

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

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA- BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME :

MASTER

Présenté par :

MESSOUS Hadjer

TAMALT Fatiha

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des Hydrocarbures

Thème :

**Optimisation du plan de développement de la structure
d'IRHAREN**

Devant le jury :

ZERRAIBI Nourredine	Professeur	UMBB	Président
BENYOUNES Khaled	Maitre de conférences A	UMBB	Rapporteur
SAIFI Redha	Maitre Assistant A	UMBB	Examineur
BAHNOUS Dounia	Maitre Assistant A	UMBB	Examineur
MALLEK Hacene	Ingénieur Production	SH/Exploration	Examineur

Année Universitaire : 2016/2017

Résumé

L'élaboration d'une stratégie de développement pour un gisement de gaz est une tâche délicate adoptée par les investisseurs pétroliers. L'objectif est d'implanter plus de puits de gaz, mais un nombre optimale de puits en bon emplacement réduit les coûts économiques et maximise la production et le taux de récupération.

Notre travail consiste au premier lieu à optimiser l'emplacement des puits dans la structure d'IRHAREN à l'aide d'une propriété créée qui permet de visualiser les zones à fort volume de gaz en place. Puis dans le but d'optimiser le nombre de puits à implanter, on développe plusieurs scénarios : un cas de base avec 3 puits, un scénario 1 avec 5 puits, un scénario 2 avec 7 puits, un scénario 3 avec 9 puits, et un scénario 4 avec 11 puits nombre. Enfin on applique une fracturation sur le scénario optimale afin de montrer son intérêt.

Une étude économique est réalisée sur les résultats obtenus pour trois différents prix de gaz (3\$/MMBtu, 5\$/MMBtu et 9\$/MMBtu), dans l'intérêt de choisir le scénario le plus rentable (un délai de récupération le plus court et une VAN la plus élevée), ainsi que le plus stable par rapport à la volatilité du prix de gaz.

Abstract

Establishing a development strategy for a gas field is a delicate task for oil and gas investors. The goal is to install more gas wells, but an optimal number of wells in good location reduces economic costs and maximizes production and recovery.

Our work consists of the optimization of well's location in the IRHAREN structure, using a created property that allows to visualize the zones with high volumes of gas in place. Then, in order to optimize the number of wells to be implanted, several scenarios are developed: a base case with 3 wells, scenario 1 with 5 wells, scenario 2 with 7 wells, scenario 3 with 9 wells, and scenario 4 with 11 wells number. Finally, a stimulation is applied on the optimal scenario in order to show its interest.

An economic study is carried out on the results obtained for three different gas prices (3 \$/MMBtu, 5 \$/MMBTU and 9 \$/MMBtu), in order to choose the most profitable scenario (a shorter POT and a higher NPV), as well as the most stable in front of the gas price volatility.

Dédicace

Je dédie ce mémoire

À ma mère,

Qu'elle m'a donnée la tendresse, l'amour et le courage pour réussir. Tout ce que je peux t'offrir ne pourra exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte.

En témoignage, je t'offre ce modeste travail pour te remercier pour tes sacrifices et pour l'affection dont tu m'as toujours entourée.

À mon père,

L'épaule solide, l'œil attentif, compréhensif et la personne la plus digne de mon estime et de mon respect.

Aucune dédicace ne saurait exprimer mes sentiments, que Dieu te préserve et te procure santé et longue vie.

À mes chères frères Ahmed et Youcef et à mes chères sœurs Samiha et Khadidja et Maria à qui je souhaite beaucoup de réussite et de bonheur.

À toute la famille MESSOUS grands et petits, qu'elle trouve ici l'expression de mes sentiments les plus dévoués et mes vœux les plus sincères.

À mon fiancé HICHAM et à toute la famille Beloucif.

À ma deuxième famille Brahimi, À toute la famille Messaoudi.

À mon cher binôme et amie Fatima qui m'a encouragée à tout moment.

À mes amies, en particulier Sabrina, Meriem et Khadidja.

À tous mes amis de l'INH en particulier Amina, Fatima, Asma, Hadjer,

Salima à qui je souhaite tout le succès, pour l'amitié qui nous a toujours unis.

À toute personne que j'aime,

Que Dieu le tout puissant vous préserve tous et vous procure sagesse et bonheur.



Dédicace

Je dédie ce mémoire

À mes chers parents Mohamed & Zahira,

C'est grâce à votre amour, votre immense affection, vos encouragements, la confiance que vous m'avez accordée ainsi qu'à vos innombrables sacrifices que j'arrive aujourd'hui au terme de ce travail.

J'espère que vous y trouverez le témoignage de ma profonde reconnaissance et de mon éternel attachement.

À tous mes frères et mes sœurs, spécialement à ma chérie Fatima Zahra qui était et est toujours ma lueur d'espoir.

À ma chère cousine Assia qui n'a jamais hésité à m'aider par tous les moyens.

Ainsi que tous les membres de ma famille petits et grands.

Au meilleur binôme de tous les temps Hadjer pour les bons et les mauvais moments que nous avons partagés ensemble.

À mes amies, en particulier Fatima, Warda, Zineb, Nina et Amina.

À mes amies de l'INH Asmaa, Amina et Soumia, à qui je souhaite tout le succès, pour l'amitié qui nous a toujours unis.

À toute personne que j'aime,

Je dédie ce travail, espérant avoir répondu à leurs souhaits de me voir réussir.

TAMALT FATIHA



Remerciement

Nous remercions tout d'abord, ALLAH le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force, la patience et le courage d'accomplir ce Modeste travail.

Aux termes de ce travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à notre encadreur Mr .BEN'YOU'NES qui s'est toujours montré à l'écoute tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'aide et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer et sans qui ce mémoire n'aurait jamais pu voir le jour.

Nos vifs remerciements à notre Co-encadreur Mr.LARACHICHE Nassim pour la confiance, la patience et tout le temps qui nous a consacré, ainsi que pour ses bonnes explications qui nous ont éclairé le chemin de la recherche, et qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port.

Nous remercions le personnel de la Direction Générale de Sonatrach qui nous a accueillies chaleureusement, en particulier le personnel de la division association pour leurs conseils, leurs encouragements, leur confiance et leur bonne humeur.

Nous tenons à remercier également tous les membres de jury pour avoir accepté de présider au jugement du présent travail.

Nous remercions l'ensemble des enseignants qui ont contribué à notre formation tout au long de notre cursus universitaire.

Enfin nous sommes profondément reconnaissantes à tous ceux qui ont contribué à rendre notre mémoire de fin d'étude possible. Porté par la contribution des autres, nous sentons ramenées à notre juste mesure, et notre sentiment celui qu'exprimait Albert Einstein : «

Chaque jour je me souviens que ma vie intérieure et extérieure est basée sur les travaux d'autres hommes, vivants et morts, et que je dois m'employer à donner à mesure de ce j'ai reçu et je reçois toujours ». Il en est ainsi de ce modeste travail. Il n'aurait pu être réalisé sans l'aide de nombreuses personnes auxquelles nous vouons une profonde gratitude.

Liste des abréviations

Alphabet	Abréviations	Significations
C	CAPEX	Capital expenditure
G	GWC	Gas water contact
I	IMPES	Implicit Pressure Explicit Saturation
	IP	Indice de profitabilité
M	MDT	Modular formation dynamics tester
O	OPEX	Operational expenditure
P	POT	Pay Out Time
	PORV	le volume des pores modifier
R	RMN	Résonance magnétique nucléaire
S	SCAL	Special Core Analysis
	CCAL	Conventional Core Analysis
T	TCF	Trillion cubic feet
	TRANX	la transmissibilité dans la direction X modifié
	TRANY	La transmissibilité dans la direction Y modifié.
	TRANZ	La transmissibilité dans la direction Z modifié
V	VLP	Vertical lift performance
	VAN	Valeur actuelle nette
	VFP	Vertical Flow Performance
	VSP	Vertical seismic profil

Chiffres	Abréviations	Significations
1	2D	Deux dimensions.
2	3D	Trois dimensions.

Indices	Significations
α	Taux d'actualisation
B	fraction molaire de H ₂ S dans le mélange gazeux.
B _w	Facteur volumétrique de l'eau.
B _g	Facteur volumétrique
CF _{actualisé}	Cash-flow actualisé en (MM\$).
C _g	La capacité calorifique du gaz (MMBTU/sm ³).
C _r	coefficient de compressibilité de la roche
C _w	: coefficient de compressibilité de l'eau.
C _g	coefficient de compressibilité de gaz
C _t	Coefficient de compressibilité totale (Bar ⁻¹).
C _{pr}	est appelée la compressibilité pseudo-réduite.
D	Les dépenses totales actualisées (MM\$)
E _g	facteur d'expansion de gaz
I ₀	investissement initial en (MM\$).

J, K	Paramètres de corrélation de Stewart-Burkhardt-Voo, R°/psia
$\bar{K}$	Perméabilité absolue.
K_{rw}	Perméabilité relative du l'eau (%)
K_{rg}	Perméabilité relative du gaz (%)
K_x	Perméabilité suivant la direction x
MW _a	le poids moléculaire apparent
MW _i	est le poids moléculaire du composant i.
N _C	est le nombre des composants
N(i)	année à partir de laquelle on commence à rentabiliser
P _g	Le prix d'un million de BTU (\$/MMBTU).
Pcc	la pression maximale d'équilibre-2phases (circondenbar).
P _{pc}	pression pseudo-critique, psi.
P _{pr}	pression pseudo-réduite, psi.
P _{Ci}	la pression critique d'i eme constituant
P' _{pc}	Pression pseudo-critique corrigé, (psia).
(P _c) _{C7+}	pression critique C7+.
P _C	Pression capillaire
q_g	Débit de gaz produit
q_w	Débit d'eau produit (sm ³ /jrs)
R	Les recettes totales actualisées (MM\$).
S _w	Saturation de l'eau
S _g	Saturation de gaz

T_{cc}	Température cricondentherme (°R)
T_{Ci}	la température critique d'ieme constituant
T'_{pc}	Température pseudo-critique corrigé, (°R)
$(T_c)_{C7+}$	température critique du C7+.
V_g	Vitesse du gaz (m/s)
$(V)_{P,T}$	volume de gaz à la pression P et la température T,ft ³ .
V_{sc}	volume de gaz dans les conditions normales.
$V_g(i)$	Le volume du gaz produit à l'année i (sm ³).
y_{C7+}	fraction molaire de la composante heptanes-plus
Z	facteur de compressibilité du gaz
μ	est la viscosité dynamique du composant i
μ_{N2}	viscosité du gaz N2
μ_{CO2}	viscosité du gaz CO2
μ_{H2S}	Viscosité du gaz H2S
$\mu_{1uncorrected}$	viscosité du gaz.
μ_1	viscosité du gaz corrigé.
γ_g	La densité de gaz.
λ_g	La mobilité de gaz
λ_w	La mobilité de l'eau.
ϕ_g	Potentiel de gaz

Liste des figures

Fig I.1 : Périmètre Timimoun.....	3
Fig I.2 : Travaux de Recherche, Délinéation et Dépense.....	4
Fig I.3 : Plan de Position de Timimoun.....	5
Fig I.4 : Surface d'Exploitation Timimoun Centre.....	6
Fig I.5 : Stratigraphie et évènements structuraux.....	8
Fig I.6 : Caractérisation des réservoirs par la perméabilité et la porosité.....	13
Fig I.7 : Réservoirs conventionnels et inconventionnels.....	14
Fig I.8 : Comportement Fracturation Naturelle et Contraintes Actuelles.....	15
Fig II.1 : Diagramme de phase d'un gaz sec.....	18
Fig II.2 : Diagramme de phase d'un gaz humide.....	18
Fig II.3 : Diagramme de phase d'un gaz à condensât.....	19
Fig II.4 : La masse volumique du gaz en fonction de la pression.....	22
Fig II.5 : La Compressibilité du gaz en fonction de la pression.....	23
Fig II.6 : Le facteur volumétrique de gaz.....	24
Fig II.7 : La Viscosité du gaz en fonction de la pression.....	26
Fig II.8 : Le facteur de compressibilité du gaz en fonction de la pression.....	28
Fig II.9 : Méthode de la plaque poreuse.....	30
Fig II.10 : Description de la méthode centrifuge.....	31
Fig II.11 : Méthode de l'injection de mercure.....	31
Fig II.12 : La pression capillaire en fonction de la saturation en eau.....	32

