

- Ce quatrième scénario donne un taux de récupération de 35.32 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec 13.59% par rapport au cas de base (6.14 millions baril). Cette augmentation est assurée par le puits BMS-10 et le balayage microscopique et macroscopique efficace assuré par le WAG dans INJ-02, Donc ce puits a un apport important pour le champ.
- La pression du réservoir n'est pas maintenue de manière optimale par rapport au cas de base. Au lieu de chuter à 3770 psi, dans ce scénario, la pression chute à une valeur de 3511 psi en raison de l'injection de gaz. Le gaz étant un fluide compressible, il ne permet pas de maintenir la pression aussi efficacement que l'eau.
- La production d'eau du champ a augmenté 10.76% par rapport au cas de base, cette augmentation est inférieure celle de scénario 03 (l'injection d'eau seulement) donc c'est un point de fort pour ce scénario, l'eau produit peut-être traité avec les mêmes capacités de traitement actuel.
- Le GOR des puits n'a pas subi de changements 185 SCF/STB (la pression du réservoir reste toujours supérieure à la pression de saturation), sauf dans les puits BMS-08 et BMS-10, car ils sont situés à proximité du puits INJ-02 (injecteur WAG). Les cycles de gaz injectés atteignent les puits producteurs et provoquent une augmentation du GOR à partir de l'année 2026 jusqu'à arriver à 255 SCF/STB.

La VAN pour le scénario 04

- La valeur de VAN pour ce scénario est 1.501 milliards de dollars (voir l'annexe).
- On remarque que la valeur du Van en 2033 est positive, donc le scénario 04 est rentable.
- Le quatrième scénario a généré un bénéfice supplémentaire de 133.4 millions de dollars par rapport au cas de base.

IV.2.6. Analyse des problèmes techniques associées avec le WAG :

IV.2.6.1. Paraffine

Les dépôts de paraffine ne devraient pas constituer un problème majeur pour les systèmes de production des puits en raison de la température des fluides. Cependant, des points d'injection pour inhibiteur de paraffine seront inclus dans le design. [18]

IV.2.6.2. Les asphaltènes

Pour le problème de dépôts d'asphaltènes, d'après la littérature, on trouve que l'enveloppe de formation des asphaltènes se situe à 725 psi au-dessus de la pression de bulle du fluide réservoir. Dans notre cas, la pression de bulle du fluide réservoir est de 825 psi et la pression du réservoir est d'environ 4800 psi, avec une pression minimale atteignant 3770 psi. Donc, nous sommes très loin de l'enveloppe de précipitation des asphaltènes dans le réservoir (AOP). Dans le système de production, des points d'injection pour l'inhibiteur des asphaltènes seront inclus. [18]

IV.2.7. Scénario 05 LSWF : Le même scénario 03 décrit auparavant en remplaçant l'injection d'eau salé avec l'injection de l'eau à basse salinité dans le puits INJ-02 à partir de juillet 2023

La nature de réservoir Trias Argilo Gréseux et l'effet connue de l'injection de l'eau à basse salinité sur ce type des réservoirs pousse nous à tester ce mécanisme de récupération tertiaire sur notre cas et étudier les effets de la salinité dans l'injection de fluides d'eau légère (LSWF) sur la récupération de pétrole et l'efficacité du balayage et Apprendre les méthodes de simulation de cette technique avec ECLIPSE 100 [19].

IV.2.7.1. L'injection d'eau à faible salinité (LSWF)

La méthode d'injection d'eau à faible salinité est un mécanisme émergent de la récupération assistée du pétrole dans l'industrie pétrolière et gazière. Des études en laboratoire et des tests de traçage chimique ont démontré un fort potentiel d'amélioration de la récupération d'huile dans certains gisements (Morrow et al. (1996), Seccombe et al. (2008) et Rivet et al. (2010)) (Shaddel, 2014). Les raisons de cette amélioration de la production d'huile font l'objet de discussions dans la littérature.

L'injection d'eau à faible salinité consiste à injecter des saumures ayant une salinité inférieure, ou du moins différente, de celle de l'eau de formation initiale. Si de l'argile est présente dans le réservoir en association avec l'eau de formation, cela peut provoquer des réactions entre la saumure injectée, l'eau du réservoir et la surface de l'argile. On pense que ces réactions favorisent un pH optimal dans le réservoir, initient un échange ionique entre les ions de la saumure injectée et ceux de l'eau du réservoir, ou potentiellement mobilisent une partie du pétrole piégé en produisant des fines. Cela pourrait réduire la saturation en huile résiduelle et améliorer la récupération d'huile.

Table IV-7 composition d'eau traitée d'injection

Elément	L'eau traitée avec l'osmose inverse
Ca ²⁺	15.4
Mg ²⁺	1.24
Dureté	6.64
Na ⁺	23.22
Cl ⁻	223.65
K ⁺	1.42
SO ₄ ²⁻	0.1
Fe ²⁺	2.74
Sr ²⁺	0.25
Li ⁺	0.02
Ba ²⁺	0.05

La technique utilisée pour le traitement de l'eau d'injection est l'osmose inverse, en raison de son efficacité et de son coût moins élevé par rapport aux autres techniques de traitement, comme la nanofiltration.

L'osmose inverse fonctionne en utilisant une membrane semi-perméable pour éliminer les impuretés, les sels et d'autres contaminants de l'eau. Lorsque l'eau est poussée à travers la membrane sous pression, les molécules d'eau pure passent à travers les pores de la membrane, tandis que les ions, les molécules plus grandes et les contaminants sont retenus et éliminés.

IV.2.7.2. Les résultats de scénario 05

Les figures suivantes illustrent une comparaison de la saturation d'huile entre le cas de base et après l'application de scénario 05 à la fin de la simulation en 2033.

