



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



N° de série: /2025

Université Kasdi Merbah-Ouargla

Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers
Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par

Bouchouicha Sid Ali, Fartas Mohamed anis

-THEME-

**Utilisation de logiciel MBAL pour le developpement des pefformance
de réservoir A du champ de Oued Noumer**

Soutenue publiquement le : 15 / 06 /2025 devant la commission d'examen

Jury :

Président	DADEN Abdelghafour	Professeur	Univ. Ouargla
Examinatrice	BAZZINE Zineb	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur	MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Co-Rapporteur	ADJOU Zakaria	Ph. D	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciements

Nos Remerciements en premier lieu à ALLAH qui nous a offert toute la santé, le pouvoir et la patience pour accomplir notre travail. Grâce à lui, nous avons pu mener à terminer nos études dans des bonnes conditions.

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche, ni aurait pu voir le jour sans l'aide Précieuse de **Mr. MILOUDI Mustapha** et **Dr. ADJOU Zakaria**, nous les remercions pour la qualité de leur encadrement exceptionnel et leur rigueur pour mener à bien la préparation de ce mémoire, Nous avons eu l'honneur d'être parmi vos étudiants et de bénéficier de votre enseignement. Nous vous remercions infiniment pour votre accueil et vos conseils. Veuillez trouver ici l'expression de notre gratitude et de notre estime.*

*On remercie les membres de jury **Pr. DADEN Abdelghafour** et **Dr. BAZZINE Zineb** de nous avoir fait l'honneur d'accepter d'évaluer ce travail. Nous vous remercions aussi pour votre regard attentif et plus que pertinent sur l'ensemble du mémoire. Cela nous apporte sans doute des éclaircissements sur des points importants, et nous devons d'y prêter plus d'attention pour orienter nos réflexions dans les travaux de recherche futurs.*

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs de département de Production ainsi que l'équipe administrative pour leur générosité et la grande patience dont ils ont su faire preuve. Nos remerciements profonds vont également à toutes les personnes qui nous ont aidé et soutenue de près ou de loin.

Dédicace

Avant tout, c'est grâce à Dieu que je suis arrivé là.

Je dédie ce modeste travail à mes parents, pour leur amour, leur patience et leur soutien inestimable. Leur confiance et leurs prières m'ont accompagné tout au long de ce parcours.

Je le dédie également à mes sœurs et frères pour leur présence rassurante et leurs encouragements constants.

Je pense aussi à mes proches et amis sincères, pour leur soutien moral, leur écoute et leur motivation dans les moments difficiles.

Je n'oublie pas de dédier ce travail à ma deuxième famille, les « INDEP », pour les liens solides, la fraternité et le soutien que nous partageons depuis tant d'années.

Enfin, je dédie ce travail à toutes les personnes qui me sont chères, et à tous ceux et celles qui ont cru en moi.

BOUCHOUICHA Sid Ali

Résumé

ملخص

تُعَدُّ محاكاة خزانات الهيدروكربونات أداة محورية في تقدير الاحتياطيات، وصياغة استراتيجيات الاستغلال، وتطوير الموارد الأحفورية بشكل فعال. تهدف هذه الدراسة إلى بناء نموذج متكامل لخزان غاز مكثف في منطقة وادي النومر، جنوب الجزائر، وذلك بالاعتماد على بيانات دقيقة من آبار منتقاة بعناية. يشمل هذا العمل نمذجة خصائص سائل الخزان (PVT)، ومحاكاة أداء الآبار، وتحليل الإنتاج بغرض التنبؤ بسلوك الخزان وتخطيط تطويره المستقبلي، باستخدام حزمة برامج متخصصة تشمل PVTP، PROSPER، وMBAL. من خلال هذا العمل، تم التوصل إلى مجموعة من النتائج المهمة، أبرزها أن الكثافة المحسوبة بلغت 743.56 كجم/م³ باستخدام طريقة Standing-Katz، و750.45 كجم/م³ وفقًا لمعادلة الحالة Peng-Robinson، مع عامل انضغاط (Z) تراوح بين 0.54 و2.35. كما تم بناء منحنيات أداء البئر (IPR) ومنحنيات أداء الرفع الرأسي (VLP)، ما أتاح محاكاة دقيقة لتدفق الموائع داخل الآبار. وقد أظهرت نتائج المحاكاة في MBAL أن معامل الاسترداد النهائي للخزان قد يصل إلى نحو 88% في نهاية دورة الإنتاج.

الكلمات المفتاحية : محاكاة، نموذج متكامل، نمذجة، غاز مكثف، عامل الاسترداد، PVTP، PROSPER، MBAL.

Abstract

The simulation of hydrocarbon reservoirs plays a very important role in estimating reserves, forecasting future exploitation plans, and developing fossil resources. The present study aims to construct an integrated model of a gas condensate reservoir at the OUED NOUMER field. The work is based on the data collection of candidate wells, the modeling of the PVT properties of the reservoir fluid, the simulation of well performance, as well as the analysis and forecasting of reservoir production to be developed using the software: PVTP, PROSPER, and MBAL. The obtained results are numerous, with a density of 743.56 kg/m³ (by Standing-Katz) and 750.45 kg/m³ (by EOS Peng-Robinson) with a Z factor varying from 0.54 to 2.35; the IPR and VLP performance was also constructed, with the estimated recovery factor at the end of the production period reaching approximately 88%. The results of this study significantly contribute to future predictions of exploitation and development of gas fields in Algeria.

Key words: Simulation, integrated model, modeling, condensate gas, recovery factor, PVTP, PROSPER, MBAL.

Résumé

La simulation des réservoirs des hydrocarbures joue un rôle très important dans l'estimation des réserves, la prévision des futurs plans exploitation ainsi le développement des ressources fossiles. La présente étude vise à construire un modèle intégré d'un réservoir du gaz à condensat au niveau de champ de OUED NOUMER. Le travail est basé sur la collecte data des puits candidats, la modélisation des propriétés PVT de fluide du réservoir, la simulation des performances du puits ainsi l'analyse et la prévision de la production du réservoir à

développer par l'application des logiciels: PVTP, PROSPER et MBAL. Les résultats obtenus sont multiples dont la densité est de 743.56 kg/m³ (par Standing-Katz) et de 750.45 kg/m³ (par EOS Peng-Robinson) avec un facteur Z variant de de 0.54 à 2.35; la performance IPR et VLP a été aussi construite dont le facteur de récupération estimé à la fin de la période d'exploitation atteint environ 88 %. Les résultats de cette étude contribuent fortement dans les futures prédiction d'exploitation et de développement des champs gaziers en Algérie.

Mots clés : Simulation, modèle intégré, modélisation, gaz à condensat, facteur de récupération, PVTP, PROSPER, MBAL.

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicace	II
Résumé	III
Table des Matières	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	IX
Liste des abréviations	X
Introduction générale	1

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer

Introduction	
I-1 Situation géographique	3
I-2 Situation géologique	11
I-2-1 Aspect structural	11
I-2-2 Aspect stratigraphique	14
I-3 Subdévision de réservoir et ses limites d'extension	29
I-4 Richesse en condensat	36
I-4-1 Facteurs influençant la richesse	36
I-5 Composition de fluide du réservoir de Oued Noumer	40
I-6 Propriétés de fluide du réservoir	41
I-6-1 Teneur en produits condensables	41
I-6-2 Teneur en gaz pétrolier liquéfié	42
I-6-3 Teneur en condensat	44
Conclusion	52

Chapitre II : Réservoirs du gaz à condensat: caractéristiques et comportement

Introduction	53
II-1 Étude PVT: équations d'état	53
II-1-1 Équations d'état d'un gaz réel	
II-1-2 Équations cubiques de VAN DER WAALS	

