



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



Université Amar Telidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Noureddine BAOUJJI

Mohamed JLAITI

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gazier

Thème

**Etude de simulation d'un réservoir de gaz a
condensat**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
MERIGUI Khaled	MCB	Président
ABDELMOUIZ Ahmed	MCB	Examinateur
HADJADJ ASMA	MCB	Examinateur
YOUCEFI Mohamed Riad	MCB	Rapporteur

Année Universitaire : 2022-2023

عنوان المذكرة: دراسة محاكاة لمكمن الغاز المتكاثف

المؤطر: يوسف محمد رياض

اللقب: بالديجي الاسم: نور الدين

اللقب: جليطي الاسم: محمد

ملخص من المعروف جيداً أن فقدان سائل المكمن الناجم عن الغاز المتكاثف بعد تناقص الضغط يمكن أن يؤثر على إنتاجية الغاز من البئر ونسب استرجاع النفط النهائية. لذلك ، فإن القضية الرئيسية لمهندسي المكامن عند إنشاء مكامن الغاز المتكاثف هي زيادة معدل استرداد النفط والغاز النهائي. تستخدم هذه الدراسة نماذج المحاكاة التركيبية لفحص تأثير تدفق مياه الطبقة الجوفية على أداء مكمن الغاز المتكاثف. تم توضيح أن عمليات الاسترداد النهائية للنفط والغاز من مكمن الغاز المتكاثف يمكن زيادتها بشكل كبير عن طريق تدفق مياه الطبقة الجوفية. أظهرت النتائج أن حجم الخزان الجوفي كان له تأثير كبير على معدلات الاسترداد ، وأن الخزانات ذات الخزانات الجوفية الكبيرة تتميز باستخلاصات نهائية أقل من الخزانات ذات الخزانات الجوفية المتوسطة ، نظرًا لحقيقة أن الغاز يبقى محصور داخل الخزان عند ضغط مرتفع. أظهرت نتائج هذه الأطروحة الحاجة إلى تحسين عمليات الاسترداد في الخزانات ذات الخزانات الجوفية النشطة أو الضعيفة.

كلمات مفتاحية: محاكاة المكامن الغاز المتكاثف ، مكمن الغاز المتكاثف ، المحاكاة التركيبية ، ECLIPSE ، إنتاج المحروقات

Memory title : Simulation study of a gas condensate reservoir

Name: Baoudji
Name: JLAITI

First name: Noureddine
First name: Mohamed

Directed by: Mohamed Riad Youcefi

Abstract : It is well known that the loss of reservoir liquid caused by gas condensate below dew point pressure can affect both gas productivity from a well and ultimate oil recovery. Therefore, the main issue for reservoir engineers when constructing gas condensate reservoirs is to increase the final oil and gas recovery rate. This study uses compositional simulation models to examine the impact of water flooding on gas condensate reservoir performance. It was shown that the final oil and gas recoveries from a gas condensate reservoir can be significantly increased by water entrainment. Results showed that aquifer size had a significant impact on recovery rates, and that reservoirs with large aquifers are characterized by lower ultimate recoveries than reservoirs with medium aquifers, due to the fact that gas is trapped at a higher reservoir abandonment pressure. The findings of this thesis reveal the need to optimize recoveries in reservoirs with active or weak aquifer.

Key words: condensate reservoir, compositional simulation, ECLIPSE, Hydrocarbon production, Reservoir simulation, aquifers

Titre du mémoire : Etude de simulation d'un réservoir de gaz à condensat

Nom : BAOUDJI
Nom : JLAITI

Prénom : Noureddine
Prénom : Mohamed

Encadreur : YUCEFI Mohamed Riad

Résumé : Il est bien connu que la perte de liquide dans le réservoir causée par un condensat de gaz en dessous de la pression du point de rosée peut affecter à la fois la productivité du gaz à partir d'un puits et la récupération finale du pétrole. Par conséquent, le principal enjeu pour les ingénieurs de réservoir lors de la construction de réservoirs de condensats de gaz est d'augmenter le taux de récupération finale de pétrole et de gaz. Cette étude utilise des modèles de simulation compositionnelle pour examiner l'impact de l'invasion d'eau sur la performance des réservoirs de gaz à condensat. Il a été démontré que les récupérations finales de pétrole et de gaz d'un réservoir de condensat de gaz peuvent être considérablement augmentées par l'entraînement de l'eau. Les résultats ont montré que la taille de l'aquifère avait un impact significatif sur le taux de récupérations, et que les réservoirs avec de grands aquifères sont caractérisés par des récupérations ultimes plus faibles que les réservoirs avec des aquifères moyens, en raison du fait que le gaz est piégé à une pression d'abandon du réservoir plus importante. Les résultats de cette thèse révèlent la nécessité d'optimiser les récupérations dans les réservoirs avec des aquifères actives ou faibles.

Mots clés : gaz à condensat , simulation compositionnelle, Eclipse, production des hydrocarbures, Simulation des réservoir, aquifères

Table des matières

Table des matières	1
Liste des figures	3
Liste des tableaux	4
Liste des abréviations	5
Remerciements	6
Dédicace	7
Introduction Générale.....	9
Chapitre 1 : Importance de l'afflux d'eau et de l'injection d'eau dans les réservoirs de gaz à condensats.....	11
.1 Caractérisation des condensats de gaz.....	11
2. Comportement de l'écoulement gaz-condensat	12
2.1. Comportement en phase et à l'équilibre	12
2.2. Comportement d'accumulation de condensats	13
3. L'importance du maintien de la pression du réservoir.....	14
3.1. Afflux d'eau	16
3.2. Injection d'eau	18
Chapitre 2 : Développement d'un modèle de réservoir	19
1. Introduction	19
2. Modèle géologique (données en grille)	19
3. Données sur les propriétés des fluides (PVT)	20
.4 Propriétés des fluides et de la roche (données SCAL)	21
5. Couche aquifère.....	21
6. Section des données sur les puits	22
6.1. Emplacement et coordonnées du puits	22

List of Contents

6.2. Contrôle de la production	22
Chapitre 3 : Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs	23
1. Modélisation d'un réservoir de gaz à condensats de sans support aquifère	23
1.1. Comportement du gaz à condensat.....	23
1.2. Performance du réservoir	24
2. Modélisation d'un réservoir de condensat de gaz avec support aquifère	27
2.1. Modélisation de l'aquifère par Eclipse	27
2.2. Influence de la taille de la couche aquifère sur la performance du réservoir du gaz à condensats.....	29
Conclusions et recommandations	47
Références	48

Liste des figures

Figure 1: Visualisation ternaire de la classification des hydrocarbures (d'après la monographie SPE,v.20).

Figure 2: Diagramme de phase d'un système de condensat méthane-propane à deux composants.

Figure 3 : Saturation du condensat sous la pression du point de rosée Comportement de l'écoulement dans les trois régions connues.

Figure 4 : Saturation, fraction de C7+ en circulation et pression en fonction du rayon (d'après Mott et al. 1999).

Figure 5: p/z vs Gp/G pour différentes forces d'entraînement de l'eau.

Figure 6: Saturation en condensat et pression au fond du trou en fonction du temps

Figure .7. Efficacité de la récupération du pétrole et la production cumulative de pétrole en fonction du temps

Figure .8. Débit de production d'huile et de gaz en fonction du temps.

Figure .9. Distribution de la saturation en eau dans une représentation 2D du réservoir avec la présence de couche aquifère.

Figure.10. la saturation en huile pour différentes tailles d'aquifères.

Figure .11. Pression au fond du puits HRS-X pour différentes tailles d'aquifères.

Figure .12 . Représentation graphique de la récupération du pétrole et du gaz et le water cut en fonction de la taille de l'aquifère.

Figure .13. Taux de récupération d'huile pour différentes tailles d'aquifères

Figure .14. Taux de récupération de gaz sur le terrain pour différentes tailles d'aquifères.

Figure.15: Production cumulée de gaz pour différentes tailles d'aquifères.

Figure .16. Evolution du water cut pour différentes tailles d'aquifères

Liste des tableaux

Tableau 1 : Composition et propriétés de plusieurs fluides de réservoir (d'après le rapport CNPC, 2001).

Tableau au.2. Paramètres pétro physiques du réservoir.

Tableau au.3. Composition du fluides du réservoir. [8].

Tableau au.4. Propriétés des fluides du réservoir. [8].

Liste des abréviations

L'Abréviation	Signification
HR	Hassi R'me
WCT	Water Cut
WOR	Water Oil Ratio
GOR	Gas Oil Ratio
PVT	Pression Volume Température
GC	Gaz à condensat
SCF	Standard Cubique Feet
STB	Standard Barrels
FBHP	Flowing Bottom Hole Pressure
SCC	Saturation du Condensat Critique
CVD	Constant Volume Depletion
BO	Black Oil
CO	Compositionnel
GOC	Gaz Oil Contact
WOC	Water Oil Contact
WGC	Water Gaz Contact

Remerciements

Avant tout, nous remercions Dieu de nous avoir donné la santé, le courage et la volonté qui nous ont été utiles tout au long de notre parcours.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre directeur de thèse Dr. Mohamed Riad YOUNIFI, qui a suivi et veillé au bon déroulement de ce travail par ses conseils et remarques constructives, et surtout pour sa compréhension et ses encouragements.

Nous remercions le président du comité d'arbitrage et les examinateurs pour avoir accepté le jugement de notre travail.

Nous remercions également les employés du département de production de SONATRACH à HASSI LATO ADRAR, notamment les employés du département de mesure qui ont contribué à notre formation durant notre stage.

Nous remercions tous les professeurs Dr. Abdelmouiz Ahmed et Dr. Hadjadj Asma et Dr. Ghalem Khaled et Dr. Merigui Khaled qui ont contribué à notre formation durant notre cursus universitaire, pour la richesse des connaissances qu'ils nous ont transmises avec rigueur et dévouement.

Sans oublier nos profonds respects et nos chaleureux remerciements à nos chères familles.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de notre travail.

Dédicace

Je dédie cet humble travail, fruit de mes études, en exprimant ma profonde gratitude:

À mon père qui a su me donner le courage pour surmonter les difficultés de la vie, que
dieu te bénisse

À toi, chère mère, pour l'enseignement que tu m'as inculqué, pour toutes les douleurs
que j'ai traversées jusqu'à ce que je sois submergé de bonheur et arrivé là où je suis... Si ce
n'était pas pour toi, je n'aurais pas vu ce jour-là.

A mes chères soeurs et mes chers frères, qui pour moi sont mes meilleurs, et je leur
souhaite bonne chance.

À tous mes amis, Said , Abdelhamid, qui ont toujours su se montrer présents dans ma
joie et mes peines.

À toute ma famille et à tous ceux qui m'ont nourri de savoir et qui ont toujours voulu
que je réussisse.

A mon binome mohamed

A tous ceux qui m'aiment et à tous ceux pour qui je compte, et à moi-même.

NOUREDDINE BAOUDJI.

Dédicace

Je dédie cet humble travail, fruit de mes études, en exprimant ma profonde gratitude:
À mon père qui a su me donner le courage pour sur monter les difficultés de la vie, que
dieu te bénisse

À toi, chère mère, pour l'enseignement que tu m'as inculqué, pour toutes les douleurs
que j'ai traversées jusqu'à ce que je sois submergé de bonheur et arrivé là où je suis... Si ce
n'était pas pour toi, je n'aurais pas vu ce jour-là.

A mes chères soeurs et mes chers frères, qui pour moi sont mes meilleurs, et je leur
souhaite bonne chance.

À tous mes amis, qui ont toujours su se montrer présents dans ma joie et mes peines.

À toute ma famille et à tous ceux qui m'ont nourri de savoir et qui ont toujours voulu
que je réussisse.

A mon binome noureddine

A tous ceux qui m'aiment et à tous ceux pour qui je compte, et à moi-même.

MOHAMED JLAITI

Introduction Générale

Le champ de Hassi R'mel contient des réserves considérables de gaz et une richesse en condensat importante d'ordre de 210 g/, il est considéré comme étant l'un des gisements géants du monde ce qui l'a rendu plus exposé au développement et exploitation.

Les réservoirs de condensats de gaz sont uniques en ce sens qu'ils contiennent un mélange d'hydrocarbures gazeux et liquides, appelé condensat. Ces réservoirs sont généralement caractérisés par des pressions et des températures élevées, qui peuvent faire en sorte que le condensat existe à l'état monophasé (vapeur) ou biphasé (gaz et liquide), en fonction des conditions de pression et de température.

La simulation des réservoirs de gaz à condensats est un outil essentiel utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour prédire le comportement et les performances des réservoirs de gaz naturel contenant des quantités significatives de condensats. Elle implique la modélisation mathématique de l'écoulement des fluides, du transfert de chaleur et du comportement des phases dans les réservoirs souterrains afin de simuler la production et le comportement des réservoirs de condensat de gaz dans le temps.