Fig II.13 : Les perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau.....	33
Fig II.14 : Les perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz.....	34
Fig II.15 : Pression capillaire et perméabilités relatives dans le réservoir Praguien Irharen...	35
Fig III.1 : Illustration du modèle réservoir.....	36
Fig III.2 : Corner point et block centered géométrie.....	39
Fig III.3 : Schéma implicite.....	47
Fig III.4 : Section du fichier Data pour Eclipse100.....	48
Fig IV.1: Carte de qualité au toit du réservoir et au travers la profondeur.....	55
Fig IV.2 : Algorithme d'optimisation de nombre de puits.....	57
Fig IV.3 : Implantation des puits dans le cas de base.....	57
Fig IV.4: La production cumulée de gaz et le débit de gaz sur champ pour le cas de base....	58
Fig IV.5: Évolution de la production cumulée de gaz par puits.....	58
Fig IV.6 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champ pour le cas de base.....	59
Fig IV.7: Évolution des pressions moyennes du réservoir pour le cas de base.....	59
Fig IV.8 : Implantation des puits de scénario1.....	60
Fig IV.9: La production cumulée de gaz et le débit de gaz sur champs pour le scénario 1.....	61
Fig IV.10: Évolution de la production cumulée d'eau sur champs pour le scénario 1.....	61
Fig IV.11 : Evolution de la pression moyenne du réservoir pour le scénario1.....	62
Fig IV.12 : Implantation des puits de scénario2.....	62
Fig IV.13: La production cumulée de gaz et le débit de gaz sur champs pour scénario2.....	63
Fig IV.14 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champs pour le scénario2.....	63

Fig IV.15 : Evolution de la pression moyenne du réservoir pour le scénario2.....	64
Fig IV.16 : Implantation des puits de scénario3.....	64
Fig IV.17: La production cumulée de gaz et le débit de gaz et sur champ pour le scénario3.	65
Fig IV.18 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champ pour le scénario3.....	65
Fig IV.19: Evolution de la pression moyenne du réservoir le scénario3.....	66
Fig IV.20: Implantation des puits de scénario4.....	66
Fig IV.21: La production cumulée de gaz et son débit sur champ pour le scénario4.....	67
Fig IV.22 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champ pour le scénario4.....	67
Fig IV.23: Evolution de la pression moyenne du réservoir pour le scénario4.....	68
Fig IV.24: Production cumulée de gaz de chaque nombre de puits.....	68
Fig IV.25: La pression moyenne pour chaque nombre de puits.....	69
Fig IV.26: La production cumulée en fonction de nombre de puits.....	70
Fig IV.27 : Le gain de production de chaque scénario en fonction de nombre de puits.....	70
Fig IV.28: La production cumulée de gaz avec fracturation et sans fracturation.....	72
Fig IV.29: Pressions moyennes de réservoir cas naturel et cas avec stimulation.....	72
Fig IV.30: Évolution de facteur de récupération pour le scenario 2 sans et avec fracturation.	73
Fig V.1 : Le délai de récupération pour le cas de base avec les 3 prix.....	77
Fig V.2: Le délai de récupération pour le scénario 1 avec les 3 prix.....	77
Fig V.3: Le délai de récupération pour le scénario 2 avec les 3 prix.....	78
Fig V.4 : Le délai de récupération pour le scénario 3 avec les 3 prix.....	78

Fig V.5: Le délai de récupération pour le scénario 4 avec les 3 prix.....	79
Fig V.6: Le délai de récupération pour le scénario 5 avec les 3 prix.....	80
Fig V.20: La VAN des 6 scénarios pour les 3 prix estimé du gaz.....	80
Fig V.21: L'Indice de Profitabilité des 6 scénarios pour les 3 prix du gaz.....	81
Fig V.22 : Le délai de récupération des 6 scénarios pour les 3 prix du gaz.....	81

Liste des tableaux

Tab I.1 : coordonnées de périmètre du permis Timimoun.....	5
Tab I.2 : propriétés des réservoirs dévonien inférieur.....	10
Tab I.3 : volume d'hydrocarbures estimé.....	12
Tab II.1 : Composition chimique du gaz.....	18
Tab IV.1 : les résultats du champ pour le cas de base.....	59
Tab IV.2 : Les résultats de champ pour tous les scénarios.....	68
Tab A.1 : Les propriétés de gaz en fonction de la pression.	
Tab A.2 : Les perméabilités relatives en fonction de saturations S_g et S_w .	
Tab A.3 : La pression capillaire en fonction de saturations S_g et S_w .	
Tab B.1 : Modèle économique du scénario 2 pour un prix de 3\$/MMBtu	
Tab B.2 : Modèle économique du scénario 2 pour un prix de 5\$/MMBtu	
Tab B.3 : Modèle économique du scénario 2 pour un prix de 9\$/MMBtu	

Table de matières

Résumé	
Abstract	
Dédicace	
Remerciement	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction	1
Chapitre I : présentation de champ de Timimoun	3
1. Introduction	3
1.1 .Phase d’exploration	3
2.1 Phase de développement	4
2. Situation géographique	4
3. La géologie de gisement de Timimoun	6
3.1 .Bassin de Timimoun	6
3.2 .Aspect structural	7
3.3 .Aspect stratigraphique	7
4. Système gazéifié	10
4.1 .Roche mère	10
4.2 .Roche réservoir	11
4.3 .Roche couverture	11
4.4 .Différents types de pièges	11
5. Potentiel Pétrolier	11
6. Réservoirs gréseux « tight gas reservoir »	12
7. Fractures naturelles dans les réservoirs dévoniens (Bassin Timimoun)	14
8. Conclusion	15

Chapitre II : Etude PVT et SCAL	17
I. Introduction.....	17
II. Etude PVT.....	17
1. Généralité sur les gisements de gaz.....	17
1.1. Gisement d'un gaz sec.....	17
1.2. Gisement d'un gaz humide.....	18
1.3. Gisement de gaz à condensat.....	19
2. propriétés de gaz du gisement.....	20
2.1. Composition chimique.....	20
2.2. Densité	21
2.3. Masse volumique.....	22
2.4. Compressibilité de gaz nature.....	22
2.5. Facteur volumétrique de gaz.....	24
2.6. Facteur d'expansion du gaz.....	25
2.7. Viscosité.....	25
2.8. Facteur de compressibilité.....	26
3. Récapitulatif étude SCAL.....	28
III. Etude SCAL.....	29
1. Tension interfaciale.....	29
2. Mouillabilité et pression capillaire.....	30
3. Perméabilité Relative.....	32
4. Récapitulatif	34
Chapitre III : Simulation du réservoir	36
1. Introduction.....	36
2. Modèle numérique.....	37
2.1. Types du modèle numérique.....	37
2.2. But du modèle numérique de simulation dans ce travail.....	38
3. Structure générale du modèle Réservoir.....	40
4.1. Identification de modèle.....	40
4.2. Modèle géologique.....	40
4.3. Données sur les propriétés de fluide (PVT).....	40
4.4. Données sur les propriétés de fluides rocheux.....	40
4.5. Section des données de puits.....	40

4.6. Les données de sortie (Output data).....	40
4. Etude de modèle black oil.....	41
4.1 .Modèle mathématique.....	41
4.2 .Principe de la méthode des différences finie.....	45
4.3 .Procédure IMPEX.....	46
4.4 .Résolution numérique du système d'équation.....	47
5. Introduction sur Eclipse.....	47
5.1. Montage de modèle dynamique.....	48
5.2. Preparation du fichier .DATA.....	49
Chapitre IV : Développement de la structure d'Irharen.....	53
1. Introduction.....	53
2. Présentation de la stratégie de développement.....	53
3. Déroulement des scénarios.....	55
3.1. Cas de base.....	57
3.2. Scénario 1.....	60
3.3. Scénario 2.....	62
3.4. Scénario 3.....	64
3.5. Scénario 4.....	66
4. Interprétation des résultats.....	70
5. Simulation d'un scénario avec fracturation des puits.....	71
Chapitre V : Etude économique.....	74
1. Introduction.....	74
2. Critère d'évaluation d'un projet.....	74
2.1.Valeur actuelle nette.....	74
2.2.Indice de profitabilité.....	76
2.3.Délai de récupération.....	76
3. Partie calculs.....	76
3.2.Hypothèses de calculs.....	76
3.3.Résultats et interprétation.....	76

Conclusion et Recommandation.....	83
--	-----------

Bibliographie

Annexes

Introduction

Introduction

La caractérisation des réservoirs tight gaz constitue un énorme challenge pour les spécialistes de réservoir engineering, ils visent à maîtriser la distribution des propriétés structurales et pétrophysiques et à pouvoir comprendre et prévoir l'écoulement des fluides qui renferment ce type de réservoir ainsi que leurs comportements futurs. Pour réaliser cette caractérisation, ces spécialistes ont recours à la simulation qui est un outil utilisé pour étudier les résultats d'un phénomène sur un réservoir sans réaliser l'expérience sur le réservoir réel, elle combine la physique, les mathématiques, le réservoir engineering et la programmation informatique afin de développer un simulateur, ce dernier permet de construire un modèle réservoir qui sert à prévoir les récupérations dans un réservoir sous des conditions opérationnelles variables.

La caractérisation de réservoir permet de réaliser le plan de développement d'un champ, qui est l'ensemble des activités réalisées sur un gisement afin de fournir un plan optimum qui permet d'optimiser la stratégie d'exploitation des hydrocarbures. Le plan de développement est caractérisé par le nombre et l'emplacement optimaux des puits à forer, les techniques de récupération et d'extraction d'hydrocarbures qui se trouve dans la roche réservoir, ainsi que le type et le coût des installations d'exploitation. L'optimisation de ce plan nécessite généralement nombreuses évaluations des variables de décision telles que ; la distribution des propriétés du réservoir (porosité, perméabilité et saturation des hydrocarbures), les limites de production et d'injection, et la capacité de traitement au niveau de surface.

Le besoin à la simulation numérique des réservoirs pétroliers apparait de fait que dans un processus de récupération d'hydrocarbures un investissement important est impliqué, donc les risques associés au plan de développement choisi doivent être minimisés. Les facteurs contribuant à ces risques sont : La complexité des réservoirs à cause des propriétés hétérogènes anisotropes des roches, les variations régionales des propriétés des fluides et des caractéristiques de la perméabilité relative, la complexité des mécanismes de récupération des hydrocarbures, et l'application des méthodes prédictives avec des limitations qui peuvent les rendre inappropriées.

Dans cette étude, le but principal est de concevoir un plan de développement (emplacement et nombre de puits) du réservoir Praguien de la structure Irahren du champ Timimoun, et de prévoir l'évolution des différents indices d'exploitation.

Afin d'atteindre cet objectif, la connaissance d'un ensemble d'information sur la géologie, la sismique, la diagraphie s'avère plus que nécessaire. Ces informations sont obtenues à partir des études géologiques et géophysiques du réservoir considéré.

Pour réaliser notre étude on a commencé par une présentation de la région Timimoun et les conditions géologiques dans lesquels le gisement s'est formé, ainsi que les principaux accidents qu'il a connus, et ça à travers le Chapitre I qui comporte aussi une brève description des réservoirs tight gaz et l'intérêt des fractures dans la production de comme ce genre de réservoir. On consacre Chapitre II pour une Etude PVT et SCAL, qui nous informera sur le changement des propriétés du gaz, et de la roche en fonction de la pression et de la saturation. Le Chapitre III inclut la simulation de réservoir par ECLIPSE100, décrivant en générale le déroulement de la simulation pour réaliser un modèle dynamique qui sert à déterminer la distribution de la pression et la saturation du gaz en utilisant le modèle BLACK OIL. Ensuite, on traite la stratégie de développement de la structure Irharen dans le Chapitre IV pour sélectionner le nombre de puits à implanter ainsi que leurs emplacements en se servant d'une approche simulation et une méthodologie d'optimisation, une fois on a sélectionné un scénario on le traite avec la stimulation pour montrer l'utilité de la fracturation, ainsi on choisit le meilleur scénario sélectionné techniquement. On consacre le Chapitre V à une étude économique où les résultats de la simulation seront mis à une évaluation économique pour différents prix de gaz afin de pouvoir choisir le meilleur scénario rentable et stable par rapport à la fluctuation du prix de gaz. On terminera par une Conclusion et une recommandation.