II-1-3 Détermination des propriétés des fluides par les équations d'état	
II-2 Échantillonnage et analyse du gaz à condensat	53
II-2-1 Étude PVT d'un gaz à condensat	53
II-3 Équations de bilan matière: cas réservoir du gaz à condensat	61
II-4 Cyclage de gaz pauvre poussé par aquifère	74
II-4-1 Efficacité microscopique de déplacement	74
II-4-2 Efficacité de balayage	74
II-4-3 Stratification de la perméabilité	76
Conclusion	79
	106
Conclusion générale et perspectives	107
Références bibliographiques	110
Annexes	

Liste des figures

Figure I.1 Situation géographique des champs Oued Noumer	4
Figure I.2 Réseaux des failles	5
Figure I.3 Colonne stratigraphique type du Bassin Madare El Rhahba	7

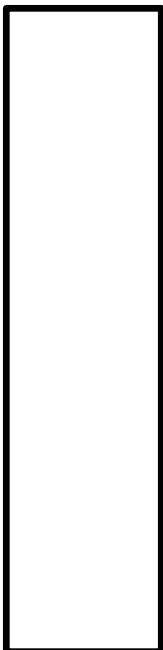
Liste des tableaux

Tableau III.1 : Les données de composition du fluide	15
Tableau III.2 : Les données des essais de puits	22
Tableau III.3 : Les données de laboratoire	28

Liste des abréviations

B_o	<i>Facteur volumétrique d'huile</i>	<i>bbl/STB</i>
B_g	<i>Facteur volumétrique de gaz</i>	sm^3 / sm^3
BHP	<i>pression de fond</i>	kg/cm^2 ou <i>psi</i>
d	<i>Densité</i>	<i>API</i>
D	<i>Diamètre</i>	<i>mm</i> ou <i>inch</i>
GOR	<i>Rapport du gaz sur l'huile</i>	sm^3/sm^3
h	<i>Epaisseur de réservoir</i>	<i>m</i>
H	<i>Hauteur (épaisseur) de réservoir</i>	<i>m</i>
IP	<i>Index de productivité</i>	$m^3h^{-1}bar^{-1}$
IPR	<i>Inflow performance relationship</i>	-
VLP	<i>Vertical lift performance</i>	-
K	<i>Perméabilité de réservoir</i>	<i>md</i>
MD	<i>La profondeur mesurée</i>	<i>m</i>
MW	<i>Masse moléculaire</i>	g/mol
P_b	<i>Pression de bulle</i>	kg/cm^2
P_p	<i>Pression de fond</i>	kg/cm ou <i>Psi</i>
P_{ws}	<i>Pression de gisement</i>	kg/cm^2
P_r	<i>Pression de réservoir</i>	kg/cm^2
P_{sep}	<i>Pression de séparateur</i>	kg/cm^2
Q_g	<i>Débit de gaz</i>	m^3/j ou m^3/h
q	<i>Débit de production</i>	<i>bbl/j</i>
$q_{o\ max}$	<i>Débit maximal</i>	<i>bbl/j</i>
r_e	<i>Rayon de drainage du puits</i>	<i>ft</i>
r_w	<i>Rayon du puits</i>	<i>ft</i>
S	<i>Skin</i>	-

S_w	<i>Saturation en eau</i>	%
T_f	<i>Température de fond</i>	°C
T_r	<i>Température de réservoir</i>	°C
TVD	<i>La profondeur verticale de trou</i>	m
WOG	<i>Rapport d'eau sur gas</i>	m^3/m^3
μ_g	<i>Viscosité de gas</i>	cp
ρ	<i>Masse volumique</i>	g/cm^3
Φ	<i>Porosité du réservoir</i>	%



Introduction Générale

Introduction générale

La production de gaz à condensat présente des défis spécifiques liés à la nature thermodynamique particulière de ce fluide. Contrairement aux réservoirs classiques de gaz sec ou d'huile noire, les réservoirs du gaz à condensat contiennent initialement un fluide monophasique gazeux qui, lors de la baisse de pression sous le point de rosée, génère une phase liquide dite "rétrograde" dans le réservoir. Cette condensation rétrograde se produit donc à l'intérieur du réservoir et non en surface.

Ce phénomène pose un problème économique majeur car cette phase liquide condensée ne peut pas toujours être récupérée efficacement en surface. En effet, le gaz s'écoule préférentiellement, ce qui fait que beaucoup de ce liquide reste piégé dans le réservoir, rendant une grande partie du condensat irrécupérable [1].

Le phénomène est aggravé par le fait que les liquides rétrogrades formés dans la zone proche du puits peuvent saturer la porosité locale, créant ainsi une résistance supplémentaire à l'écoulement, réduisant la perméabilité relative au gaz, et affectant les débits de production. Ces dépôts de liquide, bien qu'immobiles dans les conditions normales, peuvent évoluer avec le temps en fonction des gradients de pression et de température, posant des défis opérationnels importants [2].

Problématique d'étude

Le management des réservoirs du gaz à condensat est confrontée à un défi majeur : la condensation rétrograde, qui entraîne des pertes significatives de condensats piégés dans la formation. Pour y remédier, il est indispensable de modéliser simultanément le comportement du gaz condensat et la dynamique du réservoir, en intégrant de manière cohérente les données PVT, les performances des puits et les caractéristiques du réservoir.

Pour répondre à cette problématique, ce mémoire vise à :

1. Évaluer les performances de production des puits à l'aide d'une modélisation intégrée, en s'appuyant sur les logiciels spécialisés PVTP, PROSPER et MBAL.
2. Simuler différents scénarios de développement du champ afin d'optimiser la récupération des condensats et du gaz, tout en tenant compte des contraintes opérationnelles et économiques.

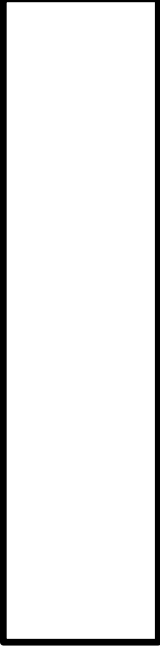
Introduction générale

Organisation du Travail:

Ce travail comprend quatre chapitres, une conclusion générale et des recommandations :

- Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer — ce chapitre décrit l'emplacement géographique, les caractéristiques géologiques et stratigraphiques du champ, ainsi que son importance dans le contexte énergétique national.
- Chapitre II : Réservoirs à gaz condensat : caractéristiques et comportement — ce chapitre explore les propriétés thermodynamiques des fluides rétrogrades, les défis liés à la condensation rétrograde, et les méthodes de modélisation PVT.
- Chapitre III : Simulation et modélisation du champ de Oued Noumer — ce chapitre présente les outils logiciels utilisés (PVTP, PROSPER, MBAL), la démarche de modélisation intégrée, les résultats de matching et les prédictions de production.

Ce mémoire propose ainsi une approche intégrée permettant de mieux comprendre, simuler et optimiser l'exploitation d'un réservoir du gaz à condensat, en particulier dans le champ de Oued Noumer. Les recommandations issues de cette étude visent à améliorer la prise de décisions techniques et économiques dans la gestion des ressources gazières.



Chapitre I

Présentation du champ de Oued Noumer.

Introduction

Le champ d'Oued Noumer est l'un des sites pétroliers et gaziers stratégiques de l'Algérie, situé dans le bassin de Madare El Rhahba, dans le sud du pays. Ce champ représente une ressource majeure pour la production de gaz naturel et de condensats, des produits essentiels pour l'approvisionnement énergétique de la région et pour les exportations. Il est d'une importance capitale dans le contexte actuel de diversification des sources énergétiques et de maintien de la production pétrolière et gazière du pays.

Le développement et l'exploitation de ce champ nécessitent une gestion technique et économique rigoureuse, d'autant plus que la composition complexe du fluide de réservoir et les caractéristiques géologiques du site présentent des défis spécifiques. Le champ d'Oued Noumer est caractérisé par une géologie variée, notamment des réservoirs de grès et des formations argileuses, qui influencent la distribution des hydrocarbures et la performance des puits. La compréhension de ces éléments géologiques est donc cruciale pour optimiser l'exploitation.

La présente étude se concentre sur les caractéristiques du champ d'Oued Noumer, en explorant les aspects géologiques, géographiques et techniques qui régissent le comportement du réservoir. Nous aborderons également l'impact des différentes variables, telles que la porosité, la perméabilité et la pression, sur la gestion de l'exploitation.