La possibilité de perdre des liquides précieux et la faible productibilité des puits de gaz ont rendu les réservoirs de condensat de gaz très importants et des efforts supplémentaires sont faits pour optimiser la récupération des hydrocarbures à partir d'un réservoir de condensat de gaz. Des méthodes telles que les traitements au méthanol, l'altération de la mouillabilité et la fracturation hydraulique sont utilisées pour restaurer la productibilité des puits en éliminant ou en traversant la zone de blocage des condensats. Les méthodes susmentionnées sont appliquées dans la région proche du puits et n'améliorent que temporairement la productibilité du puits, tandis que la productibilité du gaz est maintenue en permanence en maintenant la pression du réservoir au-dessus de la pression du point de rosée par l'injection d'un fluide - le gaz traditionnellement produit.

L'injection d'eau pour maintenir la pression du réservoir n'est généralement pas acceptée pour les réservoirs de gaz-condensat en raison du fait bien connu qu'une quantité significative de gaz peut être piégée dans le réservoir. Les études expérimentales ont indiqué que jusqu'à 50 % du gaz original en place est piégé dans le réservoir à cause de l'invasion de l'eau.

1. En outre, la remontée des puits peut également constituer un problème grave en cas de coupures d'eau importantes pendant la production. Cependant, l'injection d'eau présente les avantages suivants par rapport à l'injection de gaz : il n'y a pas de retard dans la vente de gaz, les coûts d'injection d'eau sont inférieurs à ceux de l'injection de gaz, et la mobilité de l'eau est beaucoup plus faible que celle du gaz, ce qui peut entraîner une efficacité de balayage élevée.

2. En outre, l'eau n'est pas miscible avec le gaz, de sorte que la pression du point de rosée du fluide du réservoir ne change pas. Par conséquent, en concevant un taux d'injection d'eau et une période d'injection d'eau optimaux, il est possible non seulement d'améliorer la récupération finale des liquides, mais aussi de dépressuriser efficacement le réservoir pour réduire le gaz piégé dans les conditions d'abandon.

En présence d'un aquifère naturel, il n'est pas forcément nécessaire d'injecter un fluide (gaz/eau) dans le réservoir pour maintenir la pression. Cela dépend de la taille et de la force de l'aquifère et de la sous-saturation du fluide du réservoir. Si l'aquifère est limité et que le maintien de la pression est nécessaire, l'eau peut être injectée directement dans la zone aquifère à des taux élevés. Cependant, une fois que l'eau a pénétré dans le puits de production, il peut être nécessaire de fermer le puits de production en raison de la forte production d'eau à une pression de réservoir plus élevée. Par conséquent, un plan de développement approprié est nécessaire pour optimiser les récupérations finales à partir d'un réservoir de condensats de gaz de conduite d'eau particulier. Les variables de conception comprennent : le choix du taux de gaz et/ou la coproduction d'eau à partir du puits de production d'eau et le moment de la coproduction d'eau par rapport à la production de gaz. Les objectifs sont de maintenir initialement la pression du réservoir pour assurer une production maximale de liquide et de réduire le volume de gaz piégé dans les conditions d'abandon.

L'objectif général de notre étude est d'étudier de faisabilité de l'invasion d'eau dans un réservoir de condensat de gaz, d'évaluer le problème de blocage du condensat, étudier le comportement du fluide de réservoir, étudier l'impact du dépôt de liquide sur la délivrabilité du puits au niveau de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud pour un modèle puits (Modèle à un seul puits). Dans le but, d'étudier ces différents point on a fait appel à la simulation numérique, en utilisant un simulateur compositionnel par le logiciel ECLIPSE qui prend en considération le transfert de masse entre les différents composés du mélange.

Chapitre 1 : Importance de l'afflux d'eau et de l'injection d'eau dans les réservoirs de gaz à condensats

1. Caractérisation des condensats de gaz

Les liquides connus sous le nom de condensats de gaz présentent un comportement particulier entre les températures critique et cyclique. La condensation de produits liquides à partir de la phase gazeuse se produit entre ces températures. Lorsque la pression initiale du réservoir est supérieure à la pression du point de rosée du système de condensation, les condensats de gaz sont généralement détectés à l'état gazeux.

La forme du diagramme de phase d'un fluide de réservoir est souvent utilisée pour le classer. En général, quelques grandes lignes directrices dérivées de toutes les données statistiques peuvent être utilisées pour aider à établir le type de liquide à partir des données de production actuellement disponibles.

Tableau .1. Composition et propriétés de plusieurs fluides de réservoir (d'après le rapport CNPC, 2001).

	Condensat	Huile volatile	Huile noire
CO ₂ (mol%)	0.53 1.94	0.29	0.3
C1 (mol%)	67.96 78.97	51.97	41.3
C2 (mol%)	6.21 6.61	11.72	1.93
C3 (mol%)	2.37 3.22	9.23	3.85
C4 (mol%)	2.07 2.03	4.13	3.67
C5 (mol%)	1.21 1.17	1.82	2.36
C6 (mol%)	1.47 9.92	1.59	3.01
C7 (mol%)	7.88 5.34	17.7	40.58
C7.	135-145	185	228
C7+	0.7925-0.7734	0.8231	0.8633
T _{Res} (°C)	96.67-102.78	71.67	75.55
P _{sat} (Mpa)	30.5-36.5	28.1	19.7
P _{liq} (g/cm ³)	0.2867-0.3668	0.565	

Le Tableau.1 présente les caractéristiques typiques du condensat, de l'huile volatile et de l'huile noire. La figure . 1 en utilisant un diagramme ternaire en termes de pourcentage molaire. Dans la région quasi critique, le condensat de gaz a une concentration en C7+mole inférieure à 12,5 %, tandis que l'huile volatile a une concentration en C7+mole plus élevée.

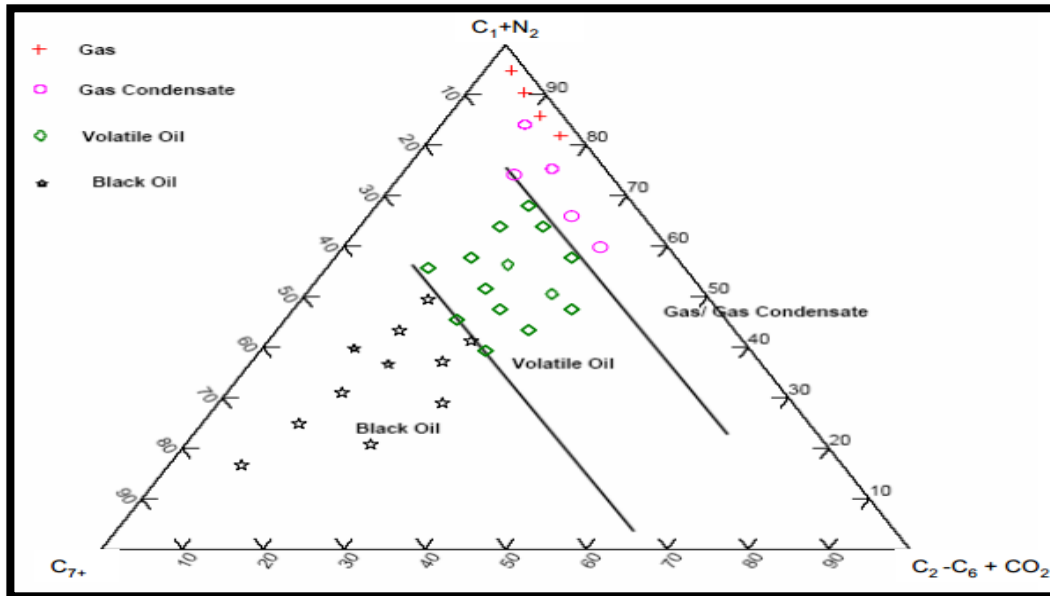


Figure 1 : Visualisation ternaire de la classification des hydrocarbures (d'après la monographie SPE, v.20).

2. Comportement de l'écoulement gaz-condensat

2.1. Comportement en phase et à l'équilibre

La figure I.2 est un diagramme pression-température pour un système de condensat méthane-propane à deux composants. D'après l'illustration, s'il y a une pression dans le réservoir au point p_1 , la température du réservoir se situera entre la température critique et la température cyclique.

Au départ, le matériau dans le réservoir est entièrement constitué de gaz en raison de la température et de la pression du réservoir, qui est supérieure à la pression du point de rosée. Le liquide se condense à partir du gaz pour former un système à deux phases lorsque la pression diminue de p_1 à p_2 à température constante, et le liquide ne s'écoule pas jusqu'à ce que le liquide recueilli atteigne la saturation critique du condensat.

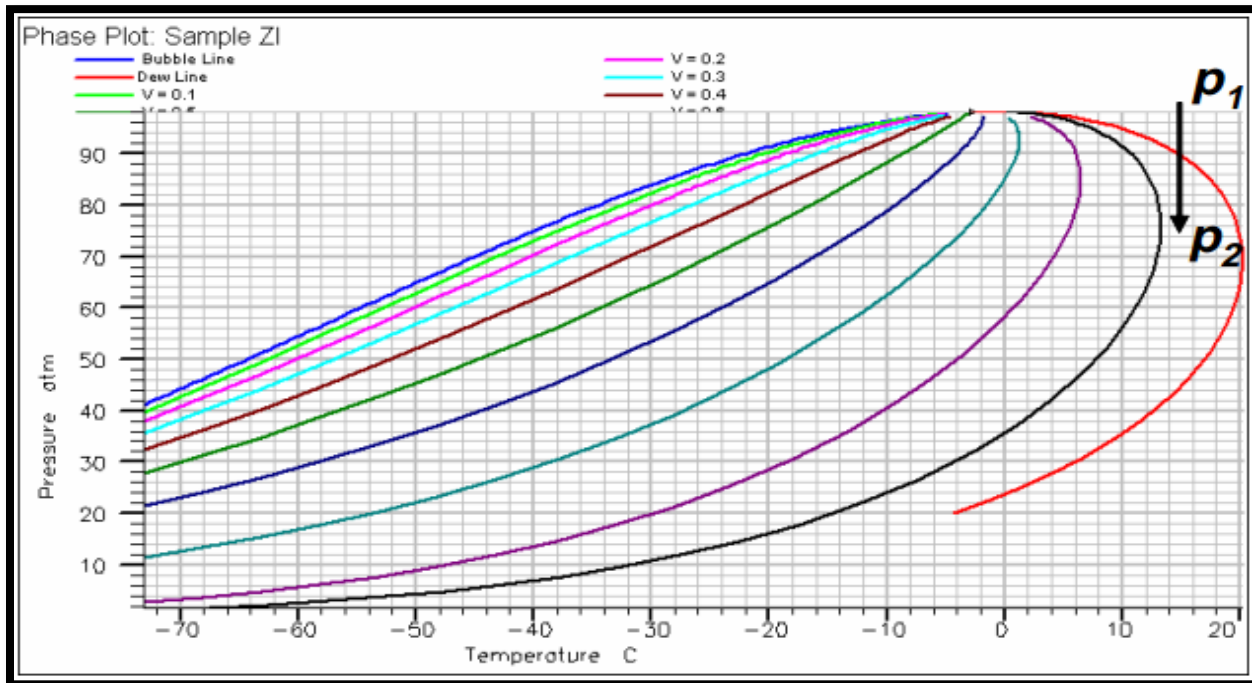


Figure 2: Diagramme de phase d'un système de condensat méthane-propane à deux composants.

2.2. Comportement d'accumulation de condensats

L'écoulement du gaz et du condensat dans la région proche du puits a été largement décrit dans la littérature à l'aide de la théorie des trois régions [1].

La première région (région 3 dans les figures .3 et .4) est la partie extérieure du réservoir dont la pression est supérieure à la pression du point de rosée. Il n'y a qu'une seule phase dans la région 3.

La section centrale du réservoir (désignée par la zone 2 dans les figures .3 et .4) a une pression de réservoir inférieure à la pression du point de rosée. Dans cette zone, le liquide commence à s'échapper, mais le condensat est toujours présent. À ce stade, les composants plus lourds ou intermédiaires sortent de la phase liquide, ce qui amincit la composition du gaz en mouvement.

La partie intérieure du réservoir constitue la troisième région (région 1 sur les figures .3 et .4), lorsque la pression tombe brusquement en dessous de la pression du point de rosée. Le gaz et le condensat s'écoulent parce que la saturation cumulative du condensat a dépassé la saturation critique du condensat. En raison de la perte de pression rapide dans cette zone et des débits élevés, le blocage des condensats est à l'origine de la majeure partie de la perte de pression.