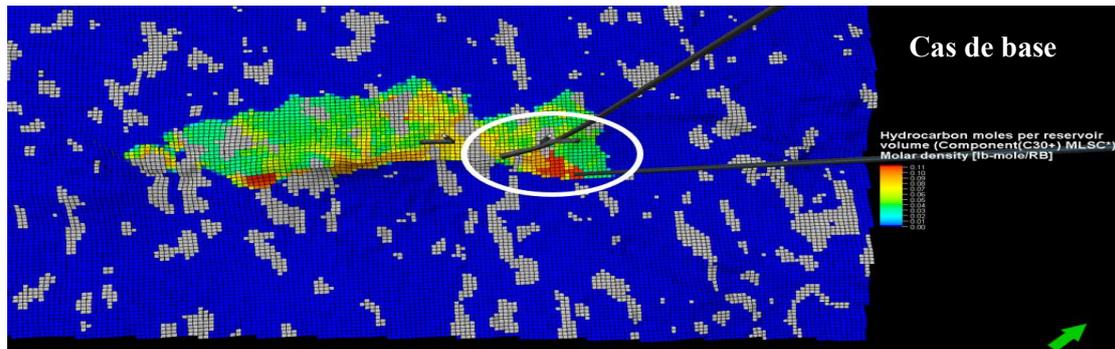


Figure IV-51 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le cas de base

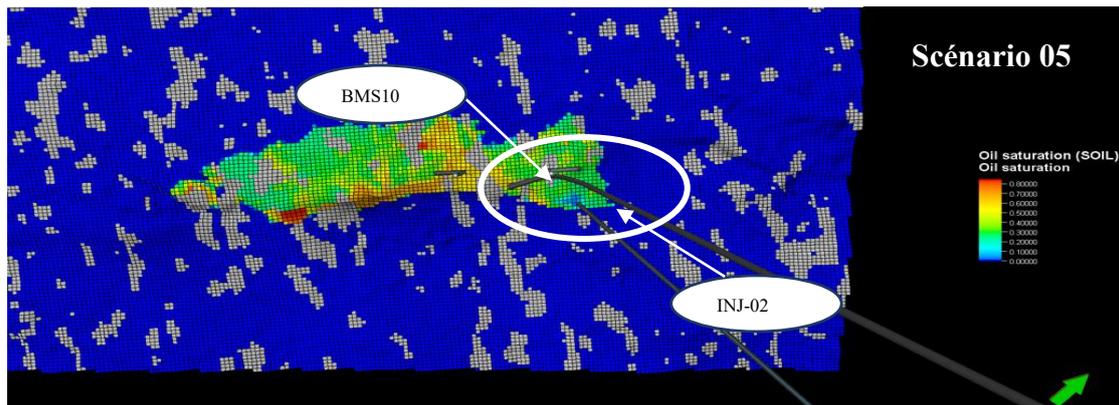


Figure IV-52 Carte de saturation d'huile en 2033 dans le scénario 05

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

Table IV-8 Les résultats de cas de base vs scénario 05

Scénario	Coordonné des puits	Type de puits BMS-10	Cumule de production finale [10 ⁶ STB]	Pourcentage d'augmentation de cumul par rapport au CB [%]
Cas de base	/	/	45.160804	/
Scenario 05 INJ-02 Et BMS-10	INJ-02 x= 82 , y= 69 BMS-10 X1=74 ,y1= 78 X2= 76,y2= 85	Vertical LSWF Horizontal	50.624692	12.09