Chapitre 1 :
Présentation du
champ Timimoun

1. Introduction

Le champ de Timimoun se trouve dans la partie centre-occidentale du Sud algérien (**Fig I.1**), il couvre une superficie de plus de 13250 km² et constitue l'un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec.

C'est un champ de "tight gas", il est considéré ainsi car ses caractéristiques pétrophysiques sont médiocres ($K < 1$ mD et $\Phi < 5\%$) mais qui renferme quelques niveaux appelés "Sweet spots" qui représentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques ($K > 10$ mD et $\Phi > 7\%$).

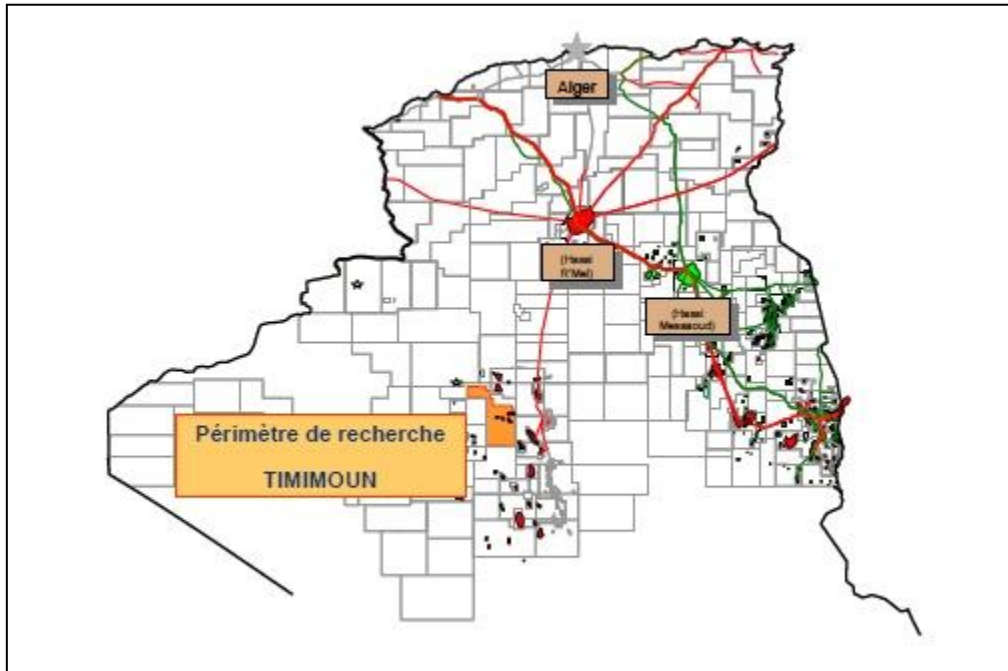


Fig I.1 : Périmètre Timimoun (Timimoun - Rapport Définitif de Découverte-2009).

Le groupement Timimoun est passé par différentes phases qui se résument dans (**Fig I.2**).

1.1.Phase d'exploration

Le premier puits d'appréciation (IR4 le 15 Avril 2004) a été foré sur la structure Irharen, prouvée à gaz sec dans les réservoirs de Dévonien inférieur (Emsien, Praguien et Lochkovien). L'effort de prospection et d'exploration engagé par la Sonatrach dans la région est de 20 puits, qui ont révélé les structures suivantes : Afflisses, Abiod, Barouda et Barouda nord, Hassi Yakour et Irharen d'une autre part, les découvertes de l'association Timimoun ont révélé les structures de Hassi Madjid et Irharen Sud. La phase de recherche a été traitée par le groupement avec un montant de 198M\$ en deux parties :

- *La première partie de Recherche (janvier 2003-décembre 2005):*

Cette partie s'est limitée à des sismique 2D ainsi que le forage de deux puits de délinéation

(IR 4, IR 5), qui leurs a coûté 76M\$ au total.

– La deuxième partie de Recherche (Janvier 2006-Décembre 2007):

Les travaux réalisés dans cette phase sont : le forage de 4 puits (2 puits d'exploration MJB3, IRS1 et 2 puits délinéation HYR3, ORR1) ainsi que des travaux acquisition sismique 2D et 3D (acquisition+ traitement), avec un coût de 121 M\$.

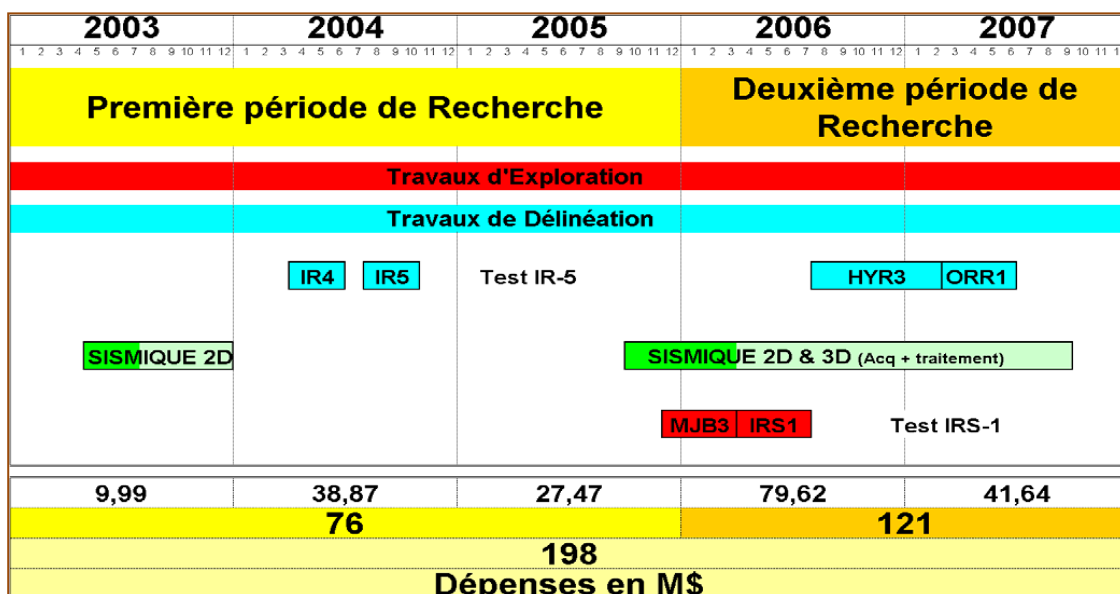


Fig I.2 : Travaux de Recherche, Délinéation et Dépenses (Timimoun - Rapport Définitif de Découverte-2009)

1.2.Phase de développement

La prévision sur la production commerciale de gaz naturel de Timimoun était 1.6 milliards m³/an en plateau.

Le plan de développement de projet a prévu de mettre en production 8 structures sur une étendue de 2500 km² avec un forage de 37 puits d'une production de 5Ms m³/jour de gaz brut 350 j/an pendant 7ans, le démarrage de production était prévu le 01/03/2018 par la production de 14 puits au total.

Le groupement TIMIMOUN opère sur les blocs 325a & 329. Un accord de commercialisation confie au groupe algérien la vente de la totalité du gaz produit. Le projet est détenu par le groupement Timimoun, et compte les trois géants pétroliers selon les parts suivantes : 51% pour Sonatrach, 37, 75% pour le Français Total et 11, 25% pour l'Espagnol Cepsa.

2. Situation géographique

La dépression de Timimoun se situe dans la wilaya d'Adrar à 1000 km (vol d'oiseaux) au sud-ouest d'Alger et 1214 km (par voiture) dans la chaîne d'Ougarta.

Le périmètre délimitant le champ est donné par (**Fig I.3**).

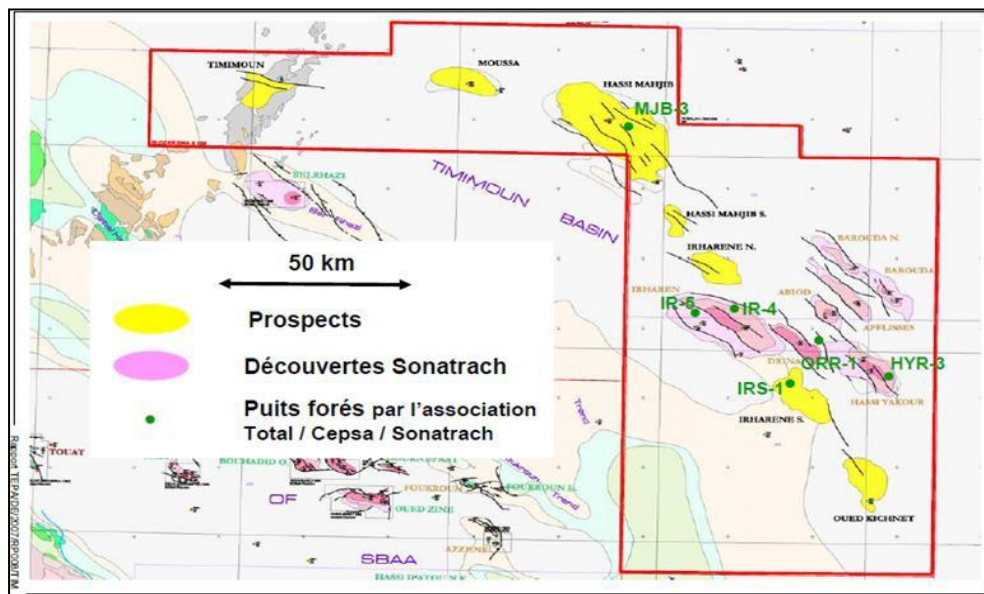


Fig I.3 : Plan de Position de Timimoun (Timimoun - Rapport Définitif de Découverte-2009)

Le périmètre est assuré par les points de coordonnées cartésiennes de (**Tab I.1**).

Tab I.1 : Coordonnées de périmètre du permis Timimoun.

	X (mètres)	Y (mètres)
A	184116.09	3239809.39
B	240837.10	3238377.07
C	241047.61	3247614.85
D	309039.08	3246267.31
E	308574.82	3218561.46
F	337780.04	3218111.19
G	337649.61	3208876.93
H	370123.22	3208464.67

I	368792.01	3088438.98
J	294972.43	3089469.78
K	297053.43	3209521.24
L	183349.95	3212088.86

3. Géologie du Gisement Timimoun

3.1. Bassin de Timimoun

Toutes les accumulations qui ont été localisées sont situées sur le vaste plateau de Tademaït, à une altitude comprise entre 400 et 600 mètre environ. La partie centrale légèrement, plus basse que le reste de plateau, est la zone de convergence des oueds Afflisses, Orreïd, Abiod et Teslaouine. Selon les rapports de terrain, On y remarque aux points les plus bas de larges étendues blanches de gypse liées à l'évaporation de ces oueds. Une petite marche de 10 à 30 mètres marque à l'ouest de l'oued Orreïd le passage vers la zone d'Irharen légèrement plus élevée. Sur l'Est la zone très plate des oueds est limitée par des falaises de 100 à 200 mètres, très découpées dans une table d'une altitude voisine de 600 mètres. On distingue 8 principales structures d'elongation plissée hors de la phase Hercynienne au Permien Supérieur.

Le dévonien inférieur qui se compose de l'Emsien, du Praguien et du Lochkovien constitue la zone principale productive. Ces séries siliciclastiques sont datées d'environ 400 millions d'années. La surface d'exploitations de ces réservoirs est montrée dans la figure (Fig I.4).