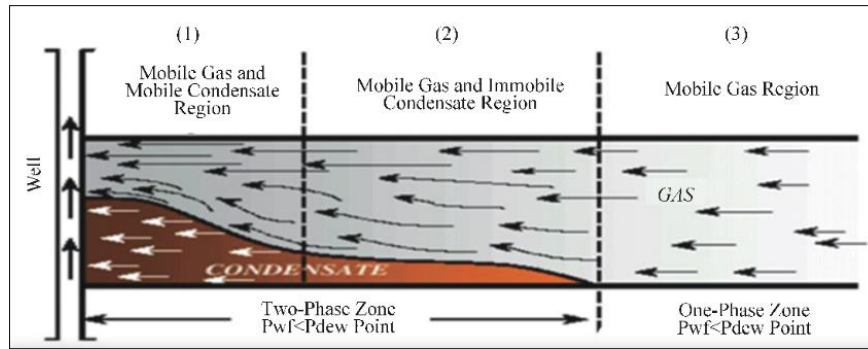


Figure 3 : Saturation du condensat sous la pression du point de rosée Comportement de l'écoulement dans les trois régions connues.

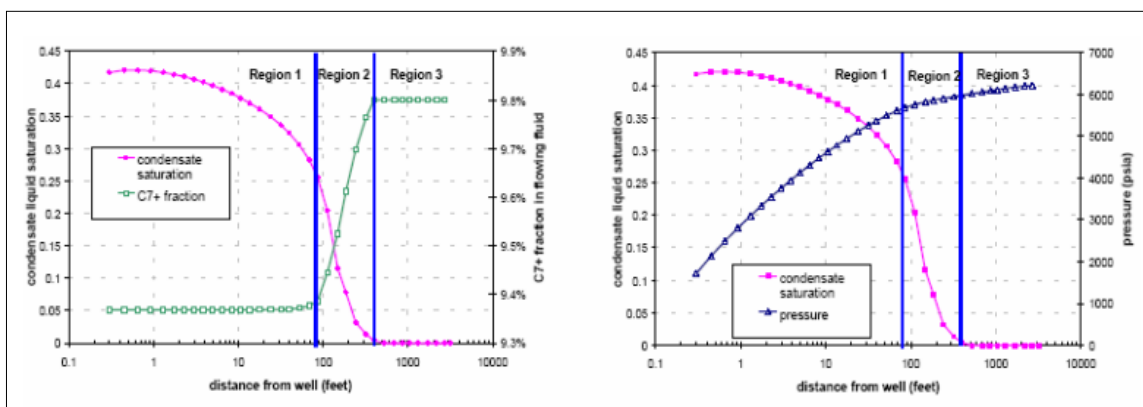


Figure 4 : Saturation, fraction de C7+ en circulation et pression en fonction du rayon (d'après Mott et al. 1999).

3. L'importance du maintien de la pression du réservoir

L'écoulement du fluide vers le puits dans un réservoir de condensat de gaz pendant la déplétion se développe dans les trois zones suivantes si la pression d'écoulement du puits est inférieure à la pression du point de rosée. Le défi fondamental dans le développement des réservoirs de condensat de gaz est de préserver la production [2].

Région 1 :

La saturation du liquide condensé étant supérieure à la saturation critique dans cette zone, le gaz et les condensats s'écoulent à proximité du puits. La production de gaz peut être considérablement réduite dans cette zone car la perméabilité relative et la saturation du gaz sont toutes deux plus faibles. Si le débit de gaz est suffisamment élevé, la perméabilité relative à une saturation donnée du gaz peut

légèrement augmenter, mais elle restera plus faible que si aucun condensat n'était versé dans cette zone. Avec moins de liquide dissous qu'il n'y en avait initialement, le gaz circulant de la zone 2 vers la zone 1 produira moins de pétrole par unité de gaz. Le rapport des composants permet de calculer la pression à la frontière entre les régions 1 et 2.

Région 2:

Le condensat est libéré du gaz du réservoir à un taux qui approche la saturation critique, mais la pression dans cette zone est encore inférieure à la pression du point de rosée, et seul le gaz est maintenant en mouvement. La saturation du condensat dans cette zone passe de zéro à la limite de la région 3 à la saturation critique à la limite de la région 1. Au fur et à mesure que les composants les plus lourds sont retirés du gaz initial, le gaz devient plus pauvre. La région 1 recevra ce gaz pauvre, qui sera finalement généré au niveau du puits.

Région 3:

Dans cette zone, où la pression est supérieure à la pression du point de rosée, il n'y a que le gaz du réservoir d'origine. La zone de la région 3 diminuera sans aucun doute au fur et à mesure que la production du réservoir se poursuivra. Seules les régions 1 et 2 resteront dans le réservoir lorsque la pression tombera en dessous de la pression du point de rosée, ce qui entraînera la chute du liquide à partir du gaz dans la partie principale du réservoir.

Étant donné que la mobilité du gaz la plus faible du système est observée dans les régions 1 et 2, ces régions sont appelées régions d'obstruction. Ces zones fonctionnent comme des zones endommagées et augmentent la chute de pression dans le flux de gaz, ce qui réduit la productivité du gaz. En fonction de la perméabilité et de la richesse en gaz du réservoir, les dommages peuvent être importants. En outre, lorsque ces zones se forment dans le réservoir, le taux de production de pétrole peut chuter car elles peuvent contenir des quantités considérables de liquides précieux. La plupart des liquides condensés ne s'écoulent pas et sont considérés comme perdus, comme nous l'avons expliqué précédemment. Il a été démontré que la saturation des gouttes de condensat à proximité du puits de forage peut être très importante, puisque plusieurs volumes de pore de gaz condensent, même dans le cas d'un condensat de gaz pauvre.

L'histoire du champ d'Arun en Indonésie, qui avait un fluide de réservoir pauvre avec une perte de liquide maximale de 2 %, a été décrite par Afidick et ses collègues[3]. Ils démontrent que la perte de

liquide à proximité du puits lorsque la pression est tombée en dessous du point de rosée a entraîné une diminution de la productivité du gaz pouvant aller jusqu'à 50 %, l'accumulation de liquide limitant considérablement le flux de gaz. Cela souligne à quel point il est crucial de maintenir la productivité du gaz au-dessus de la pression du point de rosée, car la baisse de productivité d'un puits spécifique nécessite finalement le forage d'autres puits afin d'atteindre le taux de production nécessaire sur le terrain.

Barnum et al[4]. ont effectué des tests de déplétion sur divers réservoirs de condensats de gaz et ont démontré que les réservoirs à faible perméabilité subissaient une perte de capacité de livraison de gaz plus importante que les réservoirs à haute perméabilité en raison de l'accumulation de condensats à proximité du puits de forage.

Comme indiqué précédemment, le maintien du rapport gaz-huile à son niveau initial permet non seulement d'améliorer la récupération des liquides, mais aussi de maintenir la productivité du gaz, ce qui permet aux puits et aux gisements de continuer à produire du gaz à leur taux actuel pendant plus longtemps. Le pompage d'un fluide dans le réservoir traditionnellement du gaz produit en retour - permet de maintenir le rapport gaz-huile de production en maintenant la pression du réservoir au-dessus du point de rosée.

3.1. Afflux d'eau

Si l'eau d'un aquifère est en contact avec la zone productive, la réduction de la pression du réservoir provoquée par la production d'un réservoir de condensat de gaz conduit l'eau de l'aquifère à envahir la zone productive. L'arrivée d'eau soutient la pression et maintient la dérivabilité du puits à un niveau plus élevé que dans une situation d'épuisement. La capacité de l'aquifère, sa perméabilité, la pression initiale du réservoir et la compressibilité de l'eau et de la roche sont autant de facteurs qui influent sur la pression qu'il peut supporter. Le facteur le plus important qui détermine s'il y a un délai entre la production de gaz et le soutien de l'eau est la perméabilité. L'effet de l'aquifère peut ne pas être perceptible si la perméabilité de l'aquifère est extrêmement faible, et le réservoir se comportera comme s'il n'y avait pas d'aquifère sous le réservoir[5].

Un volume substantiel de gaz est piégé et le réservoir de gaz est abandonné prématurément lorsqu'une trop grande quantité d'eau provenant d'un aquifère actif est utilisée. La figure .5 présente un graphique type entre p/z et la récupération pour un réservoir de gaz dont le support aquifère varie.

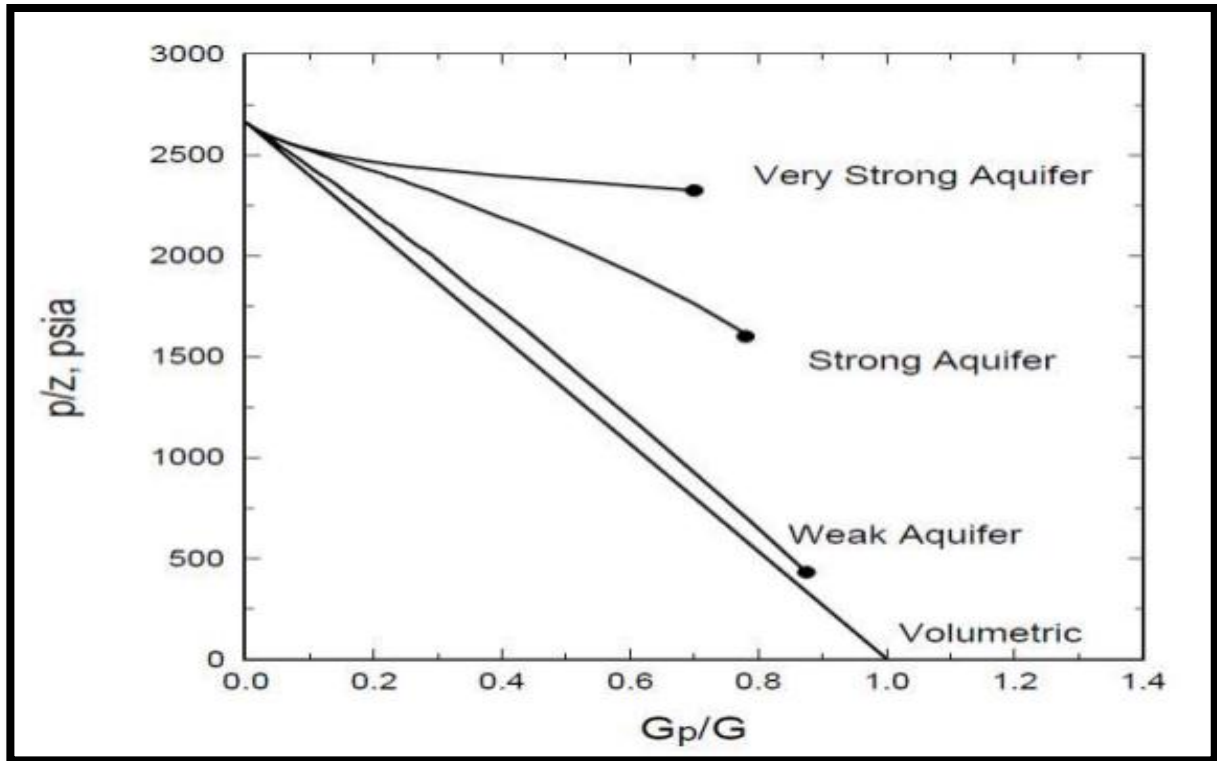


Figure 5. p/z vs G_p/G pour différentes forces d'entraînement de l'eau.

Selon Agarwal et al[6], la récupération du gaz en cas d'infiltration d'eau dépend d'un certain nombre de variables, telles que le taux et la méthode de production, la saturation en gaz résiduel, les caractéristiques de l'aquifère et l'efficacité du déplacement volumétrique. Ils ont démontré qu'une identification précoce de l'infiltration d'eau peut considérablement augmenter la récupération du gaz. Matthews et al. ont étudié l'importance d'une dépressurisation rapide des réservoirs de gaz. Ils ont noté que le gaz piégé peut être remobilisé jusqu'à 10 % du gaz initial en place (OGIP) par une dépressurisation rapide.

Hower et al[7]. ont montré, par le biais d'une étude de simulation, que la production à faible débit de gaz à partir d'un réservoir de gaz entraîné par l'eau augmente l'efficacité du balayage volumétrique, puis la production accélérée de gaz, ce qui se traduit par une récupération de gaz plus importante. Dans leurs modèles de simulation, la production accélérée de gaz a entraîné une rupture précoce de l'eau et un piégeage important du gaz. Ils ont également discuté de l'importance de la coproduction d'eau pour améliorer la récupération du gaz.

3.2. Injection d'eau

L'eau peut être injectée dans le réservoir à la place du gaz produit pour maintenir la pression du réservoir au-dessus du point de rosée et empêcher le liquide du gaz de s'évaporer si la taille de l'aquifère est faible et que le fluide du réservoir est légèrement sous-saturé. En plus de permettre la vente rapide du gaz produit, l'injection d'eau a un faible coût opérationnel. Cependant, l'application généralisée de l'injection d'eau dans les réservoirs de condensats de gaz a toujours été limitée par la fermeture prématurée des puits de production causée par une production d'eau substantielle avec un piégeage important de gaz à une pression d'abandon plus élevée.