I-1 Situation géographique

Le site d'Oued-Noumer est parmi les plus anciens sites pétroliers en Algérie. Il a été découvert en 1969 par SONATRACH et mis en service en 1972. Le champ d'Oued Noumer est situé à 685 Km au sud d'Alger, à 140 Km au sud-est du champ gazier de Hassi R'mel et à 220 Km à l'ouest nord du champ pétrolier de Hassi Messaoud sur l'axe routier reliant Ghardaïa à Ouargla.

Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5 Km au nord de la RN 49, axe routier reliant Ghardaïa à Ouargla et à environ 45 Km de la ville de Ghardaïa.

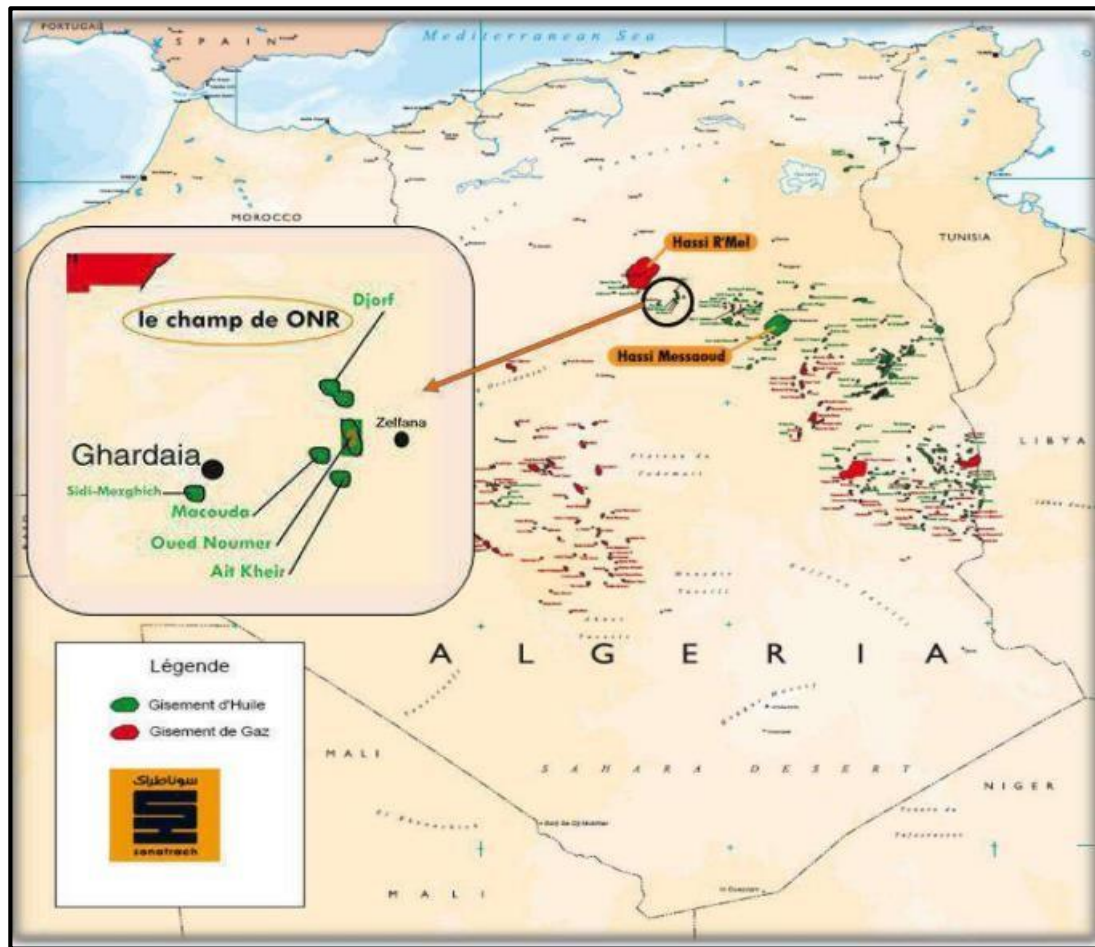


Figure Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document..1

Situation géographique des champs Oued Noumer

(Document de la société)

I-2 La situation géologique

I-2-1 Aspect structural

Les gisements d'oued Noumer fait partie du bassin d'Oued Mya est situé au nord de la plateforme saharienne, Il fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias qui constituent le principal objectif pétrolier où plusieurs découvertes d'huile et de gaz ont été faites principalement dans ces grès du Trias, mais aussi dans les grès quartzitiques de l'Ordovicien et ceux du Dévonien inférieur.

Ce bassin est de type intracratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique, Il est limité au :

- Nord par la structure Djemaa-Touggourt,
- L'Ouest par le dôme d'Allal et la dorsale d'Idjerane-M'zab

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer

- **Sud par le bassin de Moudir.**
- **L'Est le haut structural d'Amguid-Messaoud**

D'un point de vue régional la structure se situe dans le flanc SE du dôme de Hassi R'mel, Il représente un monoclinale sur lequel apparaissent localement des zones de replats ou gradins structuraux au profit desquels se développent des structures anticlinales greffées sur des accidents subméridiens. La structure de notre champ d'étude est une structure contre failles d'orientation NE-SW, sa surface est d'environ 14km², avec une fermeture structurale avoisinant les 30 mètres.

Un puits d'exploration Well-1 foré sur la partie haute de la structure a donné un résultat positif au niveau du TAG-A. L'apex de la structure se trouve à -1724 m en TVDSS au toit du TAG-A, il est localisé à -1773m au toit du TAG-B. Au niveau de puits Well-1 un GDT a été estimé à -1756m TVDSS.

Cette structure fait partie de la catégorie des pièges structuraux et mixtes, Cette tectonique synchrone avec la phase de génération des hydrocarbures à laquelle s'ajoute la distribution des grès d'un système fluviatile ayant de bonnes propriétés pétro physiques