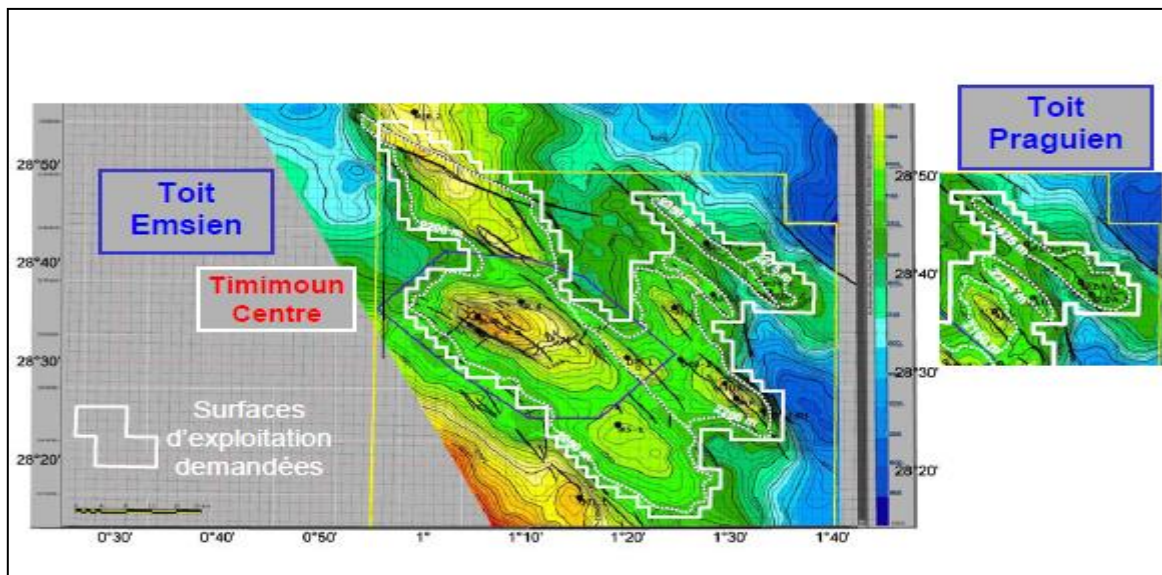


Fig I.4 : Surface d'Exploitation Timimoun Centre (Timimoun - Rapport Définitif de Découverte-2009)

3.2.Aspect Structural

L'évolution tectonique du Sahara algérien est assez bien connue. En ce qui concerne le bassin de Timimoun, il est situé dans un contexte structural complexe, son élément structural majeur dépassant les 600 km. Cet élément a subi à plusieurs reprises des contraintes orogéniques et des déformations notables (Heybroek) que ce soit des déformations cassante (faille) ou bien des déformations souple (comme les plis: soit anticlinal ou synclinal), qui sont à l'origine du l'anticlinal du champ de Timimoun.

L'histoire du bassin peut être regroupée en trois grandes périodes :

- La période anté-discordance Hercynienne.
- La période Hercynienne.
- La période post-discordance Hercynienne.

Les séries sédimentaires paléozoïques sont structurées en plis de grande longueur d'onde, d'axe N120° à N150°, affectées de failles de même direction. Les failles sont transgressives avec une composante inverse dessinant souvent des couloirs « effondrés » dans l'axe sommital des anticlinaux.

3.3.Aspect Stratigraphique

La stratigraphie actuelle présentée par la figure (**Fig I.5**) résulte d'une histoire géologique relativement complexe, aboutissant à la préservation de dépôts du Paléozoïque (Cambrien à Carbonifère) et du Mésozoïque (Crétacé) marqués par d'importantes discordances régionales. Ces dernières soulignent les réarrangements de plaques (coulissage et collision entre l' « Afrique » et l' « Eurasie »).

Le bassin de Timimoun a vu ces phénomènes tectoniques globaux amplifiés par la réactivation périodique de la structure panafricaine cambrienne qui sépare le craton algérien du craton ouest-africain.

Le groupement Timimoun s'intéresse particulièrement au Dévonien inférieur car ses niveaux constituent les principaux réservoirs productifs, c'est donc sur cette couche qu'on va focaliser le plus.

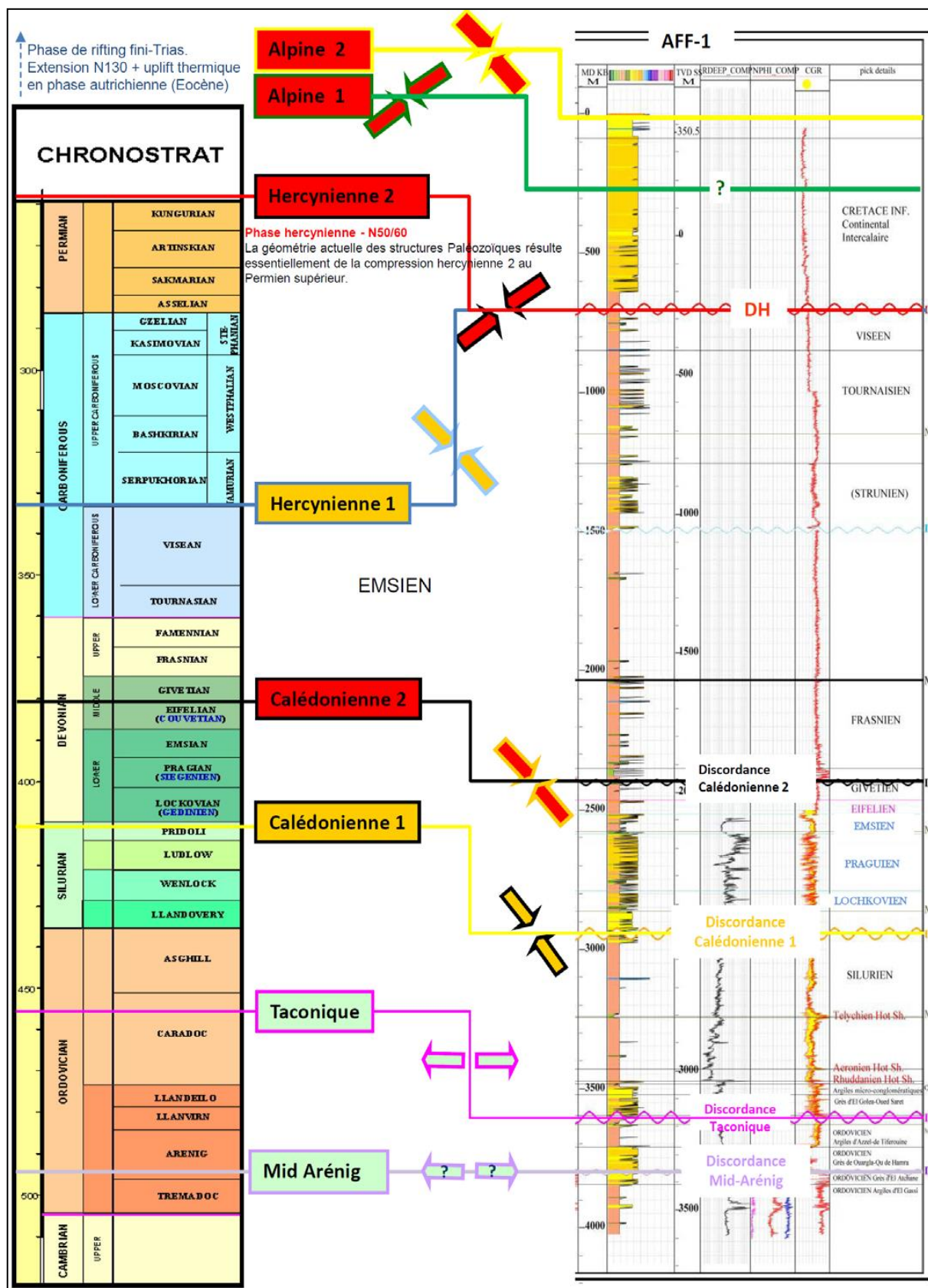


Fig I.5 : Stratigraphie et événements structuraux (Rapport d'implantation IRHAREN-6).

- **Les Séries Dévonien Inferieur De Bassin De Timimoun**

Dans le bassin de Timimoun, les dépôts de Lochkovien sont constitués d'une alternance de grés fins siltstones et d'argile à caractère marin prononcé.

La Parguien qui vient après est beaucoup plus riche en grés, et revêt un caractère tidal. A l'Emsien, une transgression s'amorce avec le dépôt d'argile plus franchement marine ponctué au sommet de l'intervalle d'une nouvelle « décharge » détritique (grés terminaux de l'Emsien).

Les intervalles gréseux de ces séries constituent les réservoirs principaux de périmètre de Timimoun. Ces séries ont été déposées sur les niveaux argileux du Silurien dans un système prograde vers le nord, avec passage des faciès fluviodeltaïques à des faciès marins peu profonds.

- **Réservoirs du Lochkovien**

Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grés métriques alternés avec des argiles. L'épaisseur des grés utile varie de 10 à 65 m. Les grés sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilo-siliceux. Les porosités varient de 10 à 15 %. L'environnement de dépôt et la relation chlorite/silice sont les facteurs principaux qui contrôlent les qualités des réservoirs.

- **Réservoirs du Praguien**

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluvatile avec des influences marines. Ces grés sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La porosité peut varier de 1 à 20 %. Les qualités réservoirs sont contrôlées par le rapport silice/chlorite.

Les grés de Praguien et du Lochkovien sont des quartz-arénites parfois sub-arkosiques. Les niveaux réservoirs convoités correspondent essentiellement à des « sweet spot », ces réservoirs potentiels sont constitués de grés très fins à fins à argiles diffuses. Quelques rares débris coquilliers et rares bioturbations sont observables. L'épaisseur peut varier de 5 m à 7 m et contient peu de ciment argileux. Le Praguien est caractérisé par un fort net-to-gross avec des réservoirs gréseux amalgamés verticalement.

- **Réservoirs de l'Emsien**

Ces grés présentent des caractéristiques pétro physique faible, particulièrement les perméabilités. Seules quelques mesures de porosité sont comprises entre 5% à IR-4 et 11% à

DRI-1, mais les perméabilités sont pour la plupart inférieures à 1mD.

L'Emsien est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement esturien. Ce réservoir est d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 mètres et la porosité est de l'ordre de 20% .les facteurs clés, pour ce réservoir, sont liées aux vallées incisées et au degré d'enfouissement des sédiments.

L'objectif des puits est de produire les réservoirs Emsien, Praguien, et Lochkovien de 7 structures se trouvant sur le permis de Timimoun.

50% du GIP sont dans des réservoirs avec un $K < 1$ md .Le total du GIP est de 38 Gm³ en 1P, 119 Gm³ en 2P et 340 Gm³ en 3P.

Les réservoirs sont situés dans le Dévonien inférieur avec les propriétés données par **Tab I.2**.

Tab I.2 : Propriétés des Réservoirs Dévonien Inferieur

	Porosité	Perméabilité
Emsien	6 -12%	1-10 md
Praguien	3 – 6%	0.01 – 1md
Lochkovien	2 – 4%	<1md

4. Système Gazéifié

Le système pétrolier du bassin de Timimoun est l'un des plus importants au regard des réserves de gaz. En effet, à l'exception de la contribution du gisement de Hassi R'mel, le système pétrolier du bassin de Timimoun recèle environ 50 % du gaz découvert dans la province occidentale. Dans ce système on a la roche mère, la couverture, le piège, la génération et migration des hydrocarbures.

4.1.Roche mère

L'analyse des données géochimiques des différents puits de bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roches mères, dont les principaux sont les argiles à graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argileo-carbonatée du Givétien-Frasnien. Donc les principaux roches mères du système pétrolier du bassin de Timimoun sont les formations de Tannezzuft, ou ses équivalents latéraux (Silurien) et les mudstone du Dévonien moyen et supérieur (Makhous et al, 1997 et Boote et al, 1998).

4.2.Roche réservoir

Les principaux réservoirs productifs du périmètre de Timimoun sont constitués des grés du Dévonien inférieur (env.400 Millions d'années) : Emsien ,Praguien ,Lochkovien représentant une épaisseur cumulée d'environ 450 m.

4.3.Roche couverture

Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur .à l'échelle locale, les argiles du Dévonien inférieur, qui alternent avec les grés, particulièrement ceux du Lochkovien, constituent une couverture.