Un débit d'eau important peut également entraîner des problèmes de levage du puits, mais un bon ratio de mobilité combiné à l'injection d'eau peut entraîner une efficacité de balayage élevée.

Les autres facteurs techniques à prendre en compte pour améliorer l'efficacité du balayage volumétrique de tout projet d'inondation sont : le taux d'injection, l'hétérogénéité du réservoir, la viscosité, l'espacement des puits, la perméabilité du réservoir et le pendage du réservoir.

Chapitre 2 : Développement d'un modèle de réservoir

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons le modèle utilisé pour la simulation du réservoir de gaz à condensat. A travers ce chapitre nous allons présenter en détail les différentes composantes et caractéristiques du modèle créé dans cette étude. Le modèle que nous avons développé en utilisant le logiciel Eclipse 300 est un modèle compositionnel tridimensionnel (3D).

L'une des premières étapes du développement du modèle a été la mise en place de la grille. Nous avons défini les dimensions de la grille et leur caractéristiques pétrophysique. En ce qui concerne les propriétés des fluides, nous avons pris en compte les données PVT (Pression, Volume, Température) pour les fluides présents dans le réservoir. Nous avons également pris en compte les propriétés des fluides et de la roche dans notre modèle. Nous avons également pris en compte les propriétés des fluides et de la roche dans notre modèle.

En résumé, ce chapitre servira d'introduction détaillée au modèle de réservoir que nous avons développé pour simuler le réservoir de gaz condensat. Nous fournirons des informations clés sur les dimensions de la grille, les propriétés des fluides et de la roche, la taille de l'aquifère et les données sur les puits. Cette compréhension approfondie du modèle jettera les bases nécessaires pour l'analyse approfondie de la performance du réservoir que nous présenterons dans le chapitre suivant.

2. Modèle géologique (données en grille)

Pour simuler l'accumulation de condensats qui se comporte de la même manière que celle observée sur le champ de Hassi R'mel et pour étudier l'impact de ce dépôt de condensats sur la délivrabilité (ou productibilité) du puits, un modèle de simulation compositionnelle en 3D est utilisé. Le modèle consiste en un seul niveau de hauteur (100m), une grille cartésienne (1.34X1.34X0.1Km) caractérisée par des propriétés homogènes.

Lors de la construction du modèle de réservoir, un aspect essentiel à considérer est la dimension et le nombre de la grille de simulation. La dimension de la grille se réfère à la division du réservoir en une série de cellules régulières, formant ainsi une représentation discrète de l'espace tridimensionnel.

Chaque cellule de la grille est caractérisée par ses dimensions et sa position relative par rapport aux autres cellules. Dans notre étude, Le réservoir a été discrétisé en utilisant une grille de simulation composée de 9 mailles dans la direction X, 9 mailles dans la direction Y et 5 mailles dans la direction Z (correspondant au nombre de couches). Cette configuration a conduit à une taille de maille de $\Delta X = \Delta Y = 150$ m dans le plan (x, y) et $\Delta Z = 20$ m le long de la direction Z. Les données pétrophysiques, notamment la porosité, la perméabilité et la hauteur utile, sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

Table.2. Paramètres pétrophysiques du réservoir.

Propriétés de la roche	Valeur
Perméabilité horizontale : perm X (md)	10
Perméabilité horizontale : Perm Y(md)	10
Perméabilité verticale : Perm Z (md)	0.1*Perm X
Porosité	0.25
Température du réservoir (°F)	200
Profondeur au sommet de la formation (ft)	7300
Hauteur utile (ft)	100

3. Données sur les propriétés des fluides (PVT)

Le Tableau.3 représente la composition du fluide du réservoir extrait à partir le champ sud de Hassi R'mel [8].

Table. 3. Composition du fluides du réservoir[8].

Composition	MW	Pc (psi)	Tc(deg R)	Wj	Parachutes	Z _c
CO2	44.01	1071.331	548.460	0.225	78	0.2740
N2	28.016	492.312	227.160	0.040	41	0.2911
C1	16.043	667.781	343.080	0.013	77	0.2847
C2	30.07	708.342	549.774	0.098	108	0.2846
C3	44.074	615.758	665.640	0.152	150.3	0.2761
C4+	66.869	544.261	813.740	0.204	217.233	0.2768
C7+1	107.78	430.411	1020.926	0.344	331.784	0.2689
C7+2	198.56	263.441	1284.637	0.645	516.448	0.2390
C7+3	335.2	147.233	1552.597	1.067	853.493	0.1879

Le Tableau 4 présente les propriétés des fluides extrait à partir le champ sud de Hassi R'mel [8].

Table.4. Propriétés des fluides du réservoir [8].

Propriétés des fluides (eau de réservoir)	Valeur
Compressibilité de l'eau	$2 \times 10^{-5} (psi)^{-1}$
Facteur de l'eau	1 rb/stb.
Densité de l'eau	1 g/cm^3 .
Viscosité de l'eau	$0,5 \text{ cp}$

4. Propriétés des fluides et de la roche (données SCAL)

Les résultats des tests effectués par le laboratoire HS/CRD sur des échantillons prélevés dans le puits HRS-X montrent que les propriétés thermodynamiques et les données d'équilibre entre les différents fluides présents dans le gisement sont les suivantes [8]:

- Conditions standard : Pression 1,03 kg/cm², Température 15,5 °C.
- Conditions du réservoir : Pression 311,11 kg/cm², Température 93,33°C.
- Pression de rosée : Pr = 311,11 kg/cm².
- FVF initial : Bgi=0,0039 m³/m³.
- Densité du gaz = 0,75
- Le GOC à -7600ft.
- Le WC (contact avec l'eau) à -7600ft.
- La pression capillaire huile-gaz = 0,00 psi.
- La Pression capillaire au WC = 0,00 psi.

5. Couche aquifère

Des aquifères de tailles et de forces variées sont supposés dans cette étude. Le terme N, qui est utilisé pour indiquer la relation entre la taille de l'aquifère et la taille du réservoir, est utilisé pour indiquer la relation entre la taille de l'aquifère et la taille du réservoir.

$$N = \frac{\text{Volume de l'aquifère}}{\text{Volume de gaz dans les pores}} \quad (2.1)$$

La perméabilité et la pression du réservoir d'un aquifère sont utilisées pour exprimer sa résistance. L'hypothèse est que l'aquifère aura une bonne résistance à mesure que la perméabilité et/ou la pression du réservoir augmentent [9].

Pour créer plusieurs modèles d'aquifères avec des tailles différentes, nous avons augmenté progressivement la surface et la longueur de chaque grille jusqu'à ce que le volume de l'aquifère devienne dix fois supérieur au volume du réservoir, puis 70 fois, puis 200 fois, puis 500 fois.

6. Section des données sur les puits

6.1. Emplacement et coordonnées du puits

Le puits HRS-X est situé dans le bassin HRM, dans le périmètre sud du champ, bloc 239, à 3 km au sud-est de HRS-1X et à 3,5 km au nord-ouest de HRS-2X [8].

X	Y	Toit	perforations	Mur	TVD
1426ft	3562ft	7300ft	7400-7500ft	7630ft	8000ft

6.2. Contrôle de la production

Le contrôle de production a été fixé pour notre étude de simulation à un débit de contrôle (production de gaz) de 20MMSCF/D [8].

La stratégie de simulation utilisé dans notre cas de production a été conçue pour générer des prévisions dans une période de 50 ans (2014-2064) avec un pas de temps $\Delta t = 36.5 \text{ jours}$

Dans plus, nous avons établi dans cette étude, deux limites économiques pour guider notre simulation du réservoir de gaz à condensats. La première limite est la production minimale d'huile, fixée à 300 STB/D. Si le débit de production de pétrole chute en dessous du minimum spécifié, Eclipse ferme le puits immédiatement. La deuxième limite est le water cut, fixé à 0,9. Cela signifie que lorsque le water cut atteint 0,9, il est considéré comme économiquement peu viable de continuer la production. À ce stade, Eclipse ferme le puits immédiatement ou ferme les perforations responsable de la production d'eau. Il convient de noter que ces limites économiques peuvent varier en fonction du contexte spécifique du réservoir et des conditions du marché. Dans notre cas, ces valeurs ont été choisies après une analyse approfondie des données de référence et des pratiques courantes de l'industrie [9].

Chapitre 3 : Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

1. Modélisation d'un réservoir de gaz à condensats de sans support aquifère

Cette section est consacrée à l'analyse des réservoirs de condensats de gaz volumétrique. Notre objectif principal à travers cette section est de comprendre le comportement des condensats dans de telles conditions et d'évaluer la performance du réservoir sans l'influence directe d'un aquifère. Pour atteindre ces objectifs, nous allons écrire un code Eclipse d'un modèle du réservoir d'un gaz à condensat avec l'absence de d'un support qui va maintenir la pression au cours de la phase de production.

Ensuite, nous nous pencherons sur l'évaluation de la performance du réservoir, en analysant des paramètres tels que le taux de récupération des hydrocarbures, la pression de réservoir, la saturation du condensats dans les cellules situés dans les régions proches du réservoir et même celle situé aux limites du réservoir.

Nous présentons donc ci-dessous une analyse détaillée de la formation des condensats et de la performance des réservoirs sans soutien de l'aquifère, en mettant l'accent sur les résultats obtenus.

1.1. Comportement du gaz à condensat

La formation de condensats dans les réservoirs sans soutien de l'aquifère est influencée par différents facteurs. De plus, les conditions de pression et de température à l'intérieur du réservoir affectent le comportement de phase des hydrocarbures, entraînant la formation et l'accumulation de condensats. En étudiant la formation des condensats sans soutien de l'aquifère, notre objectif dans cette section est de comprendre le comportement et les caractéristiques des gaz à condensats lorsque aucun support de pression est pression.

Pour cela nous, nous avons inséré au cours de la simulation réalisée avec Eclipse le mot-clé "BSOIL" dans la section "SUMMARY" afin de vérifier la saturation du condensat dans le bloc "3,8, 4". Cette commande nous a permis de vérifier si la phase liquide était produite à partir de la phase gazeuse lors de la production, à mesure que la pression diminuait.

La figure .6 représente les résultats de simulation d'un réservoir à condensat sans support de la couche aquifère, à travers une représentation graphique de la pression et du pourcentage de la phase liquide produite par le gaz dans la cellule "3,8, 4" en fonction du temps. Les résultats de la simulation du réservoir montrent une chute considérablement de la pression en fonction du temps. Cette chute rapide de la pression est causée par l'absence d'un support qui peut maintenir la pression durant la production.

De plus, la figure .6. montre l'absence de formation de condensat (la saturation en condensats est nulle dans la figure) depuis le début de production jusqu'à 2017, une la pression a baissé à la pression de point de rosée. Au début de la production de gaz, la pression diminue progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne le point de rosée de 2 797 psi. À ce stade, le gaz commence à libérer la phase liquide, qui est le condensat, ce qui entraîne une augmentation de la saturation en condensat dans la cellule « 3, 8 , 4 » du réservoir (représentant l'emplacement de la perforation du puits).

Après le point de rosée, la saturation du condensat a continué à augmenter au fur et à mesure que la pression a continué à baisser jusqu'à que la saturation de condensats atteint une saturation maximale de 45% dans la cellule « 3, 8 , 4 ». A ce point la pression augmente légèrement en raison du blocage causé par l'accumulation de condensats dans le réservoir. Vers les derniers stades, la pression continue de baisser jusqu'à ce qu'elle atteigne la pression d'abandon de 1444 psi. Le puits a été abandonné à cette pression car il a atteint la limite économique, représentée par le débit minimum de production de pétrole indiqué à la figure 8.

1.2. Performance du réservoir

L'évaluation de la performance du réservoir sans soutien de l'aquifère vise à comprendre comment le réservoir se comporte et produit du gaz condensat dans des conditions où il n'y a pas de support provenant d'un aquifère. Dans cette section, nous allons examiner plusieurs indicateurs et paramètres pour évaluer la performance du réservoir sans soutien de l'aquifère. Cela inclut l'analyse du débit de production de gaz et de liquide, ainsi que d'autres paramètres tels que l'efficacité de récupération des hydrocarbures. Figure .7 représente les changements dans la production cumulative de pétrole et le taux de la récupération d'huile en fonction de temps. Comme nous le remarquons, une augmentation du volume de la production de pétrole et de la récupération de pétrole de manière significative.