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

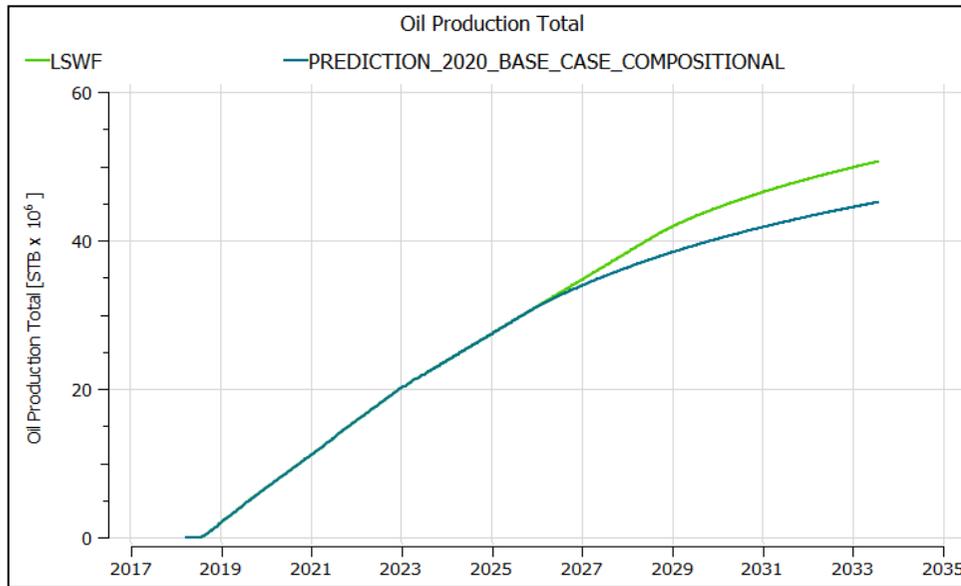


Figure IV-53 Cumule de production pour le cas de base vs scénario 05

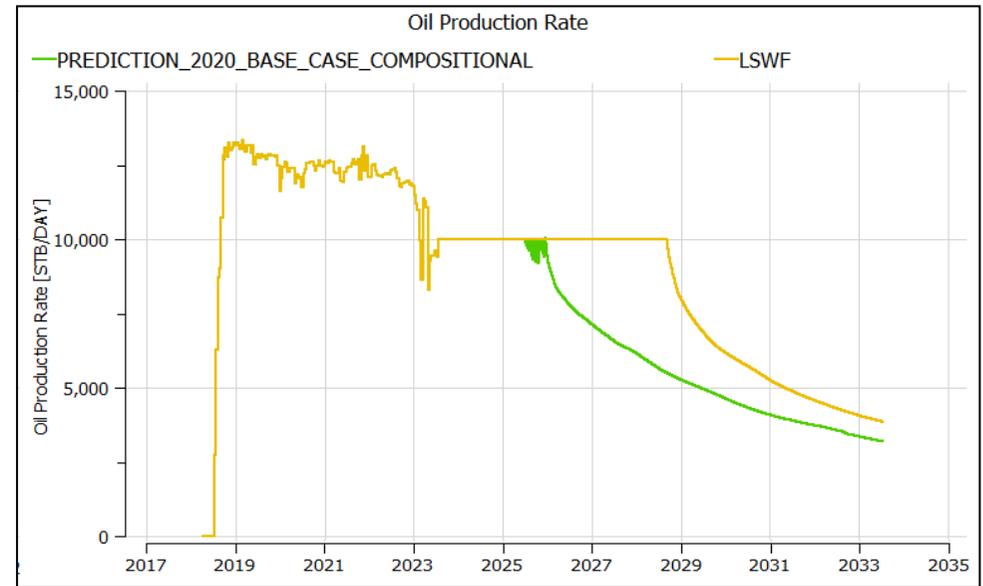


Figure IV-54 Profil de production d'huile pour le cas de base et scénario 05

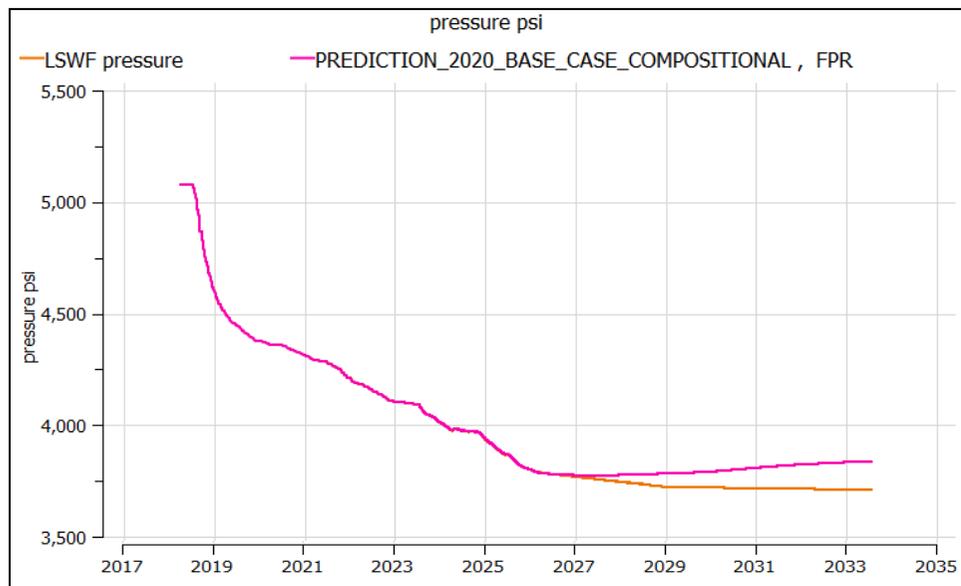


Figure IV-55 Pression de réservoir pour le cas de base et scénario 05

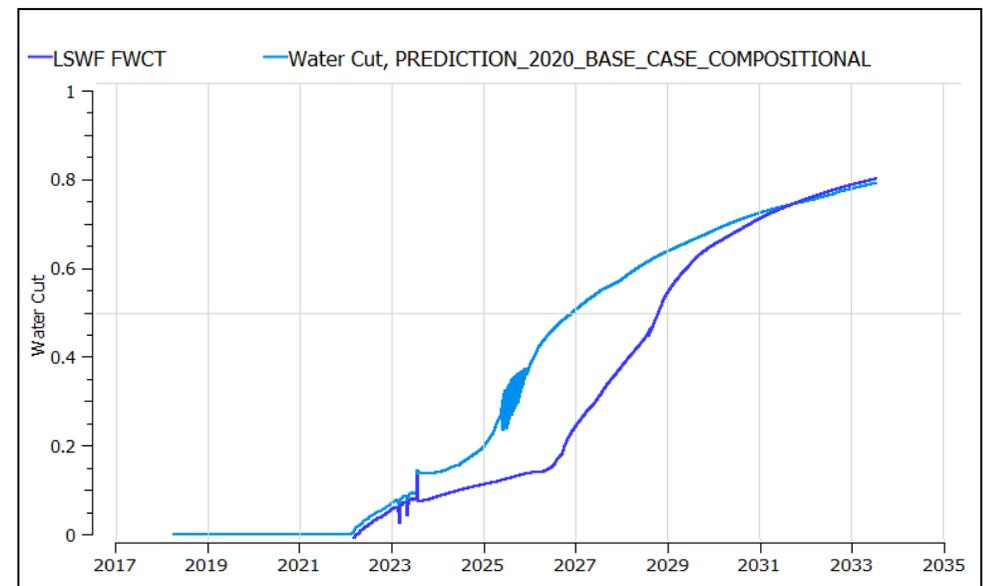


Figure IV-56 Cut d'eau pour le cas de base et scénario 05

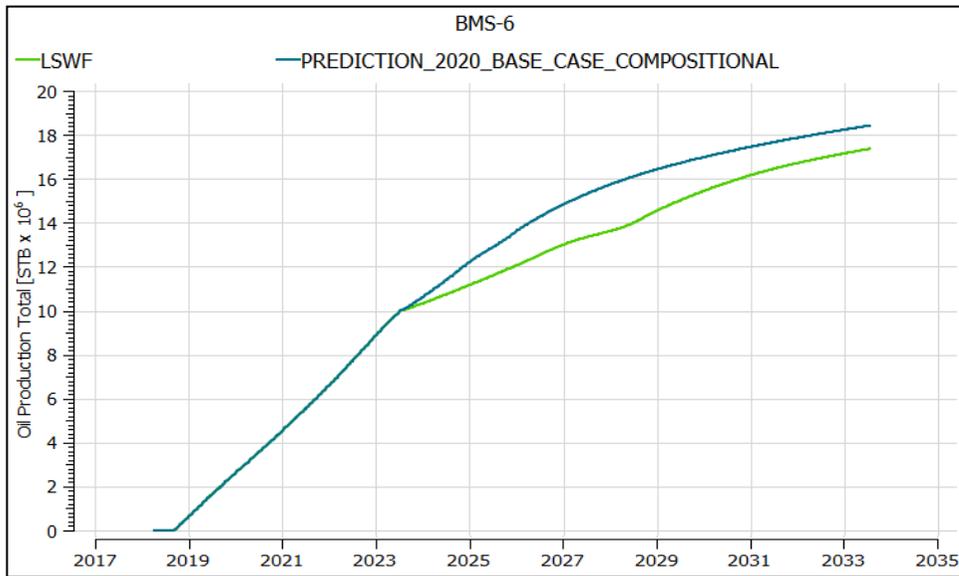


Figure IV-57 Cumule de production de BMS-06 pour le cas de base et scénario 05

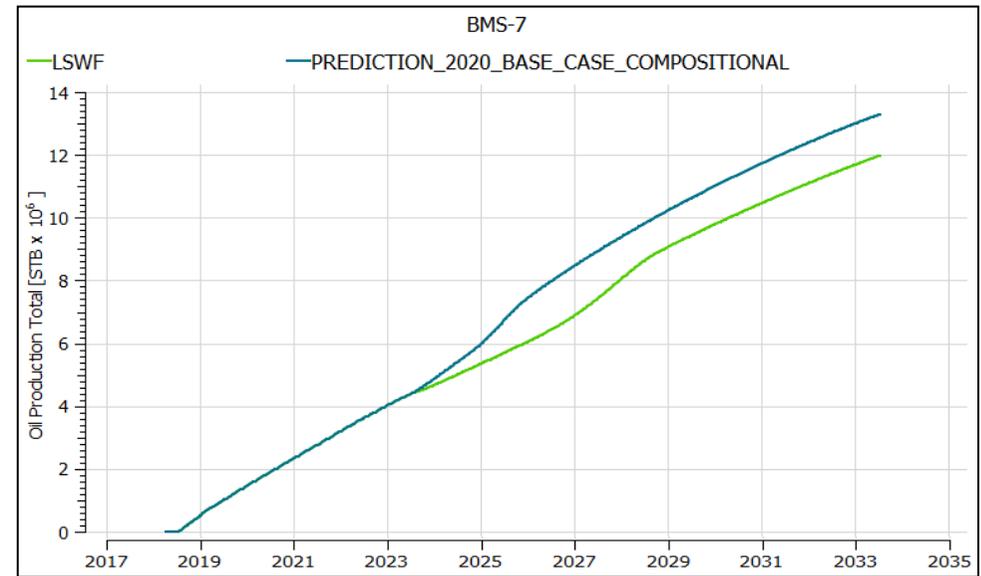


Figure IV-58 Cumule de production de BMS-07 pour le cas de base et scénario 05

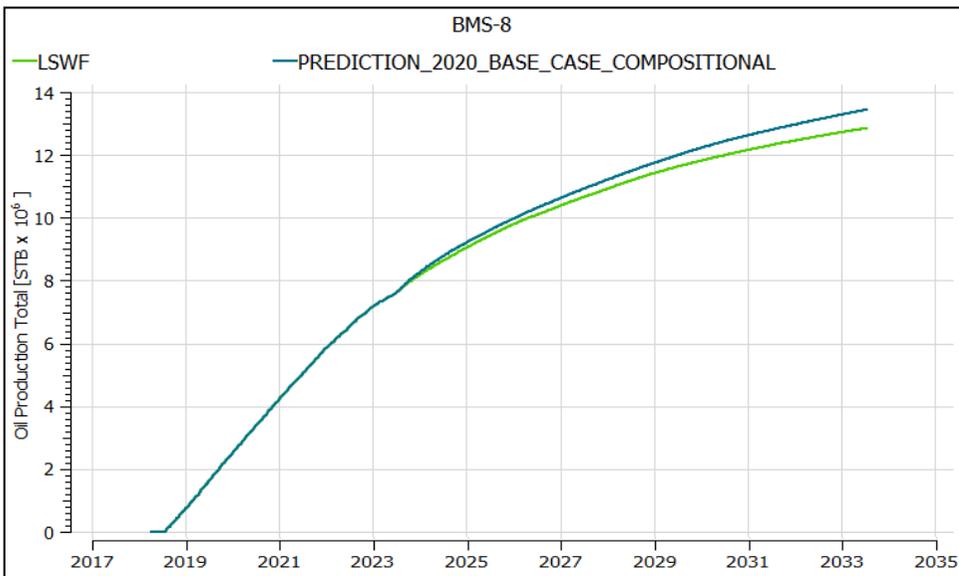


Figure IV-59 Cumule de production de BMS-08 pour le cas de base et scénario 05

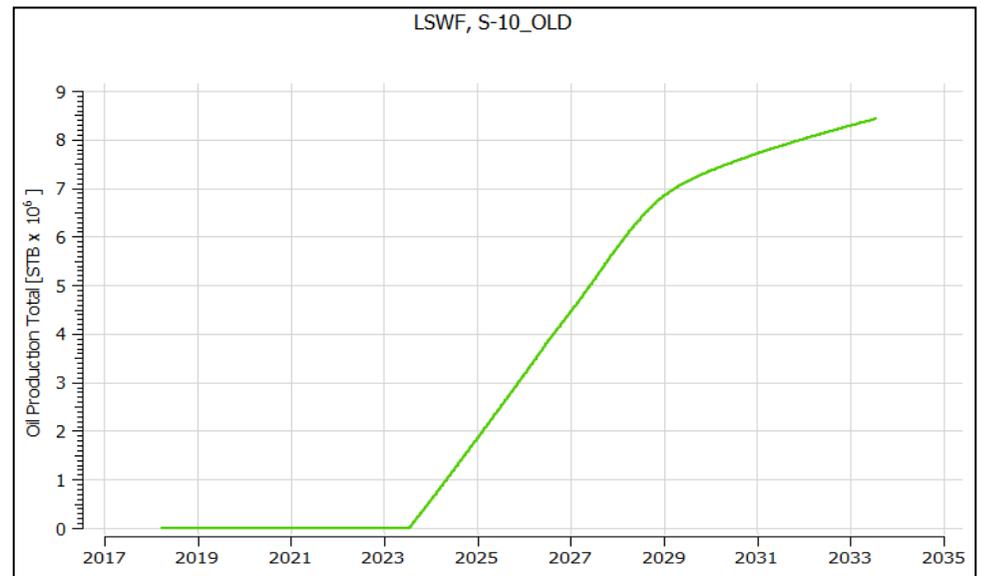


Figure IV-60 Cumule de production de BMS-10 pour le scénario 05

IV.2.7.3. Analyse et interprétation des résultats du scénario 05

L'application de scenario 05 permet de donner les résultats suivants :

- Ce cinquième scénario donne un taux de récupération de 34.86 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec 12.09% par rapport au cas de base (5.46 millions barils). Cette augmentation est assurée par le puits BMS-10 et le balayage efficace assuré par INJ-02 et la technique de récupération par l'eau à basse salinité malgré la diminution de production dans les puits BMS-07 et BMS-08.