4.4.Différents types de pièges

La plupart des hydrocarbures découverts avant 1996 correspondaient à des anticlinaux de haute amplitude, affectés par des failles. Les accumulations des hydrocarbures dans un mélange de pièges (ceux qui sont à la fois structuraux et stratigraphiques). Le style de piège typique est représenté par des anticlinaux contenant les mudstones intraformationnels du Paléozoïque faisant office de couverture. Les autres types de pièges qui ont été prouvés ou potentiels comprennent les réservoirs scellés latéralement par des formations imperméables qui sont dus soit au développement de failles soit au changement de litho faciès. Les pièges potentiels se situent au-dessus des principaux roches réservoirs (Dévonien inférieur, Carbonifère inférieur) et se pincent sous les roches Mésozoïques et Cénozoïques dans la partie Nord du système pétrolier, cependant, les roches sus-jacentes ne présenteraient pas de couverture adéquate. La plupart des accumulations qui ont été découvertes sont du gaz et sont présentes dans la partie Sud de la province occidentale près du seuil de Djoua.

5. Potentiel Pétrolier

Les principaux réservoirs sont représentés par les séries gréseuses du Carbonifère inférieur et du Dévonien inférieur. Pour la dépression de l'Ahnet, les principaux débits ont été enregistrés dans les séries gréseuses du Cambro-ordovicien et du Dévonien inférieur.

Pour l'ensemble du bassin de Timimoun-Ahnet, plus de 110 puits d'exploration ont été réalisées soit une densité de 1 puits par 1000 km². Le taux de succès est de 0,42 pour la dépression de Timimoun et de 0,70 pour l'ahnet. Les réserves prouvées et probables mises en évidence sont de l'ordre de 26 TCF (Trillion cubic feet), (Estimations 1999). La distribution de ces réserves au niveau des réservoirs paléozoïques est la suivante: (M.Drid et *al*, 1999).

- Pour le **Combro-Ordovicien** : Ordovicien : 51.00 %.
- Pour le **Dévonien** : Emsien/Praguien/Lockovien : 42,55 %.
- Pour le **Carbonifère** : Tournaisien/Strunien : 6,45%.

Tenant compte de leur richesse en matière organique et de leur épaisseur « utile » (épaisseur effective de roche mère) deux niveaux semblent se distinguer de ce lot : il s'agit du Silurien inférieur et du Frasnien radioactifs.

Les calculs de volume d'hydrocarbures générés et expulsés ont porté sur Silurien et le Frasnien. Les résultats finaux sont exprimés dans le tableau (**Tab I.3**) (estimations 1999).

Tab I.3 : Volume d'hydrocarbure estimé.

Roche mère	Volume généré		Volume expulsé	
	10 ⁹ m ³	TCF	10 ⁹ m ³	TCF
Silurien	30195	1066	22761	804
Frasnien	24443	863	18806	664
Total	54638	1929	41567	1468

Les quantités de gaz découvertes en 1999 sont de l'ordre de 29 TCF, plusieurs découvertes ont été faites depuis cette date, de grandes quantités de gaz restent à découvrir particulièrement dans les pièges subtils (stratigraphiques et diagénétiques) qui existent au niveau des séries du Dévonien inférieur et du Carbonifère mais relativement difficiles à mettre en évidence. En effet, ceci fait partie du projet de développement du bassin de Timimoun entrepris par le groupement Timimoun.

6. Réservoir gréseux « tight gaz reservoir »

Les réservoirs « tight » sont classés comme ressource non-conventionnelle, ils se caractérisent par une faible perméabilité des roches, inférieur à 0.1 md et aussi une faible porosité (**Fig I.6**), qui rend délicate et complexe leur mise en production, Ils sont caractérisés par un contact eau-gaz (GWC) ambigu voire inexistant. Ces réservoirs possèdent une pression naturelle très importante.

Pour expliquer le caractère tight de ces réservoirs, on a trois raisons :

- Soit les dépôts originaux étaient tight.
- L’histoire et au processus diagénétiques qui altèrent la porosité et la perméabilité de la roche.
- Des dépôts turbidités et des lithofaciès.

Dans la conclusion de LUNDEGARD (1992) sur ces travaux de tight reservoirs, il prétend que le mécanisme principal de la réduction de la porosité et la perméabilité due probablement à l’historique d’enfouissement des bassins.

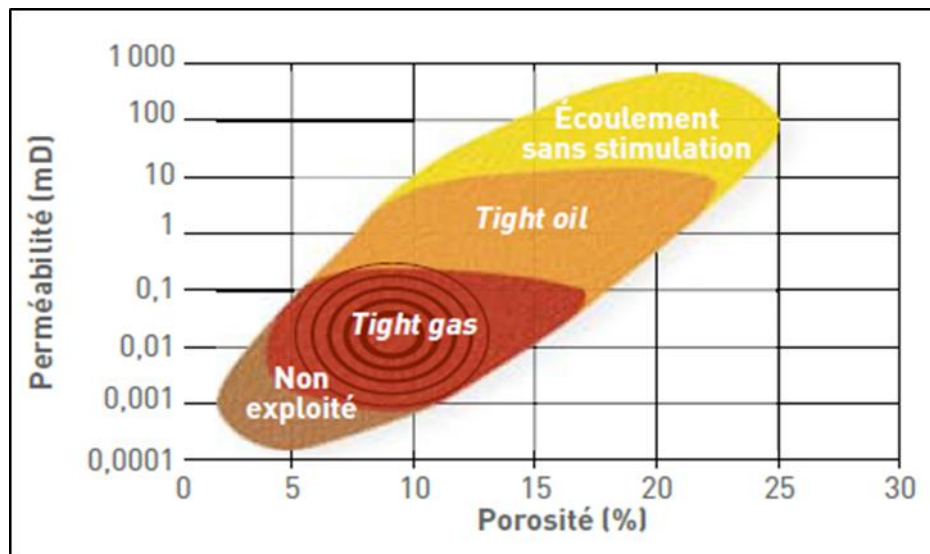


Fig I.6 : Caractérisation des réservoirs par la perméabilité et la porosité.

Leurs volumes importants et leur potentiel à long terme, ainsi que les prix de gaz de plus en plus attractifs en fait une ressource très prometteuse que l’Algérie ainsi que d’autres pays gaziers entendent exploiter dans le futur proche (Projet Total dans le bassin de Timimoun).

La production commerciale à partir des réservoirs « *tight* » est fortement tributaire de la présence des fractures naturelles et la connexion de ces fractures à travers la stimulation par fracturation hydraulique (Surdam, 1997).

En plus des tight gas, sont regroupés, sous l’expression générique de “gaz non conventionnels” (**Fig I.7**), les gaz de charbon (coal bed methane), le gaz de schiste (gas shales) ainsi que les hydrates de méthane (gas hydrates).

Le volume global de ces accumulations est estimé à près de 13 550 Gm³ – 13 000 pour les seuls hydrates de méthane –, dont l’exploitation reste à ce jour du domaine de la prospective.

Avec des volumes en place de plus de 310 Tm³, le potentiel des tight gas demeure considérable, bien supérieur à la somme des potentiels des gaz de schiste et de charbon. La nature des gisements tight, à l'intérieur desquels les gaz se déplacent très difficilement, rend leur exploitation complexe. Leur mise en production par des techniques classiques n'est économiquement pas viable et seule la mise au point de technologies adaptées, comme la fracturation hydraulique ou l'acidification de la formation, permet d'améliorer la récupération en augmentant la porosité/perméabilité relative du réservoir et la mobilité du gaz.

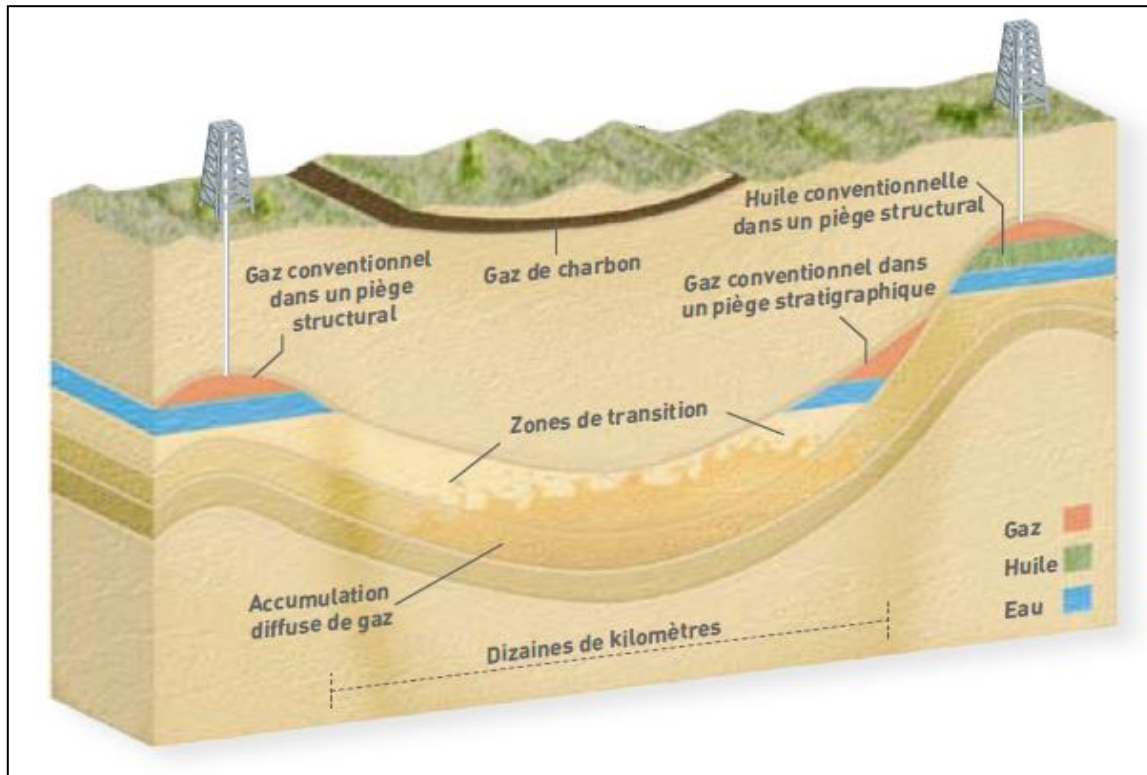


Fig I.7 : Réservoirs conventionnels et inconventionnels (Tight gas reservoirs-Total-)

7. Fractures naturelles dans les réservoirs Dévonien (Bassin Timimoun)

Les fractures ainsi que les failles contribuent à l'amélioration de l'écoulement et du stockage des fluides dans les roches à faible porosité et perméabilité, elles peuvent être nécessaires pour permettre une migration primaire des hydrocarbures depuis la roche mère. Les réservoirs de faible perméabilité sont largement productifs lorsqu'il s'agit du drainage vers le fond du puits par fracturation naturelle. Les failles peuvent jouer un rôle crucial pour la création des pièges et la formation des compartiments scellés dans les réservoirs à hydrocarbures. Lorsqu'une faille recoupe une séquence réservoir, on peut prédire le comportement scellant du système de faille (Knipe, 1997 ;Yielding et al, 1997).

L'évaluation des facteurs scellant les failles (juxtaposition, remplissage d'argiles, cataclasites, cimentation) constitue un aspect important dans l'exploration et production pétrolières.

Pour maximiser la récupération il faut connaître la distribution des hydrocarbures et l'orientation de perméabilité effective de la fracture, Les fonds de puits parallèles au « trend » du volume maximum d'hydrocarbures et perpendiculaires au pendage des fractures effectives permettent de maximiser la récupération primaire.

Il est important de connaître la distribution spatiale des failles et des fractures, leur orientation et leur perméabilité. En somme et en point de vue tectonique, toutes les échelles de fracturation ont été rencontrées sur le périmètre de Timimoun, avec des directions principalement N130 et N50 (**Fig I.8**).