Après 35 ans, le volume de production de pétrole commence à se stabiliser jusqu'à atteindre une valeur de 7.3 MMSTB, alors que l'efficacité de récupération du pétrole est de 20,3 %.

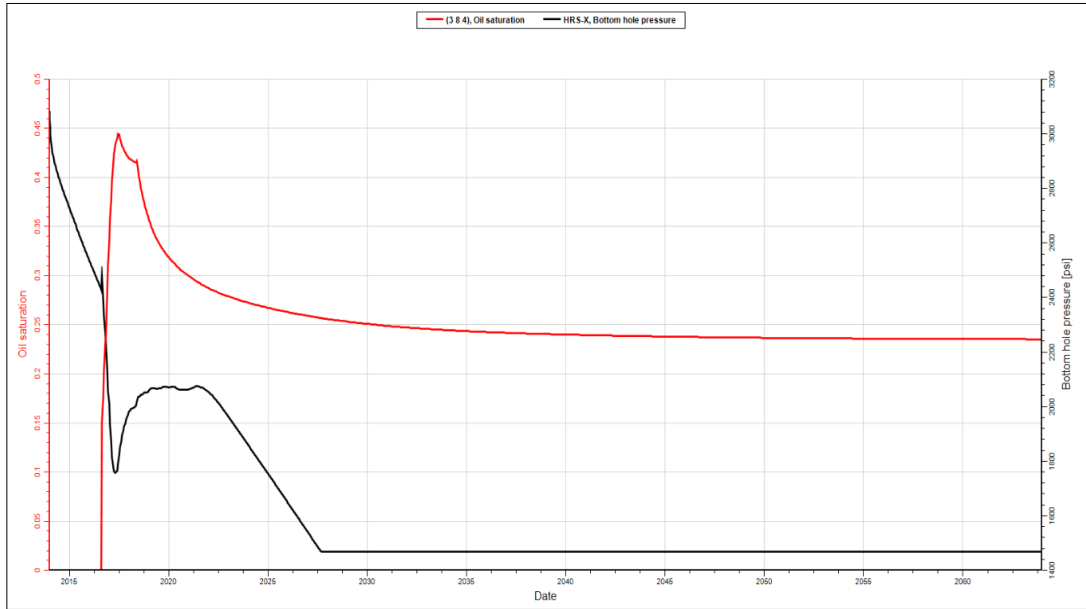


Figure 6. Saturation en condensat et pression au fond du trou en fonction du temps

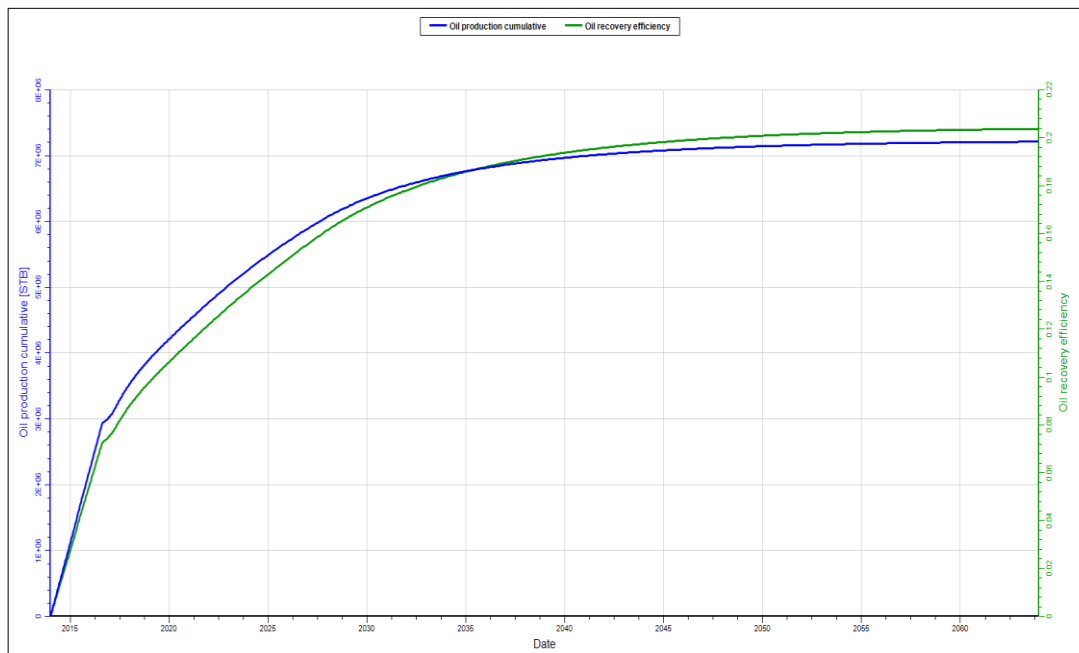


Figure 7. Efficacité de la récupération du pétrole et la production cumulative de pétrole en fonction du temps

Figure .8 illustre le changement du débit de production de gaz et d'huile en fonction du temps dans le cas de la simulation d'un réservoir de gaz à condensats non supporté par une couche aquifère. A partir cette figure on peut voir que le puits HRS-X commence à produire le gaz avec un débit constant

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

de 20 MMSCF/D et qu'il a continué à produire à un débit constant (débit de contrôle) au durant 13 ans la période de plateau. Ensuite, la phase de déclin commence et la production de gaz chute à 400 MSCF/D en 2064. Cette chute de production de gaz est causée par une forte déplétion résultant de l'augmentation du liquide autour du puits et donc de la diminution de la perméabilité relative du gaz.

Nous notons également que la production de pétrole initiale était 3100 STB/D et que le puits HRS-X a produit le condensat avec un débit régulier pendant deux ans. Ensuite, la production du condensat a diminuer brusquement jusqu'à atteindre 700 STB/D. Ce moment de la chute brusque de production de la phase liquide correspond au moment à lequel la pression atteint la pression de rosée et que la séparation a produit au niveau du réservoir, ce qui a entraîné une perte du condensat dans le réservoir et une diminution du débit de production en surface. L'accumulation du condensat dans le réservoir a causé un blocage et une augmentation instantané de la pression et le débit augmente jusqu'à 1600 STB/D. A partir ce moment-là, le débit commence à diminuer rapidement jusqu'à la date d'abandon.

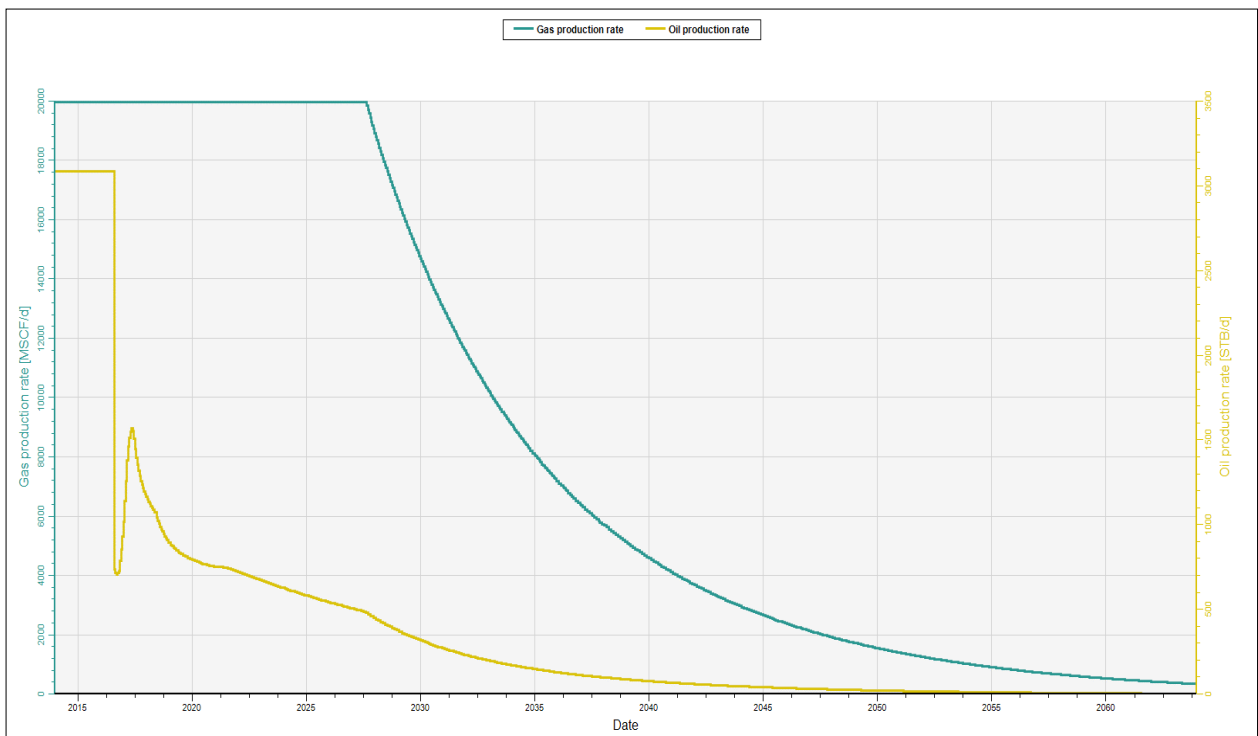


Figure .8. Débit de production d'huile et de gaz en fonction du temps.

2. Modélisation d'un réservoir de condensat de gaz avec support aquifère

Dans cette section, nous nous penchons sur l'analyse des réservoirs de gaz à condensats qui sont caractérisés par un soutien de l'aquifère. Notre objectif principal est d'étudier le comportement des condensats dans de telles conditions et d'évaluer la performance du réservoir en présence d'un aquifère.

Un autre aspect clé de cette section est la comparaison de la performance du réservoir avec et sans soutien de l'aquifère. Nous évaluerons les paramètres de production tels que les débits de gaz et de condensat, la pression du réservoir et l'efficacité de récupération des hydrocarbures. Cette comparaison nous permettra de quantifier l'impact du soutien de l'aquifère sur la performance globale du réservoir de gaz à condensats. De plus, nous nous intéresserons à l'influence de la taille de l'aquifère sur la performance du réservoir. En analysant des scénarios avec différentes tailles d'aquifères, nous pourrions déterminer comment la capacité de soutien de l'aquifère affecte la production de condensats et la durée de vie du réservoir.

Les résultats obtenus dans cette section fourniront des informations essentielles pour la gestion et l'optimisation des réservoirs de gaz à condensats avec soutien de l'aquifère. Ils permettront de prendre des décisions éclairées concernant les stratégies de production, les méthodes de récupération et les mesures de gestion de l'aquifère, afin de maximiser la récupération des hydrocarbures et d'assurer une exploitation durable du réservoir.

2.1. Modélisation de l'aquifère par Eclipse

Dans le cadre de notre étude sur les réservoirs de condensats de gaz avec soutien de l'aquifère, il est essentiel de comprendre comment nous avons intégré et modélisé l'aquifère dans notre simulation à l'aide du logiciel Eclipse. Dans Eclipse, les aquifères peuvent être modélisés sous forme d'aquifères numériques, analytiques, en grille ou en flux.

Dans notre cas, nous avons utilisé des aquifères numériques, qui sont spécifiés dans la section GRID. Les propriétés de la cellule sont modifiées à l'aide du mot-clé AQUNUM, et les cellules sont reliées à la zone d'huile à l'aide du mot-clé AQUCON. Le nombre d'aquifères numériques est défini par le mot clé AQUDIMS dans la section RUNSPEC. Le choix de la taille de l'aquifère est la première étape de la modélisation. Il faut définir les propriétés telles que la porosité et la perméabilité de l'aquifère, ainsi que l'OWC (contact huile-eau) et définir les grilles que l'on souhaite inclure dans l'aquifère.

Dans notre cas, nous avons sélectionné toutes les grilles de la couche inférieure et les avons incluses dans l'aquifère en utilisant le mot-clé AQUICON dans la section Grid. Les propriétés de chaque grille de l'aquifère, y compris les dimensions, la profondeur, la porosité et la perméabilité, ont été définies aussi à l'aide du mot-clé AQUICON.

Pour créer plusieurs modèles d'aquifères avec des tailles différentes, nous avons augmenté progressivement la surface et la longueur de chaque grille afin d'obtenir différents modèles, chacun ayant une taille d'aquifère différente. Il convient de noter que le choix des dimensions de la cellule est important. Les volumes de pore des cellules doivent augmenter progressivement de la zone d'huile à la dernière cellule du modèle d'aquifère, avec un facteur ne dépassant pas 10^3 entre les cellules connectées, afin de minimiser les problèmes de convergence liés au débit.

Pour créer plusieurs modèles d'aquifères avec des tailles différentes, nous avons augmenté progressivement la surface et la longueur de chaque grille afin d'obtenir différents modèles, chacun ayant une taille d'aquifère différente. Il convient de noter que le choix des dimensions de la cellule est important. Les volumes de pore des cellules doivent augmenter progressivement de la zone d'huile à la dernière cellule du modèle d'aquifère, avec un facteur ne dépassant pas 1000 entre les cellules connectées, afin de minimiser les problèmes de convergence liés au débit.