- La pression du réservoir est bien maintenue par rapport aux autres scénarios précédents, dans ce scénario la pression chute à une valeur de 3710 psi à cause de la diminution de production d'eau par rapport aux autres scénarios donc l'eau injecté reste piégé dans les pores de la roche réservoir et laisse l'huile s'écouler facilement vers les puits producteurs.
- La production d'eau du champ a diminué avec 22.75% par rapport au cas de base.
- Le GOR des puits n'a pas subi de changements (la pression de réservoir reste toujours supérieure à la pression de saturation).

La VAN pour le scénario 05

- La valeur de VAN pour ce scénario est 1.483 milliards de dollars (voir l'annexe).
- On remarque que la valeur du Van en 2033 est positive, donc le scénario 05 est rentable.
- Le cinquième scénario a généré un bénéfice supplémentaire de 115.7 millions de dollars par rapport au cas de base.

Tous ces résultats confirment l'efficacité des différents mécanismes de LSWF l'injection d'eau à faible salinité qui sont :

Multi-component Ionic Exchange

La théorie de l'échange ionique multi-composant (MIE) est basée sur des recherches chimiques sur les interactions entre l'eau de formation et l'eau d'injection. Les grès de réservoir, contiennent des particules d'argile à la surface avec une charge négative. Le pétrole dans ces réservoirs est retenu à la surface des particules d'argile négativement chargées principalement grâce à des cations divalents tels que Ca^{2+} et Mg^{2+} , des ions positivement chargés capables de former deux liaisons avec d'autres ions. En conséquence, le pétrole dans ces réservoirs peut former des composés organiques polaires complexes [20].

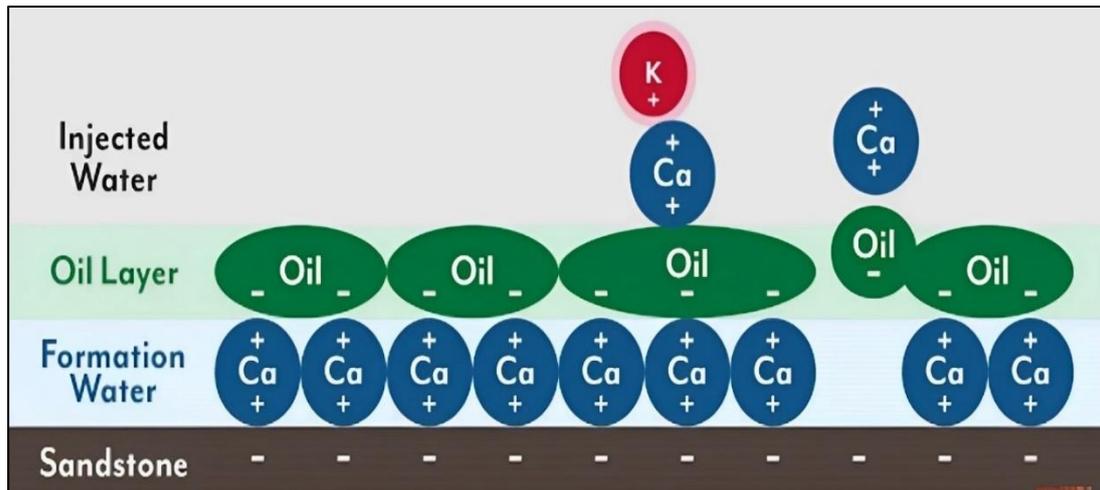


Figure IV-61 une illustration sur la théorie du (MIE)