Les fractures de direction N130, dans la direction de la contrainte maximale actuelle, sont préférentiellement ouvertes. Celles de direction N50 sont en majorité fermées, mais peuvent être aussi parfois ouvertes

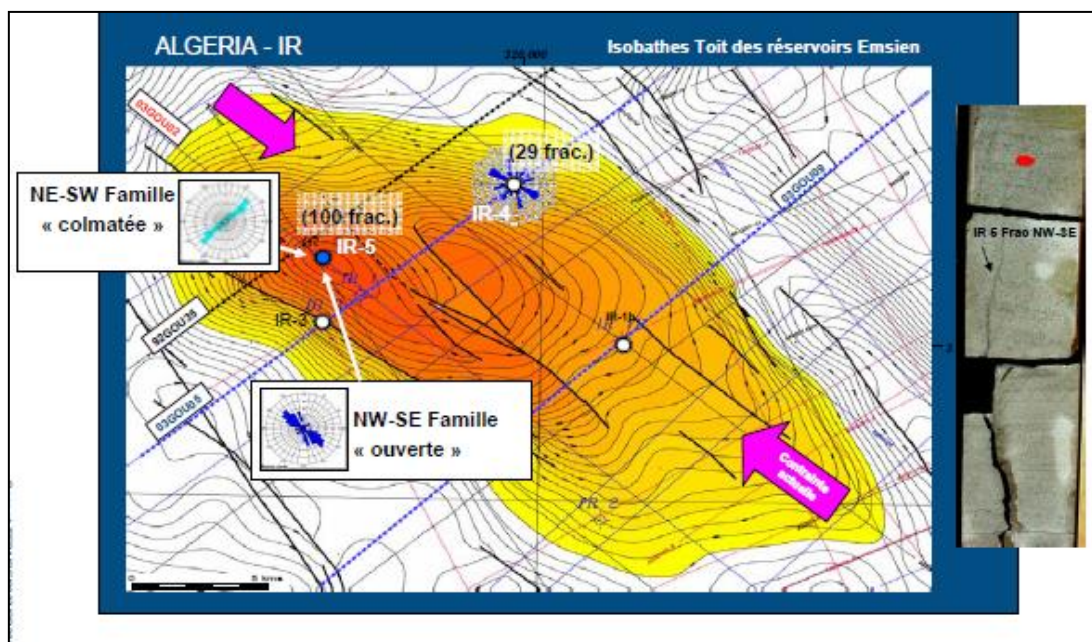


Fig I.8 : Comportement Fracturation Naturelle et Contraintes Actuelles ((Timimoun - Rapport Définitif de Découverte-2009).

8. Conclusion

A travers ce chapitre, on a vu que le bassin de Timimoun a des potentialités d'un bon réservoir producteur de gaz, malgré que les études sont bien argumentés et bien illustrées ; le réservoir n'est pas encore très bien connu. Ceci est dû au fait que la province occidentale algérienne n'est que très récemment mise en valeur.

Des études en cours d'acquisition sismique 3D qui éclaircissent encore plus le potentiel productif du bassin, peuvent donner encore plus d'éléments d'analyse.

Toutefois, le large programme de forage va permettre d'atteindre les objectifs visés (de fond, géologique ou de surface), en somme un plateau avec production annuelle de $5\text{Mm}^3/\text{jour}$ pendant les 10 premières années.

Chapitre 11 :

Etude PVT et

SCAL

I. Introduction

La construction du modèle dynamique permet de simuler les écoulements des fluides dans le réservoir, le modèle réservoir se focalise généralement sur certaines caractéristiques telles que, les propriétés physiques du fluide et de la roche réservoir.

Ce chapitre présente au premier temps une étude PVT sur les fluides du réservoir, suivie par une analyse des propriétés de la roche réservoir (étude SCAL) : perméabilités relatives et pression capillaire.

II. Etude PVT

L'étude PVT est une suite d'opérations et d'analyses qui se chargent de définir les grandeurs thermodynamiques caractérisant le fluide et de simuler les changements d'état qui affectent ce fluide au cours de son écoulement dans le réservoir et dans les installations de surface. Elle permet de suivre le développement de gisement en connaissant la nature des fluides exploités les plus en plus critiques.

1. Généralité sur les Gisements de Gaz

Le diagramme de phase typique peut être utilisé pour distinguer : le gaz sec, le gaz humide, le gaz à condensat et le gaz associé.

1.1. Gisement d'un gaz sec

Un gisement de gaz sec, c'est un gisement qui ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production, c'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous en dehors du domaine diphasique.

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide, ceci reste vrai que lorsque la pression dans le réservoir décroît avec la température, pendant l'exploitation du gisement, cette situation implique un domaine diphasique relativement étroit, le gaz doit être concentré en méthane et contenir très peu d'hydrocarbures plus lourd que l'éthane. Son diagramme de phase est illustré dans **(Fig II.1)**.

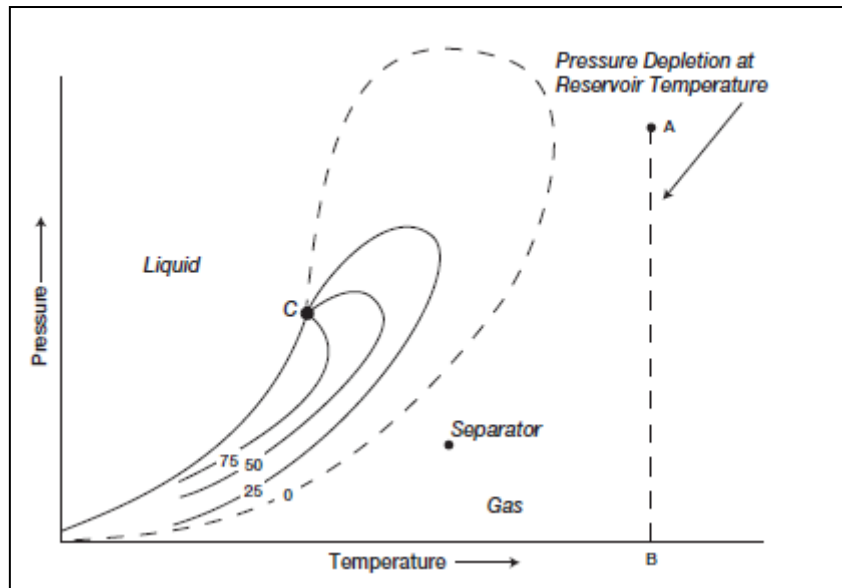


Fig II.1: Diagramme de phase d'un gaz sec (Ahmed.T- Reservoir Ingeneering Handbook).

1.2.Gisement d'un gaz humide

Le gaz humide est composé principalement de méthane et d'autres hydrocarbures légers, dans un gaz humide, la température du réservoir est supérieure à la température de cricondenbar et l'isotherme qui correspond à la température du réservoir ne traverse pas la zone diphasique (il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse au cours de production déplétion), par contre, il se forme de phase liquide en surface (**Fig II.2**).

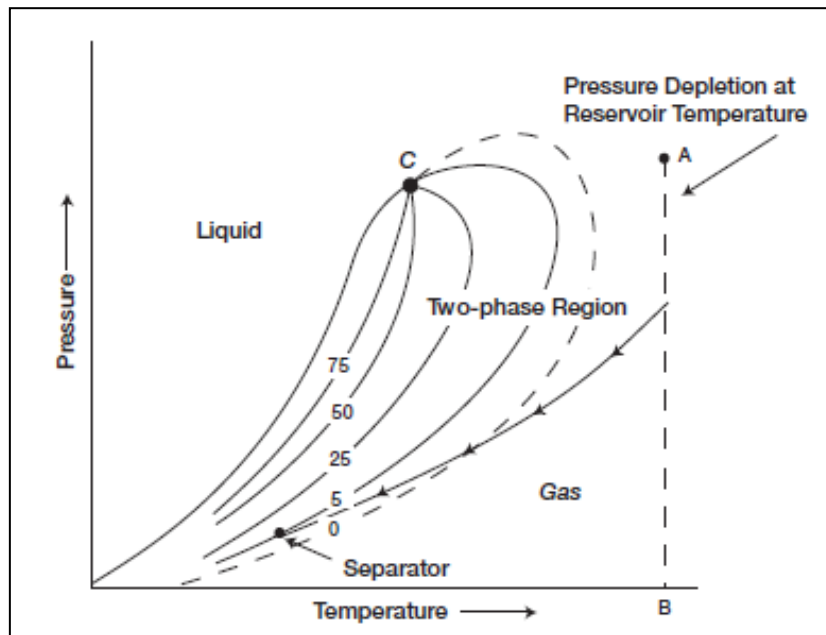


Fig II.2: Diagramme de phase d'un gaz humide (Ahmed.T- Reservoir Ingeneering Handbook).

Tcc : température maximale de condensation « cricondentherme », ou la température maximale d'équilibre de 2 phases.

Pcc : la pression maximale d'équilibre-2phases (circondenbar).

La forme de cette courbe de saturation, l'extension de la zone diphasique, les coordonnées critiques et les pressions, températures maximales d'équilibre-2 phases dépendent de la composition du mélange.

2. Propriétés de gaz du Gisement

La connaissance des relations PVT et d'autres propriétés physique et chimique des gaz est essentielle pour connaître le comportement thermodynamique de l'effluent.

2.1.Composition chimique

La composition du gaz est généralement déterminée en laboratoire et reportée en fractions de mole des composants dans le gaz. Les composants de gaz du gisement et leurs fractions sont données dans le tableau (Tab II.3).

Tab II.3 : Composition chimique du gaz.

	% mole	Masse moléculaire	%mole×Masse moléculaire
N2	0,01997	28,01	0,5593597
CO2	0,0483	44,01	2,125683
C1	0,84522	16,04	13,5573288
C2	0,0654	30,07	1,966578
C3	0,01344	44,1	0,592704
iC4	0,0019	58,12	0,110428
nC4	0,00211	58,12	0,1226332
iC5	0,00098	72,15	0,070707
nC5	0,00032	72,15	0,023088
C6	0,00056	86,12	0,0482272
C7+	0,0018	156,307611	0,2813537
TOTAL	1		19,4580906

Les composants peuvent être classés en deux groupes organiques et non organiques :

a) Les composants non-organiques

D'après ce tableau on remarque que ce gaz contient un pourcentage non négligeable de N₂ (1.997 % molaire des fluides du réservoir) et un pourcentage important de CO₂ (4.83 % molaire des fluides du réservoir), et l'absence de H₂S.

On peut considérer l'absence de H₂S comme un avantage, à cause de sa grande contribution à la corrosion lors de l'écoulement du fluide au sein du tubing et l'installation de surface.

b) Les composants organiques

Une présence importante de méthane (CH₄) avec 84.522 % en mole du gaz du réservoir. De l'éthane existe aussi dans le réservoir mais en pourcentage molaire moins important que celui du méthane (6.54 % en mole), un pourcentage faible de propane de 1.344 % mol est remarquable dans le fluide.

Du C₄ dans le fluide sous deux formes ; i-C₄ à 0.19 % mol et n-C₄ à 0.211 % mol.

Le C₅ existe sous isomères ; i-C₅ à 0.098 % mol et de n-C₅ à 0.032 % mol. De l'hexane à 0.056 % mol.

Les composants les plus lourds sont aussi présents à diverses fractions de C₇⁺ avec un pourcentage faible de 0.18 %

2.2.Densité

La densité est le rapport entre le poids moléculaire apparent du gaz naturel à celui de l'air, le poids moléculaire de l'air est généralement pris égal à 28,97 (approximativement 79% nitrogène et 21% oxygène) ainsi la densité est donnée par :

$$\gamma_g = \frac{MW_a}{28.97} \quad (II.1)$$

Où MW_a le poids moléculaire apparent, peut être calculé sur la base de la composition du gaz.

$$MW_a = \sum_{i=1}^{N_c} y_i MW_i \quad (II.2)$$

Y_i : la fraction molaire du composant i.

MW_i : est le poids moléculaire du composant i.

N_C : est le nombre des composants.

Selon la composition du gaz (**Tab II.3**), et en appliquant l'équation (**II.2**) on trouve :

$$\gamma_g = 0.672.$$

2.3.La masse volumique

Le gaz naturel est compressible, donc il dépend de la pression et de la température.