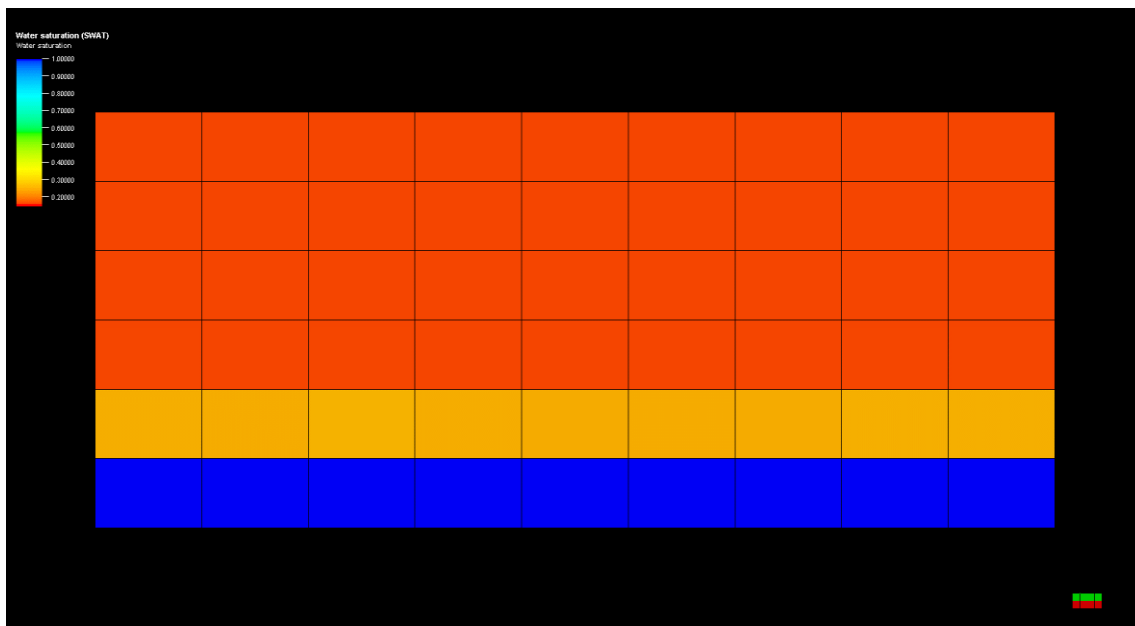


Figure .9. Distribution de la saturation en eau dans une représentation 2D du réservoir avec la présence de couche aquifère.

La figure 9 représente la distribution de la saturation en eau dans une représentation 2D du réservoir avec la présence de couche aquifère. Comme le montre cette figure, nous avons inclus une couche aquifère dans la couche inférieure du réservoir en utilisant la méthode aquifère numérique. Les cellules du réservoir dans les quatre premières couches sont caractérisées par une saturation en eau faible, tandis que les cellules de la couche inférieure qui représente la couche aquifère sont caractérisées par une saturation en eau très élevée. Il faut noter que le volume des cellules de la couche inférieure qui représente la couche aquifère est plus grand que le volume des cellules des quatre premières couches qui représente le réservoir. Le volume des cellules de la couche aquifère est plus grand que ce qui peut être logé dans le bloc de grille I, J, K. Cependant, la position du bloc de grille sur les affichages graphiques est inchangée.

2.2. Influence de la taille de la couche aquifère sur la performance du réservoir du gaz à condensats

L'influence de la taille de la couche aquifère sur la performance du réservoir de gaz à condensats est un aspect essentiel à étudier. La taille de l'aquifère peut avoir un impact significatif sur les caractéristiques de production du réservoir, l'efficacité de récupération des hydrocarbures et la durée de vie du réservoir. Dans cette section, nous allons analyser l'effet de différentes tailles de couche aquifère sur la performance globale du réservoir de gaz à condensats. Nous examinerons notamment l'impact sur les paramètres de production tels que les débits de gaz et de condensat, la pression du réservoir et l'efficacité de récupération des hydrocarbures.

Pour mener cette étude, nous avons créé plusieurs modèles de réservoirs de gaz à condensats en variant la taille de la couche aquifère. Comme nous avons mentionné dans la section précédente, nous avons ajusté les dimensions et les propriétés des cellules de l'aquifère afin de représenter différentes tailles d'aquifère dans chaque modèle. Il est également important de souligner que le choix des dimensions de la couche aquifère est un facteur critique dans la modélisation. Nous avons veillé à ce que les volumes de pore des cellules augmentent progressivement de la zone d'huile vers la dernière cellule de l'aquifère, en respectant un facteur limité entre les cellules connectées. Cette approche vise à minimiser les problèmes de convergence liés aux débits.

La figure 10 représente la saturation du condensat dans le bloc «3, 8, 4» en fonction de temps pour différentes tailles de couche aquifère. D'après cette figure, on peut remarquer que plus la taille de l'aquifère augmente plus le pourcentage de saturation en huile diminue, c'est-à-dire plus la couche

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

aquifère est grande plus sa capacité à le maintien de la pression augmente, ce qui empêche que le condensat soit libéré par le gaz. La figure.11 illustre le changement de pression en fonction du temps pour différentes tailles de couche aquifère. Cette figure vient de confirmer ce qu'on a déjà mentionné, que plus la couche aquifère est grande plus la pression est maintenue et sa chute devaient lente et par conséquent.

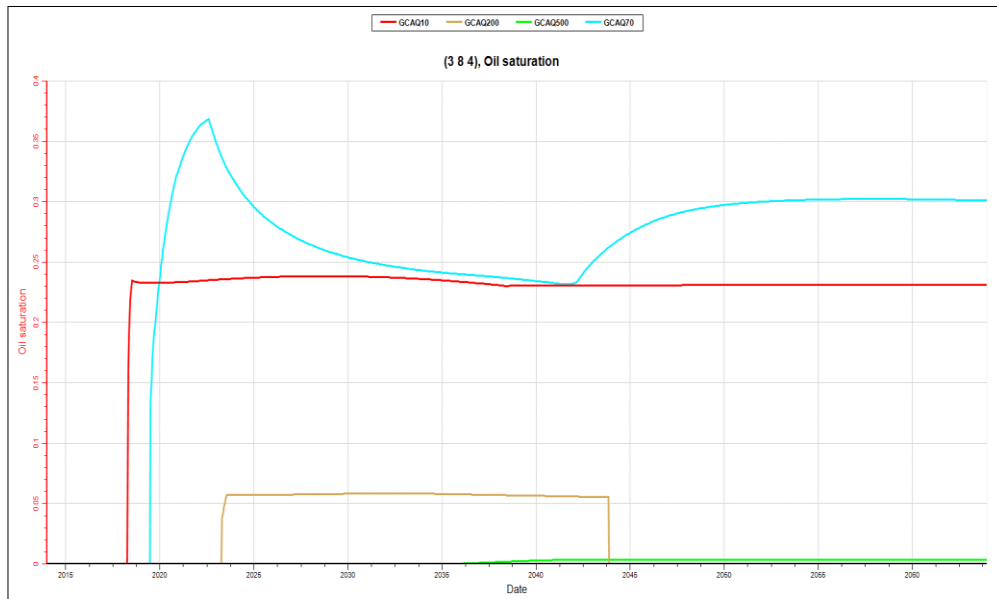


Figure.10. la saturation en huile pour différentes tailles d'aquifères.

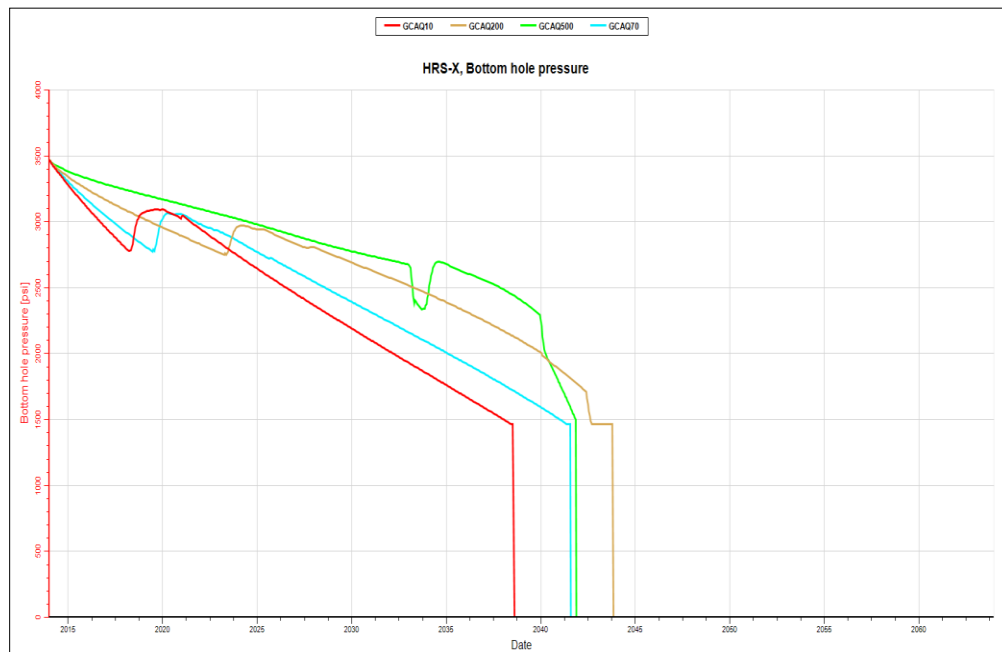


Figure.11. Pression au fond du puits HRS-X pour différentes tailles d'aquifères.

La figure.12 montre l'évolution de la récupération d'huile et du gaz et de water cut en fonction de l'augmentation de la taille de la couche aquifère, tandis que les figures .13 et .14 illustrent l'évolution de l'efficacité de la récupération d'huile et de gaz, respectivement, pour différentes tailles d'aquifères. Lorsque la taille de l'aquifère était dix fois supérieure à celle du réservoir, le pourcentage de récupération du pétrole était de 17 %, et lorsque la taille de l'aquifère était 500, le pourcentage de récupération du pétrole atteignait 54 %. De plus, le pourcentage de récupération du gaz dans des conditions de déplétion était d'environ 60 % et a progressivement augmenté jusqu'à 74 % avec l'augmentation du volume de l'aquifère jusqu'à 200 fois le volume du réservoir.

Cela est dû au fait que de plus en plus d'eau pénètre dans le réservoir pour remplacer le vide créé par la production de gaz, ce flux d'eau a maintenu la pression du réservoir à un niveau plus élevé ce qui empêche la formation de condensat (moins de liquide est libéré par le gaz) dans le réservoir, de sorte que le potentiel de productivité du puits a été maintenu à un niveau élevé et produit du gaz pendant une longue période.

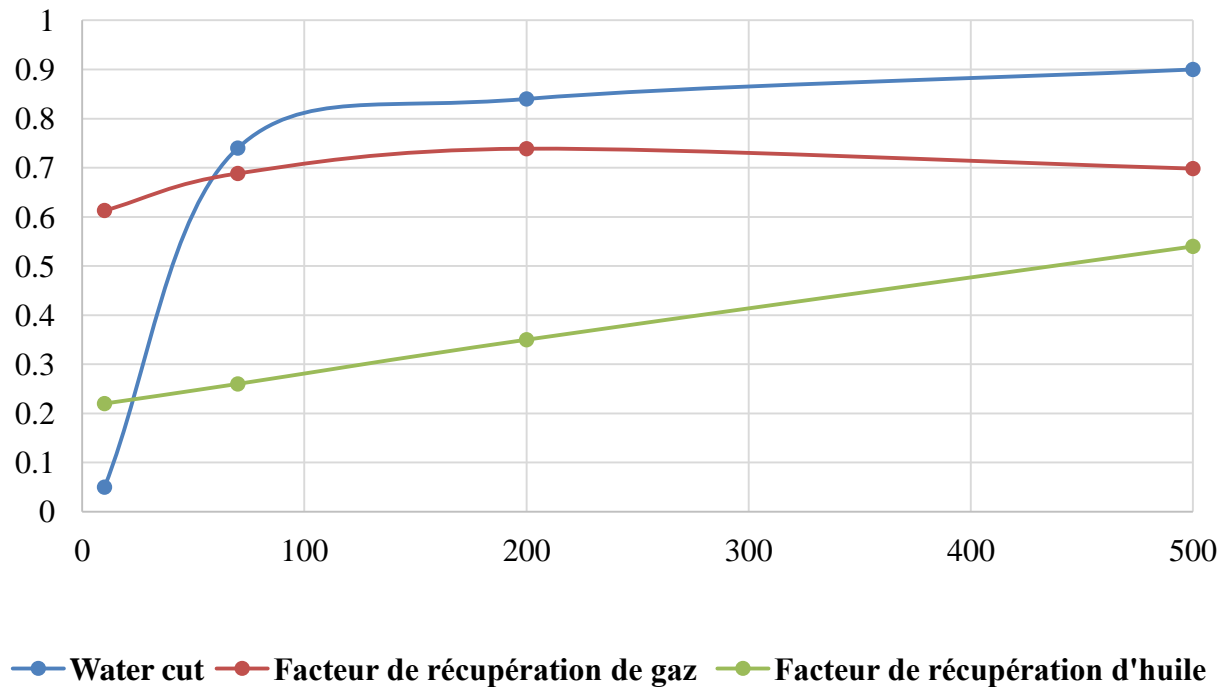


Figure .12. Représentation graphique de la récupération du pétrole et du gaz, et le water cut en fonction de la taille de l'aquifère.