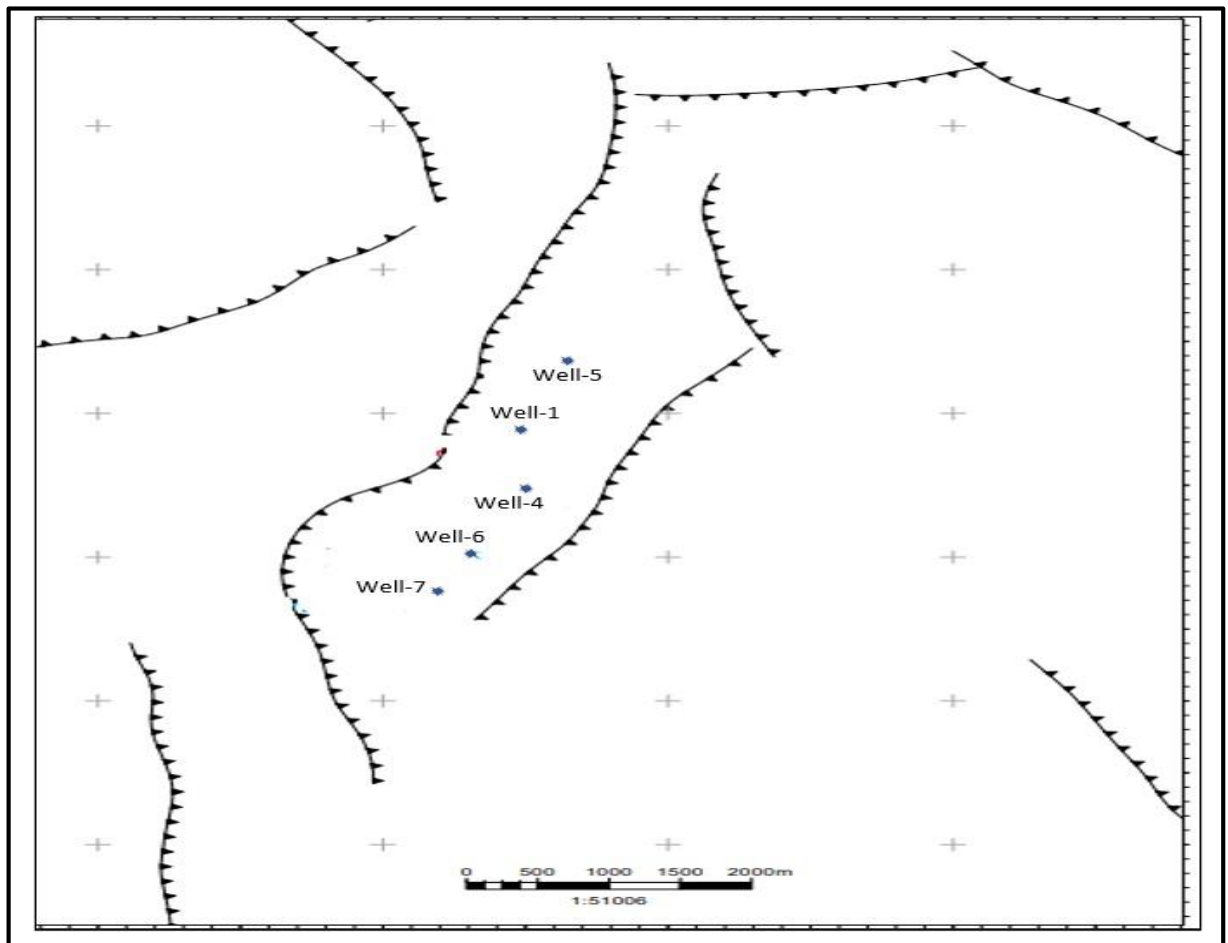


Figure Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document..2 **Réseaux des failles**

I-2-2 Aspect stratigraphique

La stratigraphie du champ d'Oued Noumer est marquée par une succession de formations sédimentaires déposées au cours du Mésozoïque et du Cénozoïque. Les principales formations réservoirs sont constituées de grès et d'argilites, avec des alternances de dépôts marins et continentaux qui influencent la distribution des hydrocarbures.

Le réservoir principal appartient au Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), une formation caractérisée par des grès bien triés avec une bonne porosité et une perméabilité favorable à la circulation des fluides. Il repose sur une base argileuse jouant le rôle de couverture empêchant la migration des hydrocarbures vers les niveaux inférieurs.

D'autres formations réservoirs secondaires sont présentes dans les séries du Crétacé et du Jurassique. Ces niveaux sont constitués de grès et de carbonates, parfois fracturés, améliorant la connectivité du réservoir. Les séries argilo-carbonatées du Jurassique supérieur forment d'excellentes couvertures, limitant ainsi la dissipation des hydrocarbures.

L'évolution sédimentaire du bassin montre une alternance entre des cycles transgressifs et régressifs. Cette dynamique a favorisé le développement de faciès hétérogènes influençant la qualité des réservoirs. Les conditions paléo environnementales ayant prévalu lors du dépôt des formations réservoirs incluent :

- **Des environnements deltaïques et fluviaux : responsables de la mise en place des grès du TAGI.**
- **Des milieux marins peu profonds : ayant favorisé la sédimentation carbonatée au Jurassique.**
- **Des épisodes de sédimentation argileuse : qui ont formé les barrières imperméables nécessaires au piégeage des hydrocarbures.**

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer

		AGE		ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE		
MESOZOIQUE	Crétacé			SENONIEN		Calcaire à silex		
				TURONIEN		Dolomie		
				CENOMANIEN		Argile dolomie anhydrite		
				ALBIEN		Grès fin		
				APTIEN		Dolomie et marnes		
				BARREMIEN		Grès carbonaté		
				NEOCOMIEN		Grès, dolomie argille		
		Jurassique			MALM		Grès Carbonate argile	
			DOGGER		Argile, carbonate			
			LIAS MARNEUX		Marnes			
			LIAS CARBONATE		Calcaire			
			LIAS ANHYDRITIQUE		Anhydrite			
			LIAS SALIFERE		Sel, argile			
			HORIZON B		Dolomie			
			S1+S2		Sel, anhydrite, argile			
			S3		Sel massif			
			ARGILEUX SUP.		Argile dolomitique			
	TRIAS		TRIAS ARGILEUX			NIVEAU D2		Dolomie
						S4		sel massif
				ARGILEUX INF.		Argile		
		TRIAS ARGILEO-GRESUX			GRES A		Argile silteuse	
					ARGILES AB		Grès argileux	
					ARGILES AB		Argile	
					GRES B		Grès argileux et microconglomératiques	
					ARGILES C		Argile silteuse	
			GRES C		Grès argileux			
			SERIE INFERIEURE		Argile silteuse			
				Grès argileux				
Ordovicien		GRES D'OUED SARET			Grès argileux			

Figure Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document..**3 Colonne stratigraphique type du Bassin Madare El Rhahba**

I-3 Subdivision de réservoir et ses limites d'extension

Le réservoir d'Oued Noumer est subdivisé en plusieurs unités distinctes, caractérisées par des variations en termes de porosité, de perméabilité et de pression. Ces subdivisions sont basées sur des analyses pétrophysiques et sismiques qui permettent d'identifier les différentes zones productives du réservoir

Les principales subdivisions comprennent :

- **Réservoir supérieur** : Constitué de grès fins à moyens, avec une porosité modérée et une perméabilité variable. Il présente une pression plus élevée et est souvent associé à des poches de gaz libre.
- **Réservoir intermédiaire** : Formé de niveaux de grès et d'argiles interstratifiés, il joue un rôle de zone tampon entre le réservoir supérieur et inférieur, avec des propriétés de réservoir intermédiaires.
- **Réservoir inférieur** : Plus profond et constitué de grès grossiers à ciment siliceux, il possède une porosité plus faible mais des accumulations significatives de condensats.

Les limites d'extension du réservoir sont définies par :

- **Des failles majeures** : Elles agissent comme des barrières naturelles à la migration des hydrocarbures et définissent les contours du champ.
- **Des zones d'eau** : Aux marges du réservoir, la saturation en eau augmente, marquant la transition entre la zone exploitable et l'aquifère sous-jacent.

I-4 La richesse en condensat

La richesse en condensat du champ est un facteur clé de sa rentabilité économique. Elle dépend principalement des conditions thermodynamiques et des caractéristiques pétrophysiques du réservoir. Les condensats, constitués d'hydrocarbures légers, se forment lorsque le gaz subit une baisse de pression et de température lors de la production.

I.4.1 Facteurs influençant la richesse

Les principaux facteurs influençant la richesse en condensat sont :

La pression et la température du réservoir : Une pression et une température élevées maintiennent les condensats sous forme gazeuse dans le réservoir. À mesure que ces paramètres diminuent lors de la production, les condensats se séparent du gaz.

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer

La composition du fluide : Un gaz riche en hydrocarbures lourds (C5 et plus) produit davantage de condensats lors de la dépressurisation.

L'altitude et la profondeur du réservoir : Plus le réservoir est profond, plus la pression initiale est élevée, ce qui influence la quantité de condensats libérée lors de la production.

Le mécanisme de production : L'exploitation par expansion du gaz entraîne une diminution progressive de la pression, favorisant la condensation des hydrocarbures liquides. Une exploitation optimisée avec des techniques telles que l'injection de gaz permet de maintenir une pression élevée et de limiter la précipitation prématurée des condensats.

La porosité et la perméabilité des roches réservoirs : Une bonne porosité permet une accumulation plus importante de condensats, tandis qu'une perméabilité élevée facilite leur migration vers les puits producteurs.

I-5 Composition du fluide de réservoir d'Oued Noumer

Le fluide du réservoir de Oued Noumer est principalement constitué de gaz naturel avec une proportion significative de condensats. Il contient également des hydrocarbures légers et des gaz associés en faibles concentrations.