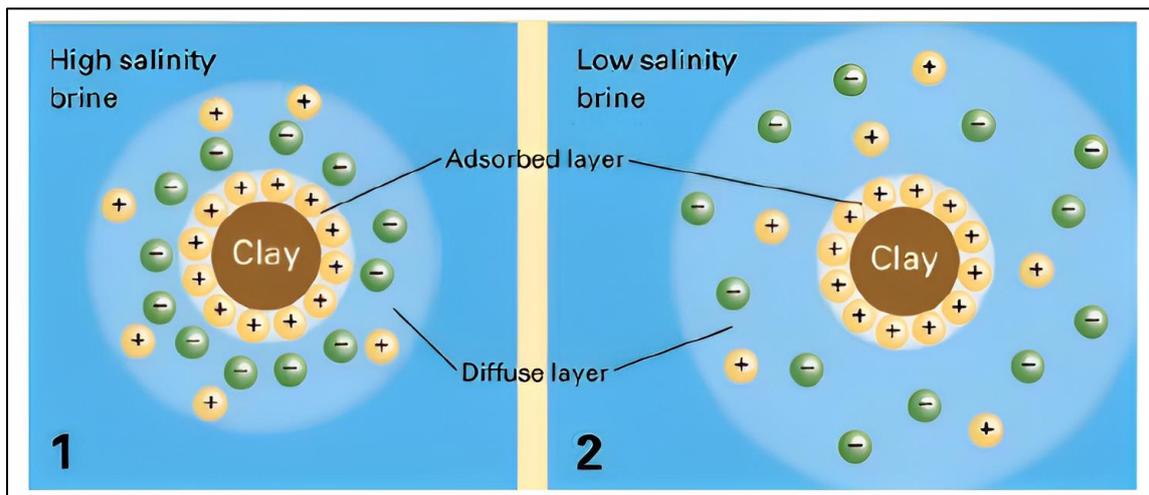


Figure IV-62 Le concept de la double couche

L'injection d'eau à faible salinité dans les réservoirs pétroliers peut provoquer la formation d'une couche diffuse autour de la structure du réservoir, influencée par la salinité de l'eau et la quantité d'ions actifs présents. Cette couche diffuse varie en épaisseur et en stabilité. Des expériences ont montré que l'injection d'eau à faible salinité peut modifier la chimie des grains, provoquant ainsi une expansion de la couche diffuse. Les cations libres de l'eau injectée peuvent réagir avec les ions divalents de la couche diffuse, ce qui favorise la rétention du pétrole et libère le pétrole piégé dans la couche adsorbée. Des études en laboratoire et sur le terrain ont confirmé cette théorie. Lager et al. (2008) ont observé une augmentation significative des ions Mg^{2+} et une légère augmentation des ions Ca^{2+} dans l'eau produite après l'injection d'eau à faible salinité.

Le phénomène peut être expliqué par la théorie MIE. Lorsque des ions libres provenant de l'eau à faible salinité, tels que Na^+ , réagissent avec des ions divalents Mg^{2+} et Ca^{2+} déjà présents.

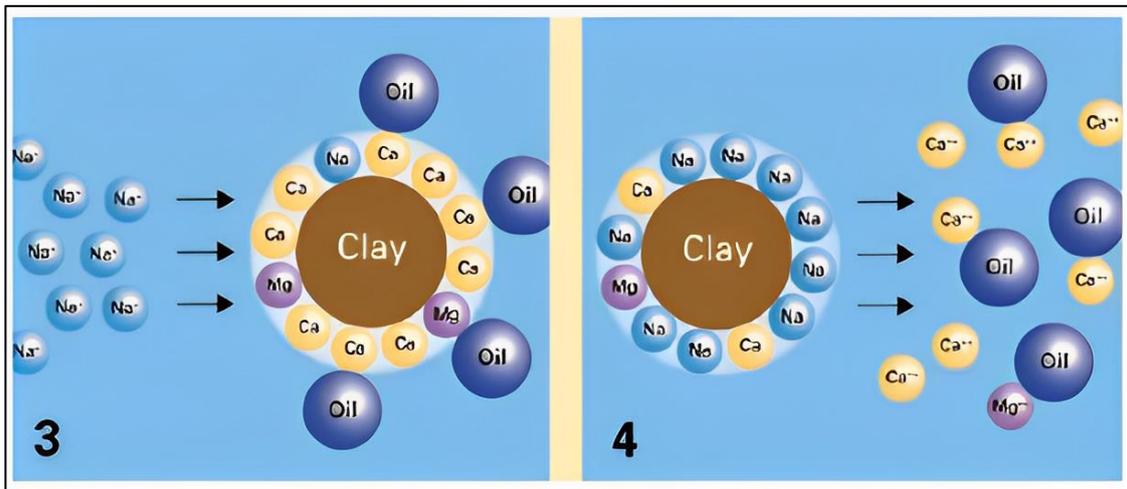


Figure IV-63 La libération des ions divalent

Les ions divalents sont libérés des couches diffuses de la même manière que le pétrole. Les "nouveaux" ions libres peuvent alors être transportés hors du réservoir avec l'eau produite et les hydrocarbures forment des composés organiques polaires complexes. Cela augmente la concentration d'ions dans l'eau produite. Lorsque tous les ions Mg sont "produits", les ions Mg de la saumure injectée seront absorbés par la formation et la concentration d'ions Mg dans l'eau produite diminuera. Cela s'applique non seulement au magnésium, mais également à d'autres ions divalents présents initialement dans le réservoir. Lorsque la formation est entièrement saturée en ions, cependant, la production des ions initiaux peut à nouveau se produire. La théorie MIE est décrite en détail par Lager et al. (2006), qui proposent huit mécanismes possibles pour expliquer l'adsorption aux minéraux argileux, dont quatre sont fortement influencés par l'échange de cations lors de la LSW. Ces mécanismes incluent l'échange de cations, la liaison par ligand, le pontage de cations et le pontage de l'eau en présence d'ions solvants tels que Mg^{2+} [21].

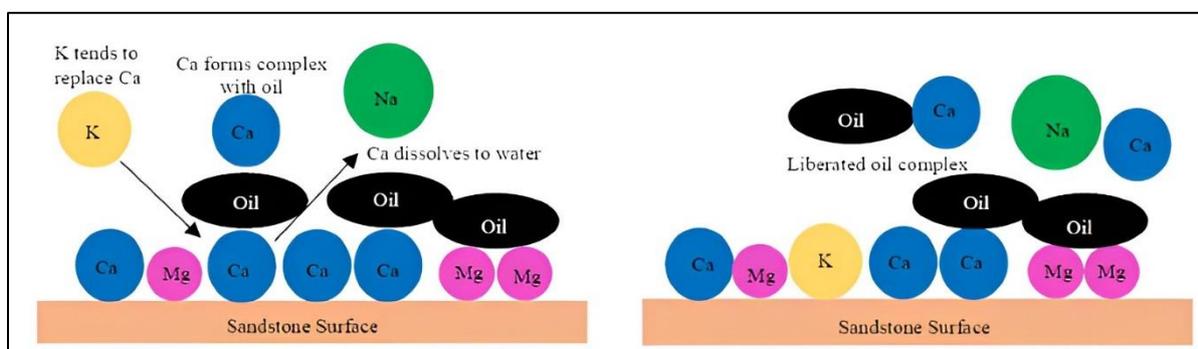


Figure IV-64 Mécanisme de récupération du pétrole (Sandstone) par l'utilisation (LSWF)

Fines Migration :

Tang et Morrow (1999) ont observé la production de fines lors de l'injection d'eau de faible salinité dans une carotte [20]. Pendant la LSW, une réduction significative de la perméabilité a

été observée. Cela était attribué à la migration des fines qui obstruait une partie de l'espace poreux disponible. Ils ont également conclu que la migration des fines était une nécessité car les effets de faible salinité étaient éliminés lors du traitement thermique/acidification d'un carotte de grès Berea, et l'injection d'eau dans cette carotte ne montrait presque aucune récupération supplémentaire de pétrole par LSW. Tang et Morrow ont ensuite discuté en détail la théorie concernant la migration des fines.

Lorsque des solutions de faible salinité sont injectées, la double couche, comme discuté dans la section MIE ci-dessus, s'étend en raison d'une réduction de la concentration ionique. Cela peut à nouveau favoriser l'arrachement des fines car la double couche devient moins stable.