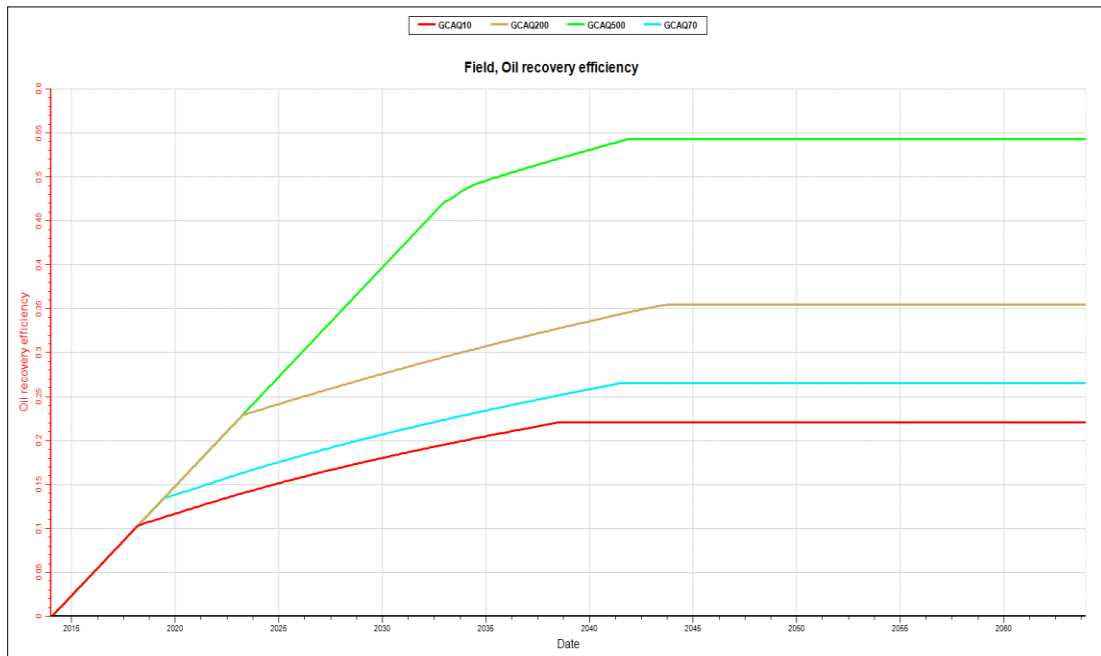


Figure .13. Taux de récupération d'huile pour différentes tailles d'aquifères

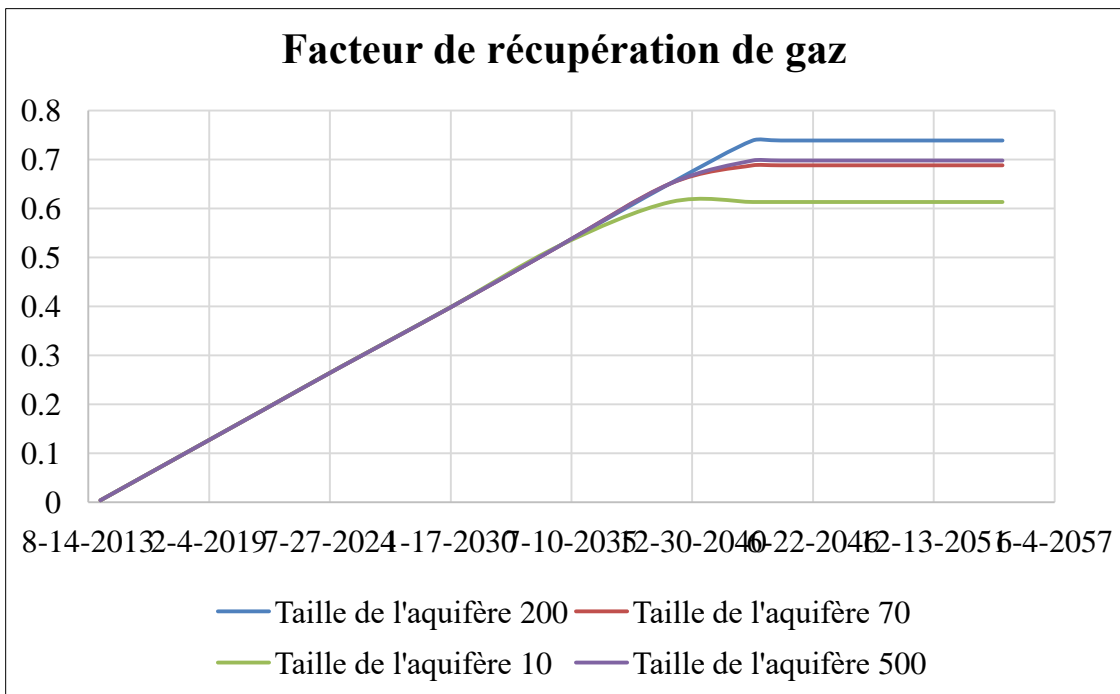


Figure.14. Taux de récupération de gaz sur le terrain pour différentes tailles d'aquifères.

L'écoulement de l'eau de l'aquifère a également amélioré la récupération du pétrole, ce qui s'explique par le maintien de la pression du réservoir en raison de l'écoulement de l'eau et de l'absence de phénomène de séparation de phases dans le réservoir qui cause à la fois la perte de condensats dans le réservoir et le formation d'une phase blocage qui diminue la perméabilité relative du gaz. Cela a non seulement amélioré le taux de production et d'extraction du pétrole, mais aussi l'écoulement du gaz, car la perméabilité relative du gaz est plus élevée lorsque la saturation en pétrole est faible.

Les figures .13 et .14 indiquent que l'augmentation du volume de l'aquifère à 200 fois le volume du réservoir est la meilleure solution en termes de récupération de gaz. Lorsque la taille de l'aquifère par rapport au volume du réservoir passe de 200 à 500, on observe une diminution de la récupération du gaz, passant de 74 % à 69 %. Cela suggère que la taille de l'aquifère a un impact positif sur la productivité des réservoirs de gaz à condensat, mais il existe un certain seuil au-delà duquel l'effet de l'aquifère devient négatif sur la productivité. Cela peut être expliquer que plus l'eau pénètre dans le puits au début de sa durée de vie, plus elle piège une grande quantité de gaz. Par conséquent, l'efficacité de la saturation en eau augmente rapidement ce qui diminue la perméabilité de gaz et l'efficacité de l'écoulement de gaz dans des période précoce de la durée de vie des gisement.

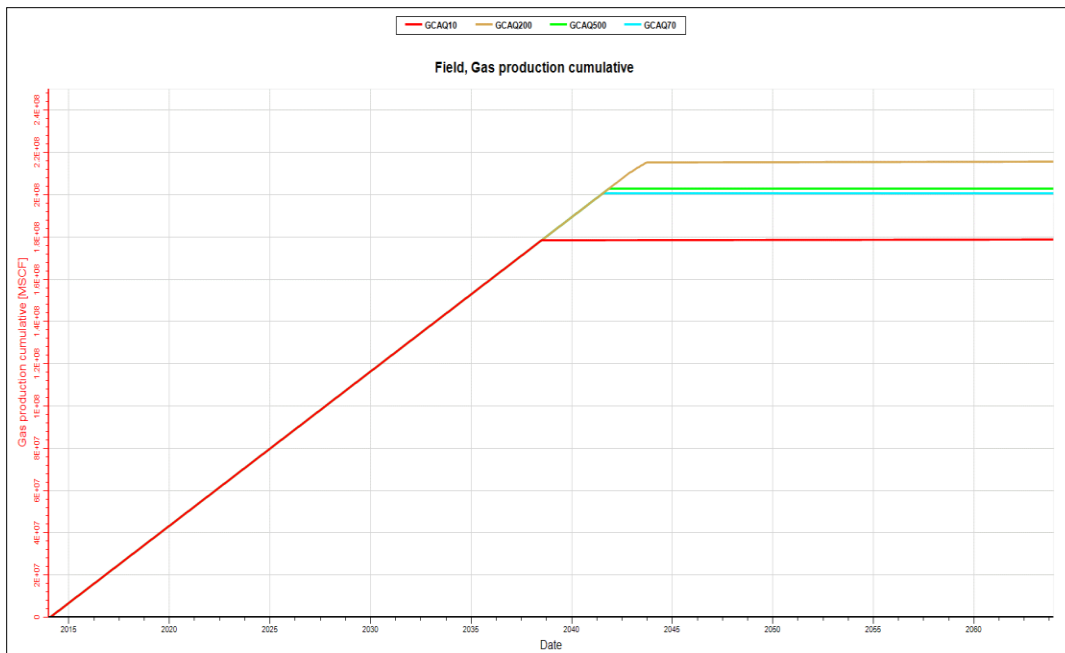


Figure .15: Production cumulée de gaz pour différentes tailles d'aquifères.

De plus, la figure.15 montre l'évolution de la production cumulative de gaz en fonction de l'augmentation du volume de l'aquifère. On confirme donc à partir cette figure que lorsque le volume de l'aquifère est 500 fois supérieur à celui du réservoir, la production cumulée de gaz devient plus faible que lorsque le volume de l'aquifère est 200 fois supérieur à celui du réservoir.

Pour explorer l'effet négative des couches aquifère avec une taille énorme sur la productivité des gaz, nous avons représenté dans la figure .16 une représentation de water cut en fonction du temps pour différentes tailles de couche aquifère. Le water cut désigne la proportion de volume d'eau produit. En examinant la figure .15, nous pourrions observer que lorsque l'aquifère est beaucoup plus grand que le réservoir, il peut en résulter un afflux d'eau plus important dans le puits de production. Cela signifie qu'à mesure que la taille de l'aquifère augmente, une plus grande quantité d'eau pénètre dans le puits en même temps que le gaz. En conséquence, le water cut augmente rapidement et nous oblige à fermer le puits dans des période précoce, ce qui minimise la durée de vie gisement.