Les principales composantes du fluide de réservoir sont :

- **Gaz naturel :** Principalement composé de méthane (CH_4), d'éthane (C_2H_6) et de petites quantités de propane (C_3H_8).
- **Condensats :** Hydrocarbures liquides légers composés de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds. Leur proportion varie en fonction des conditions de pression et de température.
- **Gaz acides :** Présence de dioxyde de carbone (CO_2) et de sulfure d'hydrogène (H_2S) en faibles proportions, nécessitant un traitement pour éviter la corrosion et assurer la sécurité des installations.
- **Eau de formation :** Contient des sels dissous et peut influencer sur les caractéristiques de production du champ.
- **Traces de composés soufrés et azotés :** Susceptibles d'affecter la qualité du gaz produit et nécessitant des procédés de purification avant utilisation industrielle.

I.6 Propriétés du fluide réservoir

Les propriétés du fluide réservoir du champ de Oued Noumer sont essentielles pour la gestion efficace de l'exploitation et la récupération des hydrocarbures. Ces fluides, principalement du gaz naturel et du condensat, présentent des caractéristiques spécifiques qui influencent les choix de méthodes de production et de traitement.

I.6.1 Teneur en produits condensables

Les produits condensables, ou condensats, sont des hydrocarbures liquides qui se forment lorsqu'un gaz naturel, sous pression et à température de réservoir, subit une décompression. La teneur en condensat varie selon les zones du réservoir et les conditions thermodynamiques. Cette teneur est un facteur clé pour déterminer l'efficacité du procédé de séparation du gaz et du condensat en surface.

- **Types de condensats** : Les condensats présents dans le réservoir de Oued Noumer peuvent être classifiés en deux grandes catégories : ceux riches en C5+ (composés plus lourds) et ceux à faible teneur en gaz légers comme le méthane.
- **Variation spatiale** : La concentration en condensat est plus élevée dans les zones profondes du réservoir où les conditions de pression et de température sont plus favorables à la condensation. À mesure que le gaz remonte vers la surface, le condensat peut se séparer sous forme liquide.

I.6.2 Teneur en GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié)

La teneur en GPL est une autre propriété importante, particulièrement dans les réservoirs riches en gaz. Le GPL comprend des hydrocarbures légers, principalement du butane et du propane, qui sont extraits du gaz naturel lors de la séparation.

- **Processus de récupération du GPL** : Le GPL est souvent récupéré au cours du traitement du gaz, avant son transport vers les marchés ou sa transformation en produits de consommation comme le butane ou le propane.
- **Variabilité** : La concentration en GPL varie selon la zone du réservoir.

I.6.3 La teneur en condensat

La teneur en condensat du fluide de réservoir est une caractéristique clé qui affecte la gestion de la production dans le champ de Oued Noumer. Le condensat est un liquide qui se forme lorsque le gaz naturel, riche en hydrocarbures légers, se décompresse ou subit une baisse de température. Cette fraction liquide se compose principalement

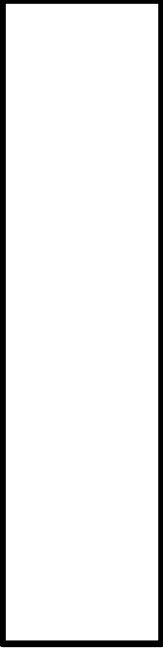
d'hydrocarbures lourds, qui ne sont normalement présents sous forme gazeuse à des pressions et températures élevées dans le réservoir.

La teneur en condensat varie selon la profondeur du réservoir, la composition du gaz et les conditions de pression et de température au sein du réservoir. Cette teneur est cruciale pour l'évaluation du potentiel de production et la conception des infrastructures de traitement.

Conclusion

Le champ d'Oued Noumer est un atout stratégique pour l'Algérie, avec un potentiel significatif en gaz naturel et en condensats. Cependant, son exploitation nécessite une compréhension approfondie de sa géologie complexe et de ses propriétés réservoirs, ainsi qu'une gestion optimisée de ses ressources. Les différentes formations géologiques et leur influence sur la distribution des hydrocarbures font du champ d'Oued Noumer un site particulièrement intéressant, mais aussi un défi en termes d'exploitation et de récupération des ressources.

L'analyse des différentes propriétés du fluide de réservoir, telles que la teneur en condensat, en produits condensables et en GPL, est essentielle pour maximiser la production et la rentabilité du champ. L'utilisation de technologies avancées, telles que les logiciels de modélisation des réservoirs, permet d'optimiser la gestion des puits et d'anticiper l'évolution du comportement du réservoir sur le long terme.



Chapitre II

Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

Introduction

Les réservoirs du gaz à condensat représentent une catégorie complexe de réservoirs d'hydrocarbures en raison de leur comportement thermodynamique unique. Contrairement aux réservoirs de gaz secs ou humides, ces systèmes subissent une **condensation rétrograde** lors de la baisse de pression, ce qui influence significativement leur performance et leur gestion. Ce chapitre explore leurs caractéristiques physiques, leur comportement en production, et les défis associés à leur exploitation. [3]

Les réservoirs du gaz à condensat se caractérisent par des rapports gaz-pétrole (GOR) très élevés, pouvant dépasser les **100 000 SCF/bbl**, produisant principalement du gaz avec une faible quantité de liquide en surface appelée condensat, est un liquide clair ou légèrement coloré, de gravité API généralement supérieure à **45° API**. Il se forme à la surface lorsque le gaz issu du réservoir subit une baisse de pression, ce qui entraîne une condensation partielle des hydrocarbures lourds présents dans le mélange gazeux. [4]

a. Défis de classification

Comme l'ont souligné plusieurs auteurs, notamment Allen, classer les réservoirs uniquement selon leur GOR peut être trompeur. Une classification plus rigoureuse doit prendre en compte:

- La composition du fluide initial dans le réservoir.
- Les conditions de température et de pression au sein de l'accumulation.

Ainsi, deux réservoirs présentant le même GOR en surface peuvent en réalité contenir des types de fluides très différents en profondeur, selon qu'ils soient en phase unique (gaz sec, gaz à condensat) ou en phase double (gaz + huile volatile ou noire).

b. Évolution de la production

Dans les réservoirs à gaz condensé, la chute de pression due à la production entraîne suivent :

- Une augmentation du GOR (plus de gaz pour moins de liquide),
- Une diminution de l'efficacité des séparateurs en surface,
- Une modification du comportement de drainage, en particulier si le puits est complété à proximité de la casquette gazeuse ou de la zone huileuse.

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

Il n'est pas rare, dans les réservoirs à deux phases, que la coning (l'invasion verticale du gaz vers la zone de drainage du puits) entraîne une hausse du GOR dans la production du puits, même lorsque celui-ci est complété dans la zone huileuse uniquement.

II-1 Etude PVT : Les équations d'état

L'étude Pression-Volume-Température (PVT) constitue une démarche fondamentale dans l'ingénierie de réservoir, particulièrement pour les gisements à gaz à condensat tels que celui du champ de Oued Noumer. Cette étude permet de modéliser le comportement du fluide sous différentes conditions de pression et de température afin de prévoir son évolution en réservoir et durant la production. [5]

II.1.1 Les Équation d'état d'un gaz réel

Les gaz réels, contrairement aux gaz parfaits, ne respectent pas strictement les lois classiques des gaz en raison des forces d'attraction et de répulsion entre molécules et du volume propre des molécules. Pour prendre en compte ces effets, on utilise des équations dites « cubiques », permettant une modélisation plus fidèle des comportements PVT. [6]

II.1.2 Équation cubique de VAN DER WAALS

L'équation de Van der Waals est une tentative d'améliorer la loi des gaz parfaits, qui néglige deux effets importants observés dans les gaz réels:

1. Les forces d'attraction entre les molécules, qui réduisent la pression exercée sur les parois,
2. Le volume propre des molécules, qui réduit le volume disponible pour le mouvement des particules.

C'est la première équation d'état cubique, exprimée comme :

$$\left(P + \frac{a}{V_m^2}\right)(V_m - b) = RT \quad (\text{II.1})$$

- **P** : pression du gaz,
- **V_m** : volume molaire.
- **T** : température absolue.
- **R** : constante universelle des gaz.
- **a** : paramètre lié aux forces d'attraction intermoléculaires.
- **b** : paramètre correspondant au volume propre des molécule.