La masse volumique peut être calculée d'après la formule (II.3).

$$\rho_g = \frac{MW_{ap}}{ZRT} \quad (II.3)$$

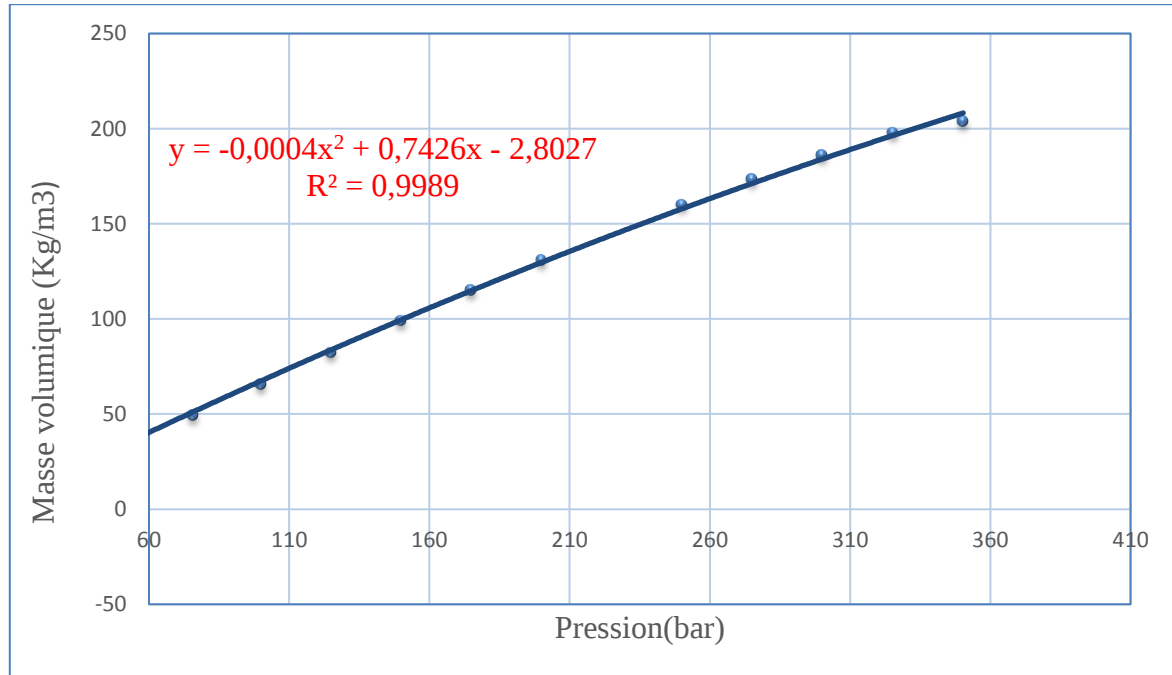


Fig II.4 : La masse volumique du gaz en fonction de la pression.

D'après la figure (**Fig II.4**), la masse volumique du gaz de réservoir peut avoir la formule (II.4).

$$\rho_g = -0.004P^2 + 0.7426P - 0.9989 \quad (II.4)$$

2.4.Compressibilité de gaz naturel

La variation de la compressibilité du fluide due essentiellement à la variation de pression et de température du réservoir, par définition la compressibilité du gaz à une température constante est la variation de volume par unité de volume pour un changement unitaire de la pression, donnée par la formule (II.5).

$$C_g = \frac{-1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (II.5)$$

Ou C_g : compressibilité isotherme du gaz ,1/psi.

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \quad (\text{II.6})$$

$$C_g = \frac{1}{P_{pr}P_{pc}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}P_{pc}} \right)_{T_{pr}} \quad (\text{II.7})$$

$$C_g P_{pc} = C_{pr} = \frac{1}{P_{pr}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad (\text{II.8})$$

C_{pr} est appelée la compressibilité pseudo-réduite .

P_{pc} : pression pseudo-critique, psi.

P_{pr} : pression pseudo-réduite, psi.

$\left(\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} \right)_{T_{pr}}$ peut être calculée à partir de la pente de l'isotherme T_{pr} sur le graphe du standing et Katz.

Trube a présenté des graphes à travers lesquels la compressibilité isotherme des gaz naturel peut être obtenue, le graphe donne la compressibilité pseudo-réduite en fonction de la pression et la température pseudo-réduite.

La compressibilité du gaz de réservoir en fonction de la pression est montrée dans la figure (Fig II.5), à partir de la courbe de tendance cette compressibilité peut avoir la formule (II.9).

$$C_g = 1.147P^{-1.053} \quad (\text{II.9}).$$

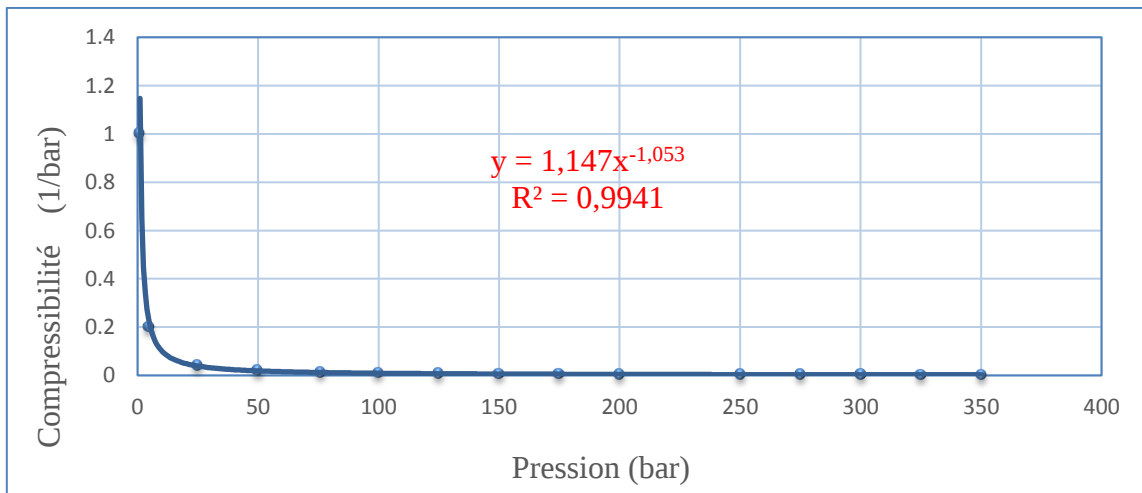


Fig II.5 : La Compressibilité du gaz en fonction de la pression

2.5.Facteur volumétrique de Gaz

Le facteur volumétrique du gaz relie entre le volume du gaz mesuré dans des conditions de réservoir et le volume du gaz mesuré dans les conditions normales (60 °F et 14,7 psi). Il est défini comme le volume réel occupé par une certaine quantité du gaz à une pression et température du réservoir divisé par le volume occupé par la même quantité de gaz dans les conditions standards, donné par la formule (II.10).

$$B_g = \frac{(V)_{P,T}}{V_{sc}} \quad (II.10)$$

B_g : facteur volumétrique du gaz, ft³/scf

$(V)_{P,T}$: volume de gaz à la pression P et la température T, ft³.

V_{sc} : volume de gaz dans les conditions normales.

En appliquant l'équation d'état d'un gaz réel, le facteur volumétrique ait la formule (II.11).

$$B_g = 0.02827 \frac{ZT}{p} \quad (II.11)$$

Où Z : facteur de compressibilité du gaz. T : température du réservoir, °R.

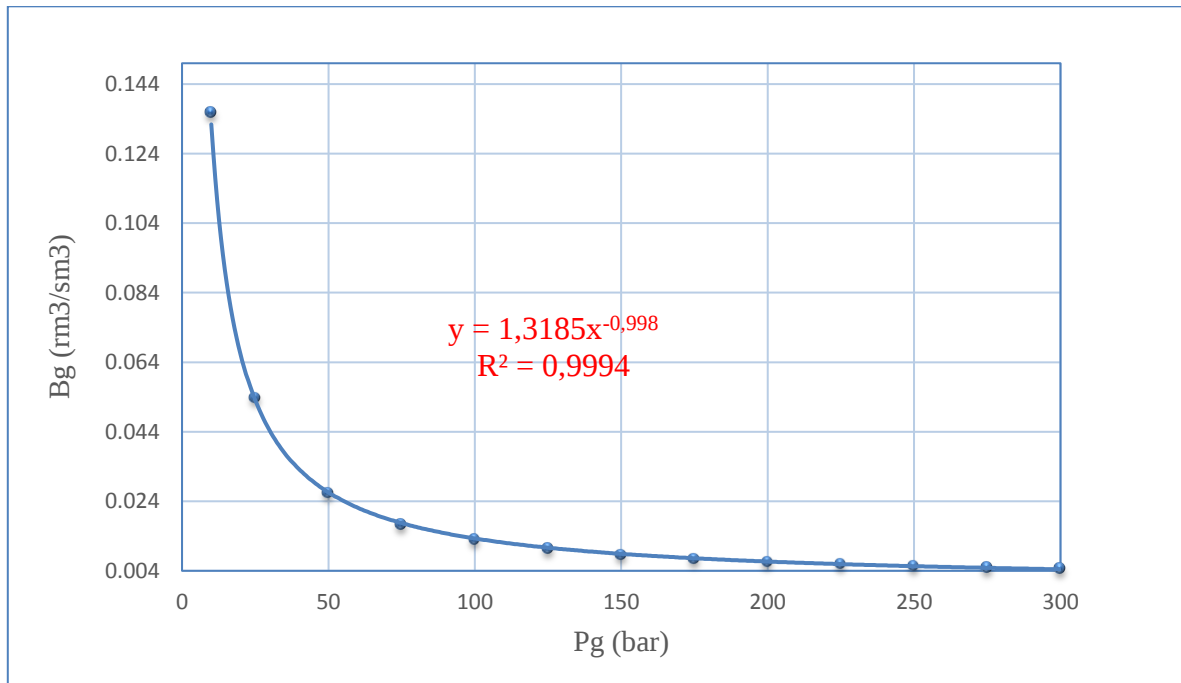


Fig II.6 : Facteur volumétrique du gaz en fonction de la pression.

L'évolution de facteur volumétrique en fonction de la pression est illustrée dans (**Fig II.6**), à partir de la courbe de tendance B_g peut avoir la formule (II.12).

$$B_g = 1.3185P^{-0.998} \quad (II.12)$$

2.6.Facteur d'expansion du gaz

L'inverse du facteur volumétrique de gaz est appelé le facteur d'expansion de gaz, il est désigné par le symbole E_g , formule

$$E_g = \frac{1}{B_g} \quad (II.13)$$

2.7.Viscosité

La viscosité d'un fluide représente la résistance à la déformation sous l'effet d'un stress de cisaillement, pratiquement on associe la viscosité au comportement d'un fluide ou à sa résistance à l'écoulement. La viscosité de gaz dans les réservoirs est généralement entre 0.01 à 0.03 cp, elle peut atteindre 0.1 cp pour les gaz à condensat.

En fait la viscosité joue un rôle important dans la phase de production, elle varie selon les conditions physiques, elle est en fonction de la pression et la température.

✓ Détermination de la viscosité

Dans le système international, la viscosité dynamique est exprimée en kg/m.s ou Pas.s, les viscosités sont liées par la relation (II.14).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (II.14)$$

La viscosité d'un mélange gazeux est donnée par la relation (II.15).

$$\mu = \frac{\sum_i(\mu_i y_i \sqrt{M_i})}{\sum_i(y_i \sqrt{M_i})} \quad (II.15)$$

μ : est la viscosité dynamique du composant i.

Deux méthodes qui sont couramment utilisées pour calculer la viscosité, la corrélation Carr-Kobayashi-Burrows et la méthode Lee-Gonzalez-Eakin, qui sont décrites ci-après.

1) Corrélation de Lee-Gonzalez-Eakin

Lee, Gonzalez, et Eakin ont présenté une relation semi-empirique (II.16) pour calculer la viscosité du gaz, la viscosité du gaz est exprimée en termes de la température du réservoir, de la masse volumique du gaz, et la masse moléculaire apparent du gaz.

$$\mu_g = 10^{-4} \text{Kexp} \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right] \quad (II.16)$$

$$\text{Où } K = \frac{(9.4+0.02M_a)T^{1.5}}{209+19M_a+T} \quad (\text{II.17})$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_a \quad (\text{II.18})$$

$$Y = 2.4447 - 0.2224X \quad (\text{II.19})$$

2) corrélation de Carr-Kobayashi-Burrows 1954

$$\mu_1 = \mu_{1\text{uncorrected}} + (\Delta\mu)_{N_2} + (\Delta\mu)_{CO_2} + (\Delta\mu)_{H_2S} \quad (\text{II.20})$$

Où : μ_{N_2} : viscosité du gaz N2

μ_{CO_2} : viscosité du gaz CO2

μ_{H_2S} : viscosité du gaz H2S.