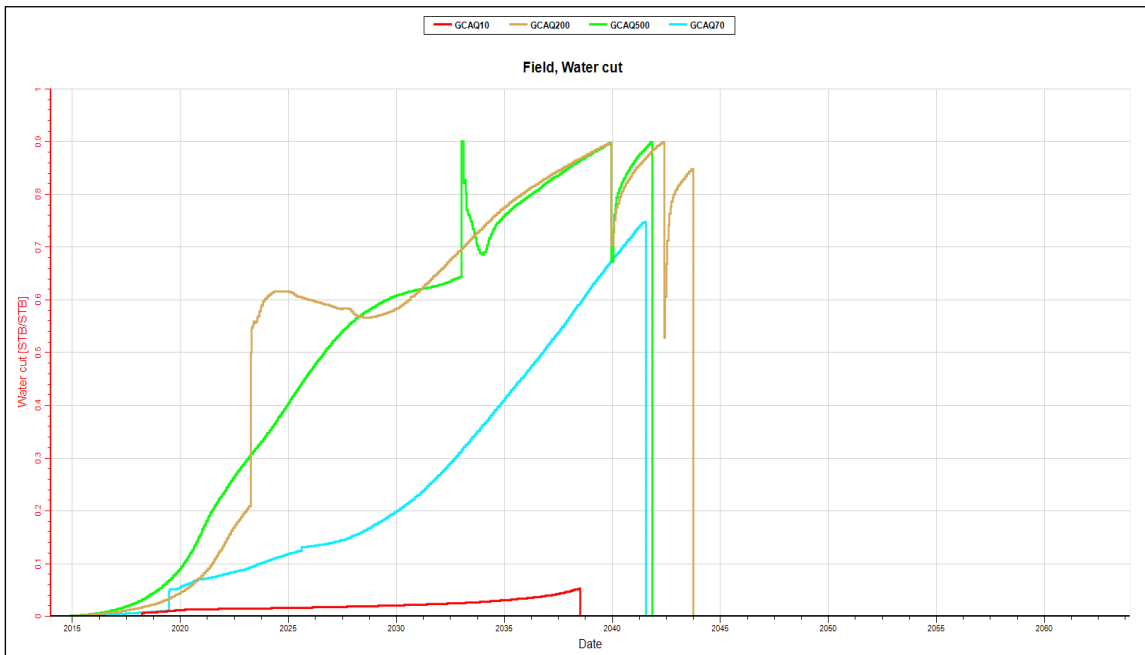


Figure.16. Evolution du water cut pour différentes tailles d'aquifères

Annexe A :

--Gas condensate rservoir simulation-----

--

-- Mai. 2023

=====

RUNSPEC

TITLE

3D Gas condensate rservoir simulation

--Request the FIELD unit set

FIELD

-- Maximum well/connection/group values

-- #wells #cons/w #grps #wells/grp

-- -----

WELLDIMS

1 5 1 1 /

--Water is present

WATER

--AIM solution method

AIM

--Nine components in study (plus water)

COMPS

9 /

--Peng-Robinson equation of state to be used

EOS

PR /

DIMENS

9 9 5 /

TABDIMS

1 1 40 40 /

ISGAS

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

MULTSAVE

0 /

MULTIPHASE

-- Simulation start date

START

1 JAN 2014 /

--Grid section-----

GRID

EQUALS

--	Keyword	Value	X1 X2	Y1 Y2	Z1 Z2	
DX		492	1 9	1 9	1 5	/
DY		492				/
DZ		60				/
TOPS		7300	1 9	1 9	1 1	/
PERMX		10	1 9	1 9	1 5	/
PERMY		10				/
PERMZ		1				/
PORO		0.25				/
/						

-- Output file with geometry and rock properties (.INIT)

INIT

--Properties section-----

EDIT

PROPS

NCOMPS

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

9 /

EOS

PR /

-- Peng-Robinson correction

PRCORR

-- Standard temperature and pressure in Deg F and PSIA

STCOND

60.0 14.7 /

-- Component names

CNAMES

CO2 N2 C1 C2 C3 C4-6 C7+1 C7+2 C7+3 /

HYDRO

N N H H H H H H A /

-- Critical temperatures Deg R

TCRIT

548.46000 227.16000 343.08000 549.77400 665.64000

813.740 1020.926 1284.637 1552.597 /

-- Critical pressures PSIA

PCRIT

1071.33111 492.31265 667.78170 708.34238 615.758

544.261 430.411 430.411 147.233 /

-- Critical Z-factors

ZCRIT

.27408 .29115 .28473 .28463 .2761

.2768 .2689 .2390 .1879 /

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

-- Acentric factors

ACF

.22500 .04000 .01300 .09860 .15240

.204 .344 .645 1.067 /

-- Molecular Weights

MW

44.01000 28.01300 16.04300 30.07000 44.09700

66.86942 107.77943 198.56203 335.19790 /

-- Omega A values

OMEGAA

.4572355 .4572355 .5340210 .4572355 .4572355

.4572355 .6373344 .6373344 .6373344 /

-- Omega_B values

OMEGAB

.0777961 .0777961 .0777961 .0777961 .0777961

.0777961 .0872878 .0872878 .0872878 /

ZMFVD

1.00000 .01210 .01940 .65990 .08690

.05910 .09670 .04745 .01515 .00330

10000.00000 .01210 .01940 .65990 .08690

.05910 .09670 .04745 .01515 .00330 /

-- Boiling point temperatures Deg R

TBOIL

350.46000 139.32000 201.06000 332.10000 415.98000

523.33222 689.67140 958.31604 1270.40061 /

-- Reference temperatures Deg R

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

TREF

527.40000 140.58000 201.06000 329.40000 415.80000

526.05233 519.67000 519.67000 519.67000 /

-- Reference densities LB/FT3

DREF

48.50653 50.19209 26.53189 34.21053 36.33308

37.87047 45.60035 50.88507 55.89861 /

-- Parachors (Dynes/cm)

PARACHOR

78.00000 41.00000 77.00000 108.00000 150.30000

217.233 331.784 516.448 853.493 /

-- Binary Interaction Coefficients

BIC

-.0200

0.1000 0.0360

0.1300 0.0500 0.000000

0.1350 0.0800 0.000000 0.000

0.1277 0.1002 0.092810 0.000 0.000

0.1000 0.1000 0.130663 0.006 0.006 0.0

0.1000 0.1000 0.130663 0.006 0.006 0.0 0.0

0.1000 0.1000 0.130663 0.006 0.006 0.0 0.0 0.0 /

-- Reservoir temperature in Deg F

RTEMP

200.0 /

-

--Water saturation functions

SWFN

0.16 0.000 50

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

0.18 0.000 41
0.20 0.002 32
0.24 0.010 21
0.28 0.020 15.5
0.32 0.033 12.0
0.36 0.049 9.2
0.40 0.066 7.0
0.44 0.090 5.3
0.48 0.119 4.2
0.52 0.150 3.4
0.56 0.186 2.7
0.60 0.227 2.1
0.64 0.277 1.7
0.68 0.330 1.3
0.72 0.390 1.0
0.76 0.462 0.7
0.8 0.540 0.5
0.84 0.620 0.4
0.88 0.710 0.3
0.92 0.800 0.2
0.96 0.900 0.1
1.00 1.000 0.0 /

--Gas saturation functions

SGFN

0.00 0.000 0.0
0.04 0.005 0.1
0.08 0.013 0.2
0.12 0.026 0.3
0.16 0.040 0.4
0.20 0.058 0.5
0.24 0.078 0.6

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

0.28 0.100 0.7

0.32 0.126 0.8

0.36 0.156 0.9

0.40 0.187 1.0

0.44 0.222 1.1

0.48 0.260 1.2

0.52 0.300 1.3

0.56 0.349 1.4

0.60 0.400 1.5

0.64 0.450 1.6

0.68 0.505 1.7

0.72 0.562 1.8

0.76 0.620 1.9

0.80 0.680 2.0

0.84 0.740 2.1 /

--Oil saturation functions

SOF3

0.00 0.000 0.000

0.04 0.000 0.000

0.08 0.000 0.000

0.12 0.000 0.000

0.16 0.000 0.000

0.20 0.000 0.000

0.24 0.000 0.000

0.28 0.005 0.005

0.32 0.012 0.012

0.36 0.024 0.024

0.40 0.040 0.040

0.44 0.060 0.060

0.48 0.082 0.082

0.52 0.112 0.112

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

0.56 0.150 0.150

0.60 0.196 0.196

0.68 0.315 0.315

0.72 0.400 0.400

0.76 0.513 0.513

0.80 0.650 0.650

0.84 0.800 0.800 /

--Rock and water pressure data

ROCK

3550 0.000004 /

PVTW

3550 1.0 0.000003 0.31 0.0 /

--Surface density

DENSITY

1* 63.0 46.82 /

--Solution section-----

REGIONS

SOLUTION

--Equilibration data - initial pressure 4425 psi at 7600, which is

--the oil-water and the oil-gas contact depth

EQUIL

7600 3550 7600 0 7600 0 /

RPTRST

PRESSURE SOIL VOIL /

RPTSOL

PRESSURE SOIL SWAT VOIL SOILM XMF YMF MLSC DENG DENO BOIL BGAS/

FIELDSEP

1 80 815 /

2 80 65 /

3 60 14.7 /

/

SUMMARY

=====

ALL

RUNSUM

--Field oil production rate and total, GOR and field pressure

FOPR

FOPT

FGOR

FPR

FOE

WXMF

HRS-X 1 /

/

WXMF

HRS-X 2 /

/

WXMF

HRS-X 3 /

/

WXMF

HRS-X 4 /

/

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

--Producer block data

BVOIL

3 8 4 /

/

BSOIL

3 8 4 /

/

BSWAT

3 8 4 /

/

BSGAS

3 8 4 /

/

BSSOLID

3 8 1 /

/

BPRES

3 8 1 /

/

--Create excel readable run summary file (.RSM)

EXCEL

--Schedule section-----

SCHEDULE

RPTSCHED

PRESSURE SOIL PCO PCG BSOL DENS SSOLID /

RPTRST

PRESSURE SOIL SWAT SGAS SSOLID VOIL SOILM XMF YMF MLSC DENG DENO BOIL BGAS/

--Define separator; the third stage represents stock tank

SEPCOND

SEP FIELD 1 80 815 /

SEP FIELD 2 80 65 /

Chapitre 3 Analyse des réservoirs de gaz à condensats: Impact du support aquifère sur la performance des réservoirs

SEP FIELD 3 60 14.7 /

/

--Define injection and production wells

WELSPECS

HRS-X FIELD 3 8 7400 GAS/

/

--uses WELSEPC to associate separator with wells

WSEPCOND

HRS-X SEP /

/

COMPDAT

HRS-X 3 8 2 4 Open 1 /

/

--Well HRS-X set to target gas rate of 6200, with min bhp of 500 psi

WCONPROD

HRS-X OPEN GRAT 1* 1* 20000 1* /

/

--Set 15 day initial time step

TSSTEP

500*36.5 /

SAVE

END

Conclusions et recommandations

Dans l'ensemble, l'étude de la simulation d'un réservoir de gaz à condensats permet de comprendre le comportement du réservoir, d'optimiser les stratégies de production et de prendre des décisions éclairées tout au long du cycle de vie du réservoir.

L'idée de l'afflux d'eau dans les réservoirs de gaz à condensats a été examinée dans ce mémoire et les résultats importants de l'étude sont résumés ci-dessous :

- ✓ Si la taille de l'aquifère est assez grande par rapport à la taille du réservoir il est possible de maintenir la pression élevée dans le réservoir dans un premier temps, ce qui permet de récupérer le maximum de liquide.
- ✓ Le soutien de la pression par l'afflux d'eau peut augmenter de manière significative les récupérations ultimes de pétrole et de gaz d'un réservoir de condensat de gaz.
- ✓ La percée rapide de l'eau de l'aquifère de grande taille a entraîné un piégeage important du gaz à une pression d'abandon du réservoir plus élevée.
- ✓ Pour les réservoirs dont l'aquifère est de grande taille, il est possible d'obtenir un déplacement semblable à celui d'un piston avec des récupérations ultimes élevées en produisant à des taux de production de gaz peu élevés.
- ✓ A une pression initiale plus élevée du réservoir et avec un aquifère modéré, le gaz ultime et la récupération se sont avérés indépendants de l'augmentation de la taille de l'aquifère. Cela est dû au déplacement supplémentaire du gaz par l'eau en raison de l'augmentation de la viscosité du gaz à une pression de réservoir initiale plus élevée, ce qui a entraîné une quantité presque identique de gaz piégé bien que la taille de l'aquifère ait été augmentée.
- ✓ La production initiale du puits à un taux de gaz plus élevé suivi d'un taux de gaz faible peut augmenter de manière significative les récupérations ultimes de pétrole et de gaz lorsqu'un aquifère actif empiète sur la zone utile.

Références

[1]Fevang, O., 1995 “Gas Condensate Flow Behavior and Sampling”, PhD thesis, Norges Tekniske Hogskole.

[2]Fevang, Ø., and Whitson, C. H.:“Modeling gas-condensate well deliverability,” paper SPE 30714 presented at 1995 SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, U. S. A., 22-25 October, 1995.

[3]Afidick, D., Kaczorowski, N. J. and Bette, S.:”Production performance of a retrograde gas reservoir: a case study of the Arun field,” paper SPE 28749 presented at 1994 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Melbourne, Australia,7-10 November, 1994.

[4]Barnum, R. S., Brinkman, F. P., Richardson, T. W. and Spillette, A. G.: “Gas condensate reservoir behavior: productivity and recovery reduction due to condensation,” paper SPE 30767 presented at 1995 SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in Dallas, U. S. A., 22-25 October, 1995.

[5]Fevang, Ø.:” Gas condensate flow behavior and sampling,” PhD dissertation, Norwegian University of Science and Technology, 1995.

[6]Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R. and Ramey Jr, H. J.: “The importance of water influx in gas reservoirs,” JPT 17(11), 1336-1342, 1965.

[7]Hower, T. L., Lewis, D. R. and Owens, R. W.: “Recovery Optimization in a multi-reservoir offshore gas field with water influx,” paper SPE 24865 presented at the 1992 SPE Annual Technical Conference held in Washington D.C., October 4-7, 1992.

[8] ROBEI, Sarra, Mohamed KHELIL, and Badreddin BOUHNİK. Simulation Single Well de dépôt de liquide aux abords de puits de gaz à condensat «champ Hassi R'mel Sud. Diss. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[9] Ali, Faizan. Importance of water Influx and waterflooding in Gas condensate reservoir. MS thesis. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, 2014.