Cette équation introduit une première modélisation du comportement non idéal des gaz.

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

Notamment la compressibilité et la condensation. Elle a toutefois des limites de précision, notamment pour les mélanges complexes comme les gaz à condensat

Pour modéliser les fluides complexes tels que ceux du champ de Oued Noumer, on emploie des modèles plus avancés :

II.1.3.1 Redlich-Kwong (RK)

L'équation de Redlich-Kwong est une amélioration significative de celle de Van der Waals, introduite en 1949. Elle propose une meilleure représentation des gaz réels, notamment à des températures modérées à élevées. Sa forme suivante

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{\sqrt{T} V_m (V_m + b)} \quad (\text{II.2})$$

- **P** : la pression.
- **T** : température absolue.
- **R** : constante universelle des gaz.
- **V_m** : volume molaire.
- **a et b** : constantes spécifiques à chaque composé, déterminées à partir de la température critique (T_c) et de la pression critique (P_c).

II.1.3.2 Soave-Redlich-Kwong (SRK)

L'équation Soave-Redlich-Kwong (SRK) est une modification de l'équation de Redlich-Kwong, conçue pour améliorer la prédiction des comportements des fluides au-delà des conditions standards. Introduite par Soave en 1972, cette version utilise un facteur de température qui rend le modèle plus adapté pour simuler des mélanges complexes, comme ceux contenant des gaz à condensat ou des hydrocarbures lourds.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m (V_m + b)} \quad (\text{II.3})$$

- **P** : pression.
- **T** : température absolue.
- **R** : constante des gaz parfaits.
- **V_m** : volume molaire.
- **a(T)** : constante qui varie avec la température, généralement déterminée par :

$$a(T) = a_0 \left(1 + k \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right)^2 \quad (\text{II.4})$$

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

- a_0 : est la constante de Van der Waals ajustée
- K : est un facteur de correction pour tenir compte des interactions entre les molécules à différentes températures.
- b : volume propre des molécules (comme dans l'équation de Redlich-Kwong).

II.1.3.3 Peng-Robinson (PR)

Cette équation, développée par Ding-Yu Peng et Donald B. Robinson en 1976, a été conçue pour surmonter les limites des modèles précédents dans la prévision des propriétés des fluides pétroliers. Elle est particulièrement performante pour modéliser les équilibres liquide-vapeur des mélanges contenant des hydrocarbures légers et lourds, comme les gaz à condensat.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (\text{II.5})$$

- P : pression du gaz.
- R : constante des gaz parfaits.
- T : température absolue.
- V_m : volume molaire du gaz (volume occupé par une mole de gaz).
- $a(T)$: fonction dépendant de la température, représentant les forces d'attraction intermoléculaires.
- b : constante représentant le volume propre des molécules (exclusion de volume)

II.1.4 Détermination des propriétés des fluides par les équations d'état

L'application des équations d'état permet de déterminer de nombreuses propriétés fondamentales du fluide de réservoir, en particulier :

- **Le facteur de compressibilité (Z)** : Il indique dans quelle mesure un gaz réel s'écarte du comportement d'un gaz parfait. Ce facteur est essentiel pour les calculs de volumes, pressions et températures dans les réservoirs et les pipelines.
- **La pression de bulle et de rosée** : Ces pressions déterminent les conditions de transition entre les phases liquide et vapeur. La pression de rosée est particulièrement critique dans les gaz à condensat, car elle indique le début de la condensation rétrograde.

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

- **La densité et la viscosité** : Ces propriétés influencent fortement l'écoulement du fluide dans le réservoir, les pertes de charge dans les conduites, et les calculs de productivité des puits.
- **Les constantes d'équilibre (K-values)** : Ce sont les rapports de concentrations des composants chimiques entre les phases vapeur et liquide. Elles permettent de prédire la composition de chaque phase après séparation.
- **Les propriétés thermodynamiques (enthalpie, entropie, énergie interne)** : Elles sont nécessaires pour simuler les échanges de chaleur, les rendements énergétiques, et les bilans thermiques dans les installations de traitement et les réservoirs. [7]

L'utilisation d'équations d'état comme PR ou SRK dans le champ de Oued Noumer permet de simuler avec précision le comportement du fluide complexe, en particulier dans les zones proches du point de rosée, ce qui est crucial pour éviter la perte de condensats dans le réservoir.

II.2 Échantillonnage et analyse du gaz à condensat

L'échantillonnage du gaz de réservoir dans le champ de Oued Noumer est une étape déterminante pour assurer la qualité des données PVT utilisées dans les simulations. L'objectif est de prélever un échantillon représentatif du gaz dans son état initial, sans altération, pour en analyser avec précision la composition et les propriétés.

II.2.1 Etude PVT d'un gaz a condensat

Les essais PVT les plus courants sont :

II.2.1.1 Étude à masse constante (CME - Constant Mass Expansion)

Principe : L'échantillon est placé dans une cellule PVT. À masse constante, on fait diminuer progressivement la pression à température constante.

Objectif : Étudier le changement de volume total du système pour chaque valeur de pression.

Données obtenues : Facteur volumétrique gaz-réservoir, Pression de rosée (apparition du liquide à partir du gaz), Facteur de compressibilité Z, Densité apparente du gaz. [8]

II.2.1.2 Étude différentielle à volume constant (CVD - Constant Volume Depletion)

Principe : La cellule est remplie de fluide à pression et température de réservoir. Ensuite, on diminue la pression en plusieurs étapes et on prélève la phase gazeuse qui s'échappe à chaque fois.

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

Objectif : Simuler la déplétion naturelle du réservoir (production progressive).

Données obtenues : Quantité de liquide restant dans la cellule, Évolution du GOR (Gas Oil Ratio), Teneur en condensat resté piégé dans le réservoir, Composition du gaz restant et condensats à chaque étape.

L'essai CVD permet de modéliser les pertes irréversibles de condensats dans le réservoir et d'estimer la quantité récupérable de liquides. [9]

II.2.1.3 Flash Test (essai d'éclair)

Principe : On place un échantillon à une pression et une température spécifique (souvent celles de surface ou d'entrée de séparateur), puis on le laisse atteindre l'équilibre.

Objectif : Observer comment se divise le fluide entre phases liquide et vapeur.

Données obtenues : Proportions molaire ou massique de chaque phase, Densités, viscosités, compositions des phases. Très utilisé pour concevoir les unités de séparation en surface (séparateurs, déshydrateurs, stabilisateurs).

II.2.1.4 Test de recombinaison

Principe : Les gaz et liquides produits à la surface sont recombinaisonnés selon un GOR mesuré, afin de reconstituer la composition du fluide de réservoir.

Objectif : Vérifier la représentativité des essais PVT et calibrer les modèles.

Données obtenues : Composition recombinaisonnée du fluide initial, Pression de rosée et propriétés du mélange reconstitué.

II.2.1.5 Essai d'expansion d'équilibre (Equilibrium Expansion Test)

Principe : À chaque étape de réduction de pression, le système est laissé en équilibre thermodynamique. Contrairement au CVD, les gaz produits ne sont pas retirés.

Objectif : Étudier l'évolution naturelle du fluide sans extraction de gaz.

Données obtenues : Comportement thermodynamique pur, Transition de phases à l'équilibre.

Le comportement des réservoirs volumétriques contenant du gaz ou du gaz condensat dépend fortement des conditions de pression et de température du réservoir. Lorsque la température du réservoir est supérieure à la **cricondentherme**, aucun liquide ne se forme à l'intérieur du réservoir, ce qui simplifie considérablement les calculs de déplétion. En revanche, lorsque la température est inférieure à cette limite, une phase liquide rétrograde apparaît dès que la pression chute sous la pression de rosée (dew point), rendant la modélisation plus complexe, même dans un réservoir fermé (sans influx). [10]

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

II.2.1.6 Simulation expérimentale en laboratoire

Pour simuler le comportement d'un tel réservoir, des expériences sont menées sur des échantillons représentatifs dans des cellules haute pression maintenues à température de réservoir. Lors de la déplétion à volume constant (comportement volumétrique), seule la phase gazeuse est prélevée pour reproduire la réalité du réservoir, où le condensat formé reste piégé dans les pores.