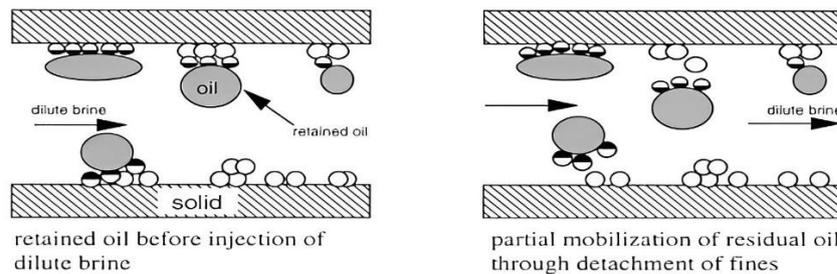


Figure IV-65 Déplacement du pétrole piégé grâce à la migration des fines (Tang et Morrow, 1999).

Modification de la mouillabilité

Dans la théorie du Multi-composant Ionique Exchange (MIE), la modification de la mouillabilité est une conséquence directe. L'injection d'eau à faible salinité peut induire une modification de la mouillabilité dans les réservoirs de grès. Elle tend à orienter la mouillabilité vers une condition plus favorable à l'eau en modifiant la chimie de surface de la roche. Cette modification aide à déplacer et à mobiliser le pétrole restant piégé dans les espaces poreux [21].

IV.3. Comparaison entre les différents scénarios

Une fois les différents scénarios proposés étudiés, les résultats obtenus ont été récapitulés dans le tableau suivant, permettant ainsi de les comparer entre eux :

Table IV-9 Comparaison entre les différents scénarios

Paramètre	Cas de base	Scenarior 01	Scenarior 02	Scenarior 03	Scenarior 04	Scenarior 05
Production cumule d'huile [10 ⁶ STB]	45.16	46.10	47.10	49.63	51.30	50.62
Taux de récupération %	31.09	31.74	32.43	34.17	35.32	34.85
Production cumule d'eau [10 ⁶ STB]	29.14	33.74	33.61	32.28	15.71	29.148

IV.3.1. L'analyse comparative

- Tous les scénarios ont contribué à augmenter la production du champ.
- Le quatrième scénario présente le taux de récupération d'huile le plus élevé, suivi du scénario 05, puis 03, 02 et enfin 01.
- Production d'eau reste conforme aux normes acceptées par le CPF de BMS.
- On remarque que toutes les valeurs du Van sont positives, donc tous les scénarios sont rentables.
- Le 4ème scénario présente la rentabilité économique la plus élevée en termes de VAN, malgré les coûts supplémentaires liés à l'injection de (WAG), au forage d'un nouveau puits et à l'opération de work-over sur le puits Bms10. Cela indique que les avantages financiers potentiels générés par ce scénario surpassent les coûts supplémentaires engagés. Il s'agit donc d'un scénario attrayant sur le plan financier, malgré les dépenses initiales et les risques associés.
- Ensuite, les scénarios 05 et 03 se classent respectivement en deuxième et troisième position en termes de rentabilité économique, mais ils présentent toujours une rentabilité solide et peuvent être considérés comme des options intéressantes.
- Le 2ème scénario se positionne en quatrième place en termes de rentabilité économique. Bien qu'il soit légèrement moins rentable que les scénarios précédents, il peut toujours être considéré comme une option viable.
- Le 1er scénario se classe en cinquième position en termes de rentabilité économique. Cela suggère qu'il est moins rentable que les autres scénarios examinés.
- Le cas de base se situe en dernière position en termes de rentabilité économique. Cela peut indiquer que ce scénario est le moins attractif du point de vue financier

Conclusion générale

Le réservoir de Bir El Msena contient des réserves d'hydrocarbures remarquables, avec environ 145 MMSTB d'huile en place, dont seulement 15,2 % ont été récupérés en 2023, selon les études et les estimations effectuées. Ce réservoir présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques en termes de porosité et de perméabilité.

La construction et la génération d'un modèle fluide qui représente bien le comportement du fluide du réservoir en minimisant le temps de calcul avec 10 pseudo-composants et sera utilisé dans l'initialisation du modèle dynamique, réalisées à l'aide des logiciels spécialisés (PVTI, ECCLIPSE300, PETREL RE, RESINSIGHT, OPM FLOW), ont permis une meilleure compréhension de ce réservoir. Tout d'abord, le modèle a été vérifié et validé en utilisant l'history matching par une étude de sensibilité des perméabilités relatives et le COW, L'analyse des potentiels du réservoir et des données de production pour le cas de base nous a aidé à améliorer nos décisions. Ensuite, des prévisions ont été réalisées pour étudier le comportement futur du champ.

Les prévisions ont indiqué qu'avec la configuration actuelle du champ, une récupération d'environ 31 % des réserves pourrait être atteinte au cours des 10 prochaines années. Par conséquent, plusieurs scénarios ont été étudiés et modélisés, ce qui a permis d'établir des profils de production qui démontrent une amélioration significative de la récupération, validant ainsi leur réussite technique.

Cette étude a montré que l'implantation du nouveaux puits injecteurs est efficace pour maintenir la pression et balayer les zones sature en huile.

La reprise du puits BMS10 a aidé à maintenir le plateau de production à 10 000 barils par jour et à augmenter le taux de récupération.

Dans le but de maximiser les gains, l'étude technique a été complétée par une analyse économique, couvrant tous les aspects d'un plan de développement. Cette étude économique approximative, basée sur le calcul de la valeur actuelle nette (VAN), a permis d'identifier le meilleur scénario économique (scénario 04).

Les scénarios 03, 05 et en particulier le 04 ont démontré de très bons résultats tant sur le plan technique (taux de récupération) que sur le plan économique. Ainsi, l'implémentation de l'un de ces scénarios permettra une amélioration significative.

Références

[18] Allan Katende, F. S. (2019). A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 285, 627-649.

[22] A., F. H., A. F. I., ,, & S. E. Omekeh. (2012). Modeling of Ion-Exchange and Solubility in Low Salinity Water flooding. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, April.

[12] A. ShahkaramI, «Typical workflow for the history matching study,» january 2014. [En ligne]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Typical-workflow-for-the-history-matching-study_fig3_313553135.

[3] BMS. (2013). Rapport de fin de forage des puits BMS. Sonatrach, El borma.

[14] B. M. o. Whitson CH. (n.d.). Phase behavior.

[20] Cissokho, M. B. H. B. S. C. P., & G. H. (2010). Low Salinity Oil Recovery On Clayey Sandstone: Experimental Study. *Petrophysics* 51.

[7] Expro. (2002). Document d'analyse de fluide laboratoire de EXPRO UK.

[7] Faisal A, Bisdom K, Zhumabek B, Zadeh AM, & Rossen WR. (2009). Injectivity and Gravity Segregation in WAG and SWAG Enhanced Oil Recovery. SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.

[17] Heeremans JC. (2006). Feasibility Study of WAG Injection in Naturally Fractured Reservoirs. SPE/DOE Symp. Improv. Oil Recover., Society of Petroleum Engineers.

[10] H. m. o. p. r. e. a. genetic, 2016. [En ligne]. Available: <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-015-0216-4..>

[5] Isaaks, E. (1989). Introduction to geostatistics. united kingdom: Oxford University Press.

[10] Katende, Allan F. S. (2019). A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 285, 627-649.

[11] M. Panda. (2001, June). Reservoir modelling using Scale-Dependent Data intergation. SPEJ, 157-170.

[6] N. Ezekwe, Petroleum reservoir engineering practice, Courier in Westford: Library of congress cataloging in publication data, 2011.

[2] Nouredine BOUNOUA, R. L., & S. Z. (2007). WEC 2007. Sonatrach et Schlumberger, Houston.

[13] Omekeh, S. (2014). Low Salinity Water Flooding: Evaluating the Effect of Salinity on Oil and Water Relative Permeability, Wettability and Oil Recovery. Special Topics and Review in Porous Media.

[4] Panda, M. (2001, June). Reservoir modelling using Scale-Dependent Data intergation. SPEJ, 157-170.

[19] Panjalizadeh H, A. A. G. M. A. N. (2015). Optimization of the WAG Injection Process. Pet Sci Technol.

[15] Richardson, S. o. P. E. (2000). TX.

[21] Shaddel, S. (2014). Low Salinity Water Flooding: Evaluating the Effect of Salinity on Oil and Water Relative Permeability, Wettability and Oil Recovery. Special Topics and Review in Porous Media.

[1] Sonatrach, «Description geologique de basin de berkine», 2002.

Annexe

Table IV-10 Calcule des VAN pour scénario 01

Calcule de la VAN pour le scénario 01											
L'année	Nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (a partir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp=cout du puits+fixed CapExp+ CapExp des puits (\$)	OPEX		Dépenses totales (OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow=R-D	Présente Value (PV) ou C _{actualisé}	VAN ou NPV
						Fixed OpEx+Op Ex par puits	Cout d'injection d'eau + gaz (\$)				
2018	0	1801681	50	90084056	132800000	6050000	12796.4421	138862796.4	-48778740.2	-48778740.2	-48778740.2
2019	1	4705101	50	235255069	0	50000	41229.7043	91229.70431	235163839	217744295	168965555.2
2020	2	4486093	50	224304625	0	50000	41214.0215	91214.02148	224213411	192226861	361192416.5
2021	3	4537888	50	226894400	0	50000	39467.4207	89467.42072	226804933	180045068	541237484.4
2022	4	4494809	50	224740450	0	50000	38760.1414	88760.14136	224651690	165125699	706363182.9
2023	5	3706172	50	185308600	4500000	650000	37834.7383	5187834.738	180120765	122587166	828950349.2
2024	6	3650000	50	182500000	0	50000	33868.3432	83868.34317	182416132	114953106	943903454.8
2025	7	3641418	50	182070900	0	50000	34354.4872	84354.48717	181986546	106187401	1050090856
2026	8	3117926	50	155896300	0	50000	36926.9992	86926.99916	155809373	84178956.1	1134269812
2027	9	2625516	50	131275800	0	50000	38417.5589	88417.55888	131187382	65626352.6	1199896165
2028	10	2280340	50	114017000	0	50000	39079.6712	89079.67117	113927920	52770670.8	1252666836
2029	11	2001340	50	100067000	0	50000	39619.3192	89619.31917	99977380.7	42878584.9	1295545421
2030	12	1813640	50	90682000	0	50000	40138.7752	90138.77517	90591861.2	35975274.5	1331520695
2031	13	1661120	50	83056000	0	50000	40681.2389	90681.23888	82965318.8	30506175.5	1362026871
2032	14	1080860	50	54043000	0	50000	28761.2702	78761.27019	53964238.7	18372720.9	1380399592
2033	15	647640	50	32382000	0	50000	21158.855	71158.85505	32310841.1	10185724.7	1390585316

Table IV-11 Calcule des VAN pour scénario 02.

Calcule de la VAN pour le scénario 02											
L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (apartir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp=cout du puits+fixed CapExp+ CapExp des puits (\$)	OPEX		Dépenses totales (OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow=R-D	Presente Value (PV) ou Cfactuelisé	VAN ou NPV
						Fixed OpEx+Op Ex par puits	Cout d'injection d'eau + gaz (\$)				
2018	0	1801681	50	90084056	132800000	6050000	12796.44207	138862796.4	-48778740.2	-48778740.2	-48778740.2
2019	1	4705101	50	235255069	0	50000	41229.70431	91229.70431	235163839	217744295	168965555.2
2020	2	4486093	50	224304625	0	50000	41214.02148	91214.02148	224213411	192226861	361192416.5
2021	3	4537888	50	226894400	0	50000	39467.42072	89467.42072	226804933	180045068	541237484.4
2022	4	4412241	50	220612050	0	50000	37952.42759	87952.42759	220524098	162091795	703329279.4
2023	5	3788740	50	189437000	50000	1050000	36949.94011	1136949.94	188300050	128153850	831483129.4
2024	6	3650000	50	182500000	0	50000	30702.50317	80702.50317	182419297	114955101	946438230.1
2025	7	3650000	50	182500000	0	50000	31253.60717	81253.60717	182418746	106439586	1052877817
2026	8	3626176	50	181308800	0	50000	33333.33516	83333.33516	181225467	97910480.7	1150788297
2027	9	2882876	50	144143800	0	50000	37878.64688	87878.64688	144055921	72063825.9	1222852123
2028	10	2362868	50	118143400	0	50000	39005.27117	89005.27117	118054395	54682026.9	1277534150
2029	11	1985732	50	99286600	0	50000	39005.23917	89005.23917	99197594.8	42544148.1	1320078298
2030	12	1700884	50	85044200	0	50000	39005.27117	89005.27117	84955194.7	33736876.7	1353815175
2031	13	1497500	50	74875000	0	50000	39112.11888	89112.11888	74785887.9	27498615.8	1381313791
2032	14	1340696	50	67034800	0	50000	39005.23917	89005.23917	66945794.8	22792435	1404106226
2033	15	673472	50	33673600	0	50000	21158.85505	71158.85505	33602441.1	10592890.8	1414699116

Table IV-12 Calcule des VAN pour scénario 03.

Calcule de la VAN pour le scénario 03											
L'année	Nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix moyen	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= cout du puits+fixed CapExp+ CapExp des puits (\$)	OPEX		Dépenses totales (OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cfactualisé	VAN ou NPV
						Fixed OpEx+Op Ex par puits	Cout d'injection d'eau + gaz (\$)				
2018	0	1801681	50	90084056	132800000	6050000	12796.44207	138862796.4	-48778740.2	-48778740.2	-48778740.2
2019	1	4705101	50	235255069	0	50000	41229.70431	91229.70431	235163839	217744295	168965555.2
2020	2	4486093	50	224304625	0	50000	41214.02148	91214.02148	224213411	192226861	361192416.5
2021	3	4537888	50	226894400	0	50000	39467.42072	89467.42072	226804933	180045068	541237484.4
2022	4	4412241	50	220612050	0	50000	37952.42759	87952.42759	220524098	162091795	703329279.4
2023	5	3788740	50	189437000	4550000	1650000	39300.51611	6239300.516	183197699	124681276	828010555.4
2024	6	3650000	50	182500000	0	50000	34751.28717	84751.28717	182415249	114952549	942963104.6
2025	7	3650000	50	182500000	0	50000	34612.07117	84612.07117	182415388	106437627	1049400731
2026	8	3650000	50	182500000	0	50000	35215.89516	85215.89516	182414784	98553031.9	1147953763
2027	9	3656944	50	182847200	0	50000	37982.19888	87982.19888	182759218	91425109.9	1239378873
2028	10	3099684	50	154984200	0	50000	41635.67117	91635.67117	154892564	71745227.1	1311124100
2029	11	2353104	50	117655200	0	50000	44210.26317	94210.26317	117560990	50419893.4	1361543994
2030	12	1942412	50	97120600	0	50000	45055.03117	95055.03117	97025545	38530178.8	1400074173
2031	13	1681940	50	84097000	0	50000	45635.95888	95635.95888	84001364	30887127.2	1430961300
2032	14	1482516	50	74125800	0	50000	45916.53517	95916.53517	74029883.5	25204291.2	1456165591
2033	15	738176	50	36908800	0	50000	25069.12705	75069.12705	36833730.9	11611528.1	1467777119

Table IV-13 Calcule des VAN pour scénario 04.