Les études montrent que ce liquide rétrograde reste en grande partie immobile tant que sa saturation n'atteint pas 10 à 20 % du volume poreux, seuil qui dépend de la roche et de l'eau connate. Toutefois, à proximité du puits, une accumulation plus importante peut entraîner un écoulement biphasique (gaz + liquide), réduisant le débit et affectant les échantillons de fluide collectés.

II.2.1.7 Méthode d'expansion séquentielle

Une méthode de laboratoire courante consiste à :

1. Décompresser progressivement l'échantillon dans la cellule.
2. Permettre à l'équilibre de s'établir entre la phase gaz et la phase liquide rétrograde.
3. Prélever uniquement la phase gazeuse, et mesurer les volumes de gaz et de liquide formé à chaque étape.
4. Répéter le cycle jusqu'à une pression d'abandon prédéfinie.

Le facteur de déviation (Z) du gaz est calculé à chaque étape soit à partir des lois des gaz réels (avec composition), soit à partir des volumes mesurés.

II.2.8 Calcul de la récupération de liquide

Les volumes de liquides récupérables à chaque étape peuvent être :

- Mesurés via des mini-séparateurs.
- Estimés selon des méthodes standard de récupération (champ ou usine à GPL).

Des rendements types sont utilisés : 25 % des butanes, 50 % des pentanes, 75 % des hexanes et 100 % des C7+ sont supposés récupérables sous forme liquide.

II.2.1.9 Limites de l'approche volumétrique

Les résultats obtenus en laboratoire ne traduisent pas toujours parfaitement la réalité du réservoir, en raison :

- Gradients de pression internes (zones déplétées à des degrés différents).
- Variations d'épaisseur productive nette ou de porosité,

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

- Différences d'efficacité des séparateurs sur site comparé aux tests en laboratoire.

Par conséquent, la composition moyenne du fluide produit peut diverger de celle mesurée en laboratoire à la même pression moyenne.

Enfin, de nombreux réservoirs découverts sont initialement au point de rosée (et non au-dessus), indiquant souvent la présence d'une zone huileuse sous-jacente. Si cette zone est significative, la modélisation doit se faire comme un système à deux phases (cap gaz + zone huile) [11].

II.3 Équation de bilan de matière pour réservoir du gaz à condensat

L'équation du bilan des matériaux pour le réservoir du gaz à condensat contient un ensemble de propriétés PVT standard ; l'équation est applicable à toutes les gammes de fluides du réservoir. Cet article explique l'équation générale du bilan des matériaux pour les réservoirs de condensat de gaz avec des considérations détaillées des propriétés standard PVT pertinentes, en particulier sous la pression de saturation. L'application de l'équation du bilan général des matériaux est utilisée pour estimer le gaz initial en place à l'aide d'une méthode efficace de tracé Havlena-Odeh puis elle est comparée avec l'analyse de la baisse de pression afin d'identifier les effets de dilatation des roches et des fluides. [12]

Le principe de balance de masse ou mole est utilisé pour initialiser la balance des matériaux pour le réservoir volumétrique de condensat gazeux.

$$N_{prod} = N_{initial} - N_{final} \quad (II.6)$$

Le bilan de matière repose sur la loi des gaz réels, exprimée de manière molaire :

$$n = \frac{PV}{ZRT} \quad (II.7)$$

- **n** est le nombre de moles.
- **P** la pression.
- **V** le volume.
- **Z** le facteur de compressibilité.
- **R** la constante des gaz.
- **T** la température absolue.

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

L'équation du bilan de matière dans les conditions initiales :

$$\frac{p_{sc} \cdot (G_p + N_p - W_p)}{z_{sc} \cdot R \cdot T_{sc}} = \frac{p_f \cdot (G_i + N_i + W_e)}{z_i \cdot R \cdot T_i} - \frac{p_f \cdot [(G_f + N_f) - (W_e - W_p)]}{z_f \cdot R \cdot T_f} \quad (\text{II.8})$$

- **G_p, N_p et W_p** sont respectivement les volumes de gaz, de condensat et d'eau produits, exprimés dans les conditions standards en Mscf, STB et bbl.
- **G_i et N_i** représentent les volumes initiaux en place de gaz et de condensat dans le réservoir.
- **G_f et N_f** correspondent aux volumes restants de gaz et de condensat à l'état épuisé.
- **W_e** est le volume d'eau infiltré dans le réservoir provenant de l'aquifère.

Applications de l'équation générale du bilan matières Équation générale du bilan matières Havlena-Odeh pour le gaz le réservoir de condensat fournit une méthode de traçage linéaire précieuse du filet prélèvement de fluide (F) par rapport au facteur composite de gaz n pour le condensat de gaz dans- placez des estimations. Les sources d'énergie peuvent également être confirmées soit le réservoir est supporté extérieurement par de l'eau par tracé linéaire (F/E) par rapport au gaz produit (G). Sur n nombre de production à chaque pression phase d'épuisement à volume et température constants du système, les quantités respectives de F et E peuvent être calculées avec leur valeurs paramétriques respectives de G, N, Bo, Bg, Rs, z et quantité équivalente de gaz (gaz humide produit par unité production de gaz sec).

L'analyse linéaire de la balance des matières basée sur le tracé de p/z en fonction de la production cumulative de gaz (G_p) peut contribuer à l'estimation du gaz initial en place (GIIP) dans certains cas. Toutefois, cette méthode ne prend pas en compte l'expansion de l'eau de formation ni celle de l'eau connate, ce qui limite son efficacité, en particulier dans les réservoirs de gaz à condensat avec afflux d'eau.

En raison de cette limitation, cette approche est généralement moins fiable pour les réservoirs soutenus par un aquifère actif. Néanmoins, elle peut être utilisée à titre de comparaison avec des méthodes plus rigoureuses, telles que les méthodes de Havlena-Odeh ou les diagrammes d'énergie, afin de valider les estimations de réserves et d'évaluer le soutien externe du réservoir. [13]

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

II.4 Cyclage de gaz pauvre et poussée par aquifère

Étant donné que la fraction liquide des réservoirs à gaz condensé constitue une part précieuse et importante de l'accumulation, et que, du fait de la condensation rétrograde, une grande partie de ce liquide peut rester piégée dans le réservoir au moment de l'abandon, la pratique du cyclage de gaz pauvre (lean gas cycling) a été adoptée dans de nombreux réservoirs.

Dans ce procédé, le liquide condensat est extrait du gaz humide produit, généralement dans une usine de production d'essence (gasoline plant), et le gaz résiduel ou « gaz sec » est réinjecté dans le réservoir via des puits d'injection. Ce gaz injecté permet de maintenir la pression du réservoir et de ralentir la condensation rétrograde. En parallèle, il pousse le gaz humide vers les puits producteurs.

Cependant, comme les liquides extraits représentent une partie du volume du gaz humide, la pression du réservoir diminuera lentement à moins que du gaz sec additionnel (gaz de complément) ne soit injecté. À la fin du cyclage (c'est-à-dire lorsque les puits producteurs sont atteints par le gaz sec injecté), le réservoir est ensuite soumis à une déplétion de pression (blowdown) pour récupérer le gaz ainsi qu'une partie des liquides restants dans les zones non balayées. [14]

Bien que le cyclage de gaz pauvre apparaisse comme une solution idéale au problème du condensat rétrograde, plusieurs considérations pratiques le rendent moins attrayant :

- Le cyclage nécessite des investissements supplémentaires : puits supplémentaires, système de compression et de distribution du gaz, et une unité de récupération des liquides.
- Même si la pression du réservoir est maintenue au-dessus de la pression de rosée, la récupération de liquide ne dépasse généralement pas 100 %.