Calcule de la VAN pour le scénario 04											
L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix moyen	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= cout du puits+fixed CapExp+ CapExp des puits (\$)	OPEX		Dépenses totales (OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cfactualisé	VAN ou NPV
						Fixed Opex+Op Ex par puits	Cout d'injection d'eau + gaz (\$)				
2018	0	1801681	50	90084056	1.33E+08	6050000	12796.44207	138862796.4	-48778740.2	-48778740.2	-48778740.2
2019	1	4705101	50	235255069	0	50000	41229.70431	91229.70431	235163839	217744295	168965555.2
2020	2	4486093	50	224304625	0	50000	41214.02148	91214.02148	224213411	192226861	361192416.5
2021	3	4537888	50	226894400	0	50000	39467.42072	89467.42072	226804933	180045068	541237484.4
2022	4	4412241	50	220612050	0	50000	37952.42759	87952.42759	220524098	162091795	703329279.4
2023	5	3788740	50	189437000	4550000	1650000	39301.66294	6239301.663	183197698	124681275	828010554.6
2024	6	3650000	50	182500000	0	50000	34739.54291	84739.54291	182415260	114952557	942963111.2
2025	7	3650000	50	182500000	0	50000	34600.44869	84600.44869	182415400	106437634	1049400745
2026	8	3650000	50	182500000	0	50000	35204.36316	85204.36316	182414796	98553038.2	1147953783
2027	9	3660000	50	183000000	0	50000	37970.60316	87970.60316	182912029	91501553.8	1239455337
2028	10	3554656	50	177732800	0	50000	41624.13916	91624.13916	177641176	82282235.9	1321737573
2029	11	2738560	50	136928000	0	50000	44198.73116	94198.73116	136833801	58685671.9	1380423245
2030	12	2212176	50	110608800	0	50000	45043.49916	95043.49916	110513757	43886533.2	1424309778
2031	13	1906912	50	95345600	0	50000	45624.36316	95624.36316	95249975.6	35023218.4	1459332996
2032	14	1673200	50	83660000	0	50000	45905.00316	95905.00316	83564095	28450318.8	1487783315
2033	15	874900	50	43745000	0	50000	25058.04092	75058.04092	43669942	13766587	1501549902

Table IV-14 Calcule des VAN pour scénario 05.

Calcule de la VAN pour le scénario 05											
L'année	Nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix moyen (\$)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= cout du puits+fixed CapExp+ CapExp des puits (\$)	OPEX		Dépenses totales (OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cf _{actualisé}	VAN ou NPV
						Fixed OpEx+Op Ex par puits	Cout d'injection d'eau + gaz (\$)				
2018	0	1854413	50	92720625	132800000	6050000	13214.67547	138863214.7	-46142589.7	-46142589.7	-46142589.7
2019	1	4722099	50	236104940	0	50000	41416.25889	91416.25889	236013524	218531041	172388450.8
2020	2	4503586	50	225179285	0	50000	41409.2029	91409.2029	225087876	192976574	365365024.7
2021	3	4547314	50	227365700	0	50000	39459.24083	89459.24083	227276241	180419208	545784232.3
2022	4	4421752	50	221087600	0	50000	38199.13408	88199.13408	220999401	162441157	708225389.3
2023	5	3692566	50	184628300	5,050,000	1650000	227274.1477	6927274.148	177701026	120940332	829165721.6
2024	6	3650000	50	182500000	0	50000	440794.7112	490794.7112	182009205	114696673	943862394.6
2025	7	3650000	50	182500000	0	50000	627077.5712	677077.5712	181822922	106091929	1049954323
2026	8	3650000	50	182500000	0	50000	867366.1992	917366.1992	181582634	98103447	1148057771
2027	9	3660000	50	183000000	0	50000	1104599.371	1154599.371	181845401	90967973.8	1239025744
2028	10	3509875	50	175493750	0	50000	1331113.571	1381113.571	174112636	80647839.4	1319673584
2029	11	2532339	50	126616950	0	50000	1509614.675	1559614.675	125057335	53634947.6	1373308531
2030	12	2089001	50	104450050	0	50000	1751944.331	1801944.331	102648106	40762975.1	1414071506
2031	13	1790365	50	89518250	0	50000	1958921.943	2008921.943	87509328.1	32176998.3	1446248505
2032	14	1572357	50	78617850	0	50000	2226554.611	2276554.611	76341295.4	25991236.9	1472239742
2033	15	779026	50	38951300	0	50000	2205266.691	2255266.691	36696033.3	11568120.1	1483807862

Le graphe ci-dessous représente les variations des VAN pour différents scénarios.

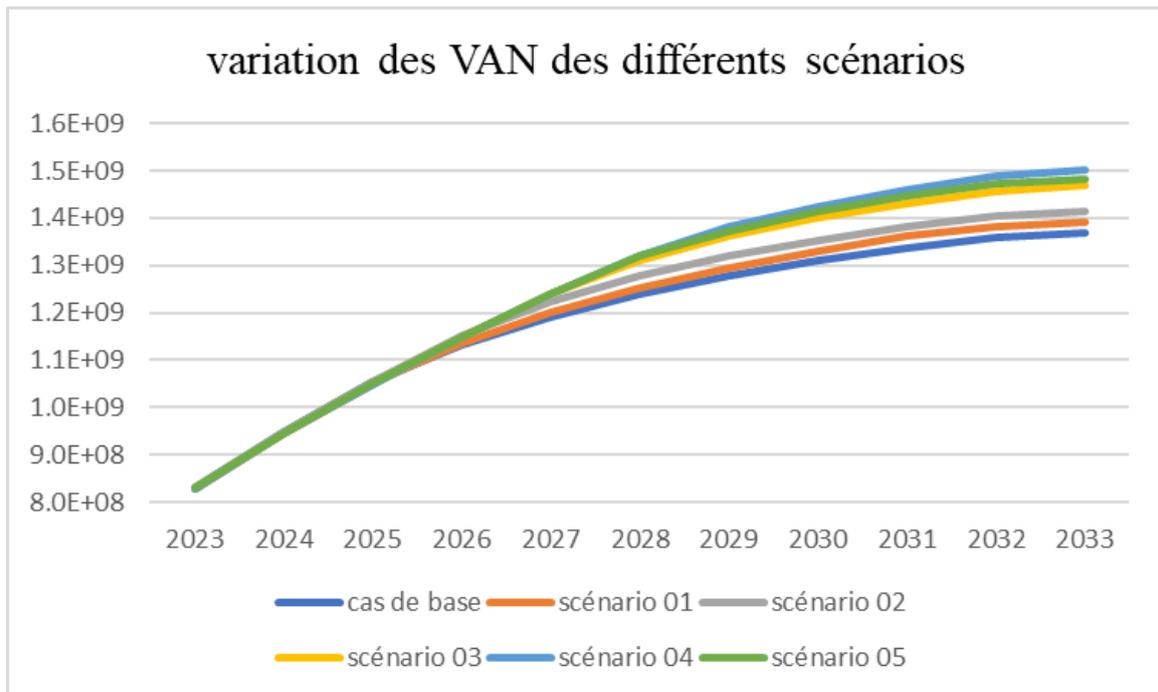


Figure IV-17 la variation des Van pour différents scénarios.