II.4.1 La récupération par cyclage peut être divisée en trois facteurs d'efficacité

II.4.1.1 Efficacité microscopique de déplacement : lorsque le gaz sec déplace le gaz humide dans les pores, elle est généralement entre 70 et 90 %.

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

II.4.1.2 Efficacité de balayage : à cause de l'emplacement et du débit des puits d'injection et de production, une partie du réservoir n'est pas balayée par le gaz sec lorsque celui-ci atteint les puits producteurs ; cette efficacité varie entre 50 et 90 %.

II.4.1.3 Stratification de perméabilité : certains niveaux sont bien plus perméables que d'autres ; le gaz sec les traverse rapidement, tandis que beaucoup de gaz humide reste piégé dans les couches plus serrées. Cela réduit progressivement la teneur en liquide du gaz à l'entrée de l'usine, rendant l'opération peu rentable.

Cependant, lors du blowdown qui suit le cyclage, des liquides supplémentaires peuvent être récupérés des zones balayées ou non balayées. De plus, les usines d'essence ont un meilleur rendement pour récupérer le propane et butane que les séparateurs classiques à basse température. Cela améliore le bilan total si le cyclage est utilisé.

Le cyclage est également utilisé dans les cas de gas caps non rétrogrades (gaz au-dessus de zones pétrolifères), surtout lorsque l'huile est elle-même sous-jacente à une nappe aquifère active. Si la gas cap est produite en même temps que la zone huileuse, la nappe aquifère pousse l'huile dans une gas cap en rétrécissement, laissant une partie de l'huile irrécupérable non seulement dans la zone huileuse initiale mais aussi dans la portion de gas cap envahie. En revanche, si la gas cap est cyclée à une pression proche de la pression initiale, l'aquifère déplace l'huile vers les puits avec un rendement maximal. Certains liquides précieux peuvent en plus être récupérés du gaz de la gas cap.

Conclusion

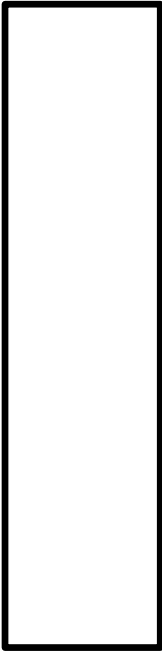
L'étude PVT des fluides de réservoir, et en particulier du gaz à condensat comme ceux du champ d'Oued Noumer, est essentielle pour comprendre les phénomènes thermodynamiques complexes qui régissent le comportement du fluide au sein du réservoir et durant sa production. Grâce aux équations d'état adaptées, telles que celles de Van der Waals, Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong et Peng-Robinson, il est possible de modéliser avec une grande précision les caractéristiques du fluide sous différentes conditions de pression et de température.

L'application de méthodes expérimentales telles que l'étude à masse constante, l'étude différentielle à volume constant, les tests de flash et de recombinaison, permet de collecter des données cruciales sur la composition du fluide, la pression de rosée, le facteur

Chapitre II : Réservoirs du Gaz à Condensat : Caractéristiques et Comportement

de compressibilité et le comportement multiphasique du fluide. Ces informations sont indispensables pour anticiper les pertes en condensat, optimiser la récupération des hydrocarbures et mieux comprendre le phénomène de condensation rétrograde dans le réservoir.

En somme, l'étude PVT est un outil fondamental dans la gestion des réservoirs à gaz à condensat, permettant de mieux comprendre, prédire et contrôler les conditions de production pour maximiser l'efficacité du champ.



***Introduction Conclusion et
recommandations***

Conclusion générale

L'évaluation d'un gisement de gaz à condensation constitue une étape cruciale dans la planification et la gestion optimale de la production. À travers ce travail, nous avons pu mettre en œuvre une méthodologie intégrée combinant l'analyse PVT, la modélisation de puits et l'approche volumétrique et matérielle pour estimer les réserves du réservoir étudié.

L'utilisation des logiciels PVTp, PROSPER et MBAL s'est révélée complémentaire et efficace. PVTp nous a permis de caractériser précisément les propriétés des fluides, indispensables à une modélisation réaliste. Grâce à PROSPER, nous avons pu simuler le comportement des puits en tenant compte des variations de conditions opératoires, tandis que MBAL a permis une analyse dynamique et historique des performances du réservoir via les bilans de matière.

Les résultats obtenus dont un facteur de récupération de 88 % avec un plateau de 12 ans ont permis non seulement d'estimer les réserves initiales récupérables, mais aussi d'évaluer le comportement futur du gisement en fonction de différents scénarios de développement. Cette approche intégrée, basée sur des outils numériques reconnus dans l'industrie pétrolière, offre un cadre rigoureux et reproductible pour la prise de décision technique et économique.

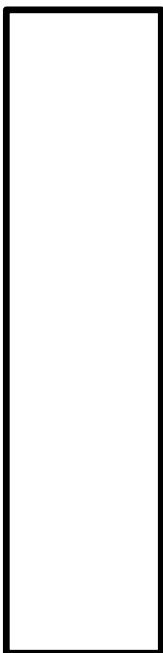
Enfin, cette étude met en lumière l'importance d'une bonne qualité de données, d'une intégration cohérente entre les différentes disciplines de l'ingénierie de réservoir, et de l'utilisation judicieuse des outils de simulation pour maximiser la récupération tout en optimisant les coûts.

Recommandations

Les recommandations qui peuvent être abordées dans ce travail sont :

1. Actualiser régulièrement les données PVT et de production, en particulier dans les phases avancées de déplétion, afin d'ajuster les modèles et les prévisions.
2. Intégrer une modélisation géologique plus détaillée, notamment à travers des simulations statiques et dynamiques couplées, afin de mieux capturer l'hétérogénéité du réservoir.
3. Effectuer une analyse économique couplée aux simulations de production, pour évaluer la rentabilité des différents scénarios de développement.
4. Explorer l'application de techniques EGR (Enhanced Gas Recovery), comme l'injection de gaz (CO₂, N₂, ou lean gas), dans les cas où le potentiel de récupération additionnelle est significatif.
5. Renforcer la synergie entre les disciplines géoscientifiques et d'ingénierie, en mettant en place une approche collaborative continue entre les équipes de réservoir, forage, production et économie.

La mise en œuvre de ces recommandations contribuera à une meilleure valorisation des ressources du gisement, tout en assurant une exploitation durable et économiquement optimale



Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] SEFE, Securing Energy For Europe GmbH, entreprise internationale de l'énergie. B.A.-BA : les condensats de gaz naturel
- [2] Fevang, Ø., & Whitson, C. H. (1996). *Modeling Gas-Condensate Deliverability*. SPE Reservoir Engineering, 11(4), 221-230. Society of Petroleum Engineers. SPE 30714
- [3] Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2nd ed.). Prentice Hall
- [4] Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- [5] Whitson, C. H., & Brulé, M. R. (2000). *Phase Behavior*. SPE Monograph Series, Vol. 20. Society of Petroleum Engineers.
- [6] Danesh, A. (1998). *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. Elsevier.
- [7] Pedersen, K. S., & Christensen, P. L. (2007). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. CRC Press.
- [8] *Robust and efficient determination of saturation pressure from constant-mass expansion data – AIChE Journal*
- [9] Okuno, R. et al. (2021). Constant volume depletion simulation for compositional modeling of retrograde condensation in gas-condensate reservoirs, SPE Journal.
- [10] Flow Behavior of Gas-Condensate Wells", M.S. thesis, Chunmei Shi, June 2005.
- [11] Mansour et al. (2019) – *Gases Reservoirs Fluid Phase Behavior*, IntechOpen
- [12] Craft, B.C., & Hawkins, M.F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 2nd Edition. Prentice Hall
- [13] Mattar, L. (2002). *Gas Material Balance Using Havlena-Odeh Method*. SPE Paper 84361..
- [14] SPE Paper 3527 – *The Effectiveness of Lean-Gas Cycling for Condensate Reservoirs*, Society of Petroleum Engineers.