$\mu_{1\text{uncorrected}}$: viscosité du gaz.

μ_1 : viscosité du gaz corrigé.

Pour le gaz présent dans le réservoir, l'évolution de sa viscosité en fonction de la pression est montrée dans (**Fig II.7**), la courbe de tendance permet de calculer la viscosité à partir de la formule (II.21).

$$\mu_g = 7.10^{-8}P^2 + 10^{-5}P + 0.0142 \quad (\text{II.21})$$

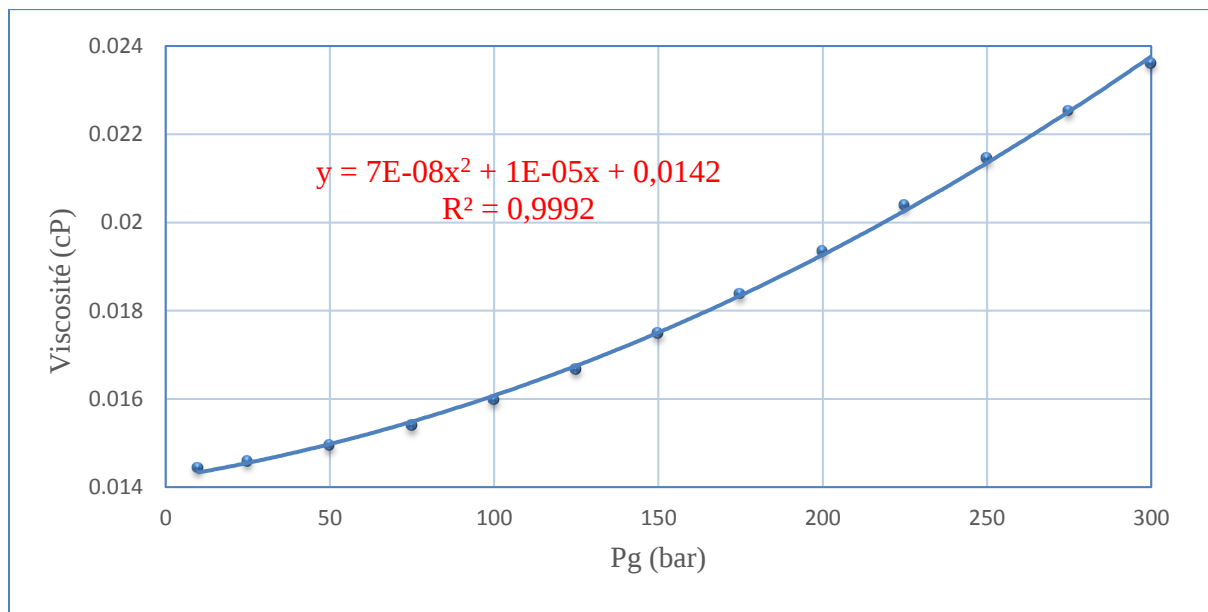


Fig II.7 : La Viscosité du gaz en fonction de la pression.

2.8.Facteur de compressibilité

Pour décrire le comportement du mélange de gaz, l'industrie de pétrole a introduit dans l'équation du gaz parfait un coefficient sans dimension « Z » appelé facteur de compressibilité qui exprime la déviation des gaz réels par rapport aux gaz parfaits.

L'équation d'état des gaz naturels prend la formule (II.22).

$$PV=ZnRT \quad (II.22)$$

Ou Z est une fonction de la pression, de la température, et de la compressibilité de gaz.

Étant donné que les gaz réels se conduisent comme s'ils étaient parfaits aux très basses pressions, la valeur de Z est égale à l'unité, quelle que soit la température.

1. Détermination de Z

On peut déterminer le facteur de compressibilité par deux méthodes :

- soit par un abaque qui nous donne Z en fonction de le pression pseudo-réduite P_{Pr} et la température pseudo-réduite T_{Pr} .
- soit par des formules empiriques qui nous donne Z en fonction de P_{Pr} et T_{Pr} .

2. Calcul des paramètres pseudo-réduits

Pour se faire, on détermine les paramètres pseudo-critiques, il existe deux méthodes :

✓ Formules mathématiques

Lorsque les fractions de chaque constituant de gaz étant données, on utilise les formules (II.23), (II.24).

$$T_{PC} = \sum_{i=1}^{N_c} y_i T_{ci} \quad [^{\circ}R] \quad (II.23)$$

$$P_{PC} = \sum_{i=1}^{N_c} y_i P_{ci} \quad [Psi] \quad (II.24)$$

Tel que :

Y_i : la fraction moléculaire d'ieme constituant.

P_{Ci} : la pression critique d'ieme constituant.

T_{Ci} : la température critique d'ieme constituant.

✓ Formules empiriques

$$T_{PC} = 187 + 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2 \quad [R] \quad (II.25)$$

$$P_{PC} = 706 - 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2 \quad [PSI] \quad (II.26)$$

Avec : γ_g la densité du gaz.

• Calcul des paramètres pseudo-réduit

Après le calcul de T_{PC} et P_{PC} , on détermine T_{Pr} et P_{Pr} par les formules (II.27), (II.28).

$$T_{Pr} = \frac{T}{T_{PC}} \quad (II.27)$$

$$P_{Pr} = \frac{P}{P_{PC}} \quad (II.28)$$

T: température du gisement.

P : pression du gisement.

3. Corrélations

Il existe plusieurs corrélations pour la détermination de Z , tels que : la corrélation de Wichert – Aziz qui utilise des formules pour la correction des paramètres pseudo-critiques en incluant un facteur d'ajustement ϵ pour la correction de T_{pc} , et la fraction molaire de H_2S dans le mélange gazeux pour la correction de P_{pc} , et corrélation de Stewart-Burkhardt-Voo qui utilise des formules de correction pour des gaz à haute masse molaire.

Comme il existe des corrélations directes pour le calcul de Z tel que : la corrélation de Hall Yarborough, et la corrélation de Papay donnée par la formule (II.29)

$$Z = 1 - \frac{P_{pr}}{10^{0.9813} T_{pr}} + \frac{P_{pr}^2}{10^{0.8157} T_{pr}} \quad (II.29)$$

Le facteur de compressibilité du gaz est présenté dans (**Fig II.8**), la courbe de tendance montre une formule (II.30) similaire à la formule de corrélation de Papay (II.29).

$$Z = 3 \times 10^{-6} P^2 - 0.0009 P + 1.0047 \quad (II.30)$$

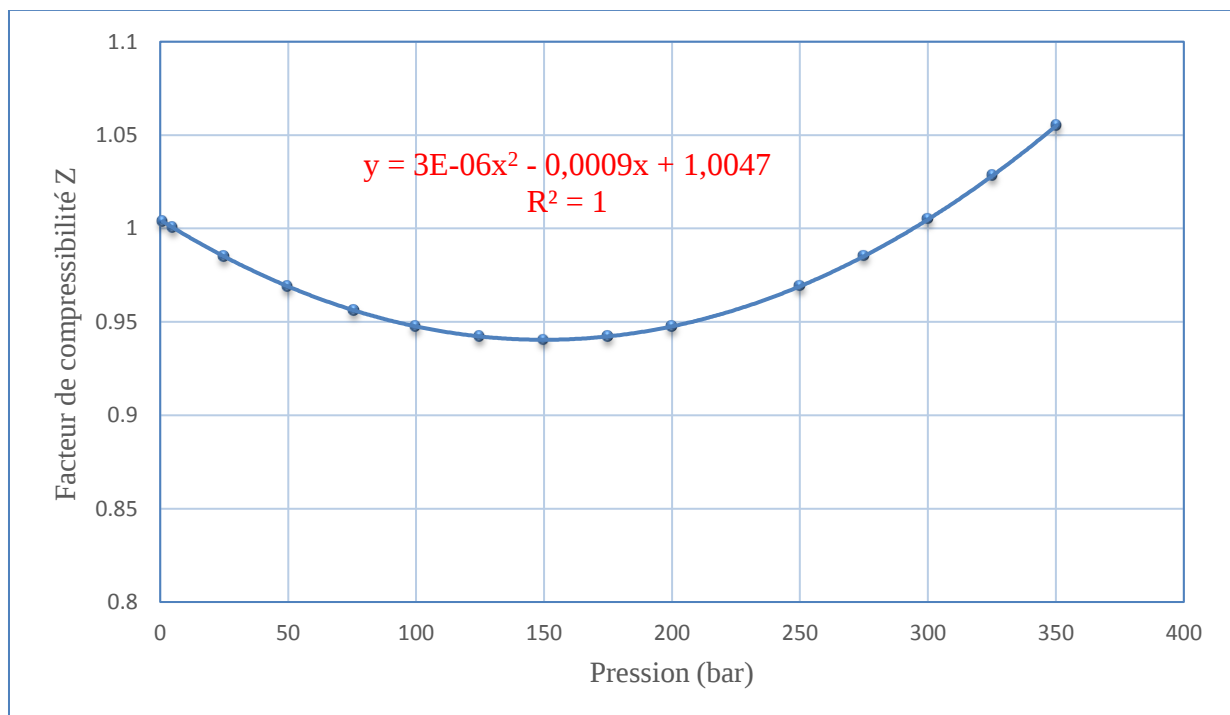


Fig II.8 : Le facteur de compressibilité du gaz en fonction de la pression

3. Récapitulatif étude PVT

Tous les fluides récupérés ont fait l'objet d'analyses durant la phase d'exploration, Les hydrocarbures sont essentiellement composés de méthane, avec un peu de C_2 , des traces de

C3 et C4. Aucun liquide n'a été récupéré au séparateur, même lors du test de longue durée. Aux hydrocarbures gazeux s'ajoutent une proportion variable de CO₂.

Un seul PVT parmi les données disponibles sur le permis est actuellement considéré représentatif. C'est celui dans le Praguien du puits IR-5. On a donc pour l'étude de faisabilité conservé les données d'IR-5 comme PVT de référence.

Les mesures effectuées, indiquent que le gaz échantillonné ne contenait que très peu de condensât. Donc ce gaz est un gaz sec; son comportement (Z , B_g , μ) est contrôlé par les teneurs en C1, CO₂, C2, et est proche des caractéristiques du C1. La variation de B_g du gaz entre les structures dépend donc essentiellement de la profondeur, et du niveau de pression (gradient proche de l'hydrostatique).

III. Etude SCAL

Pour étudier le comportement des différents fluides en général et spécialement dans le réservoir, il est important aussi de comprendre d'autres paramètres en effectuant des analyses sur des carottes de réservoir. L'analyse de carotte courante ou conventionnelle (Conventional Core Analysis CCAL) est l'ensemble des mesures effectuées sur la carotte. Celle-ci inclut généralement la porosité, la densité des grains, la perméabilité horizontale, la saturation des fluides et une description lithologique. Elle inclut souvent un log gamma ray et des mesures de la perméabilité verticale. Les mesures sont effectuées à température ambiante et à la pression de confinement atmosphérique, à la pression de confinement de la formation, ou aux deux.

L'analyse de carotte spéciale, souvent abrégée SCAL ou SPCAN (Special Core Analysis), est une procédure de laboratoire pour effectuer des expériences. Elle se distingue de «l'analyse conventionnelle de carotte» en ajoutant plus d'expériences, notamment en incluant des mesures des propriétés d'écoulement en deux phases, telles que la perméabilité relative et la pression capillaire, et sur ces propriétés qu'on va discuter dans cette partie.

1. La tension interfaciale

Sur les interfaces entre solides et fluides et entre fluides et fluides non miscible, il existe une énergie libre résultante des forces électriques entre les deux interfaces, et tout se passe comme s'il existait une membrane séparant les deux surfaces.

Donc la tension interfaciale peut être définie comme étant la force par unité de longueur nécessaire pour maintenir en contact les deux lèvres d'une incision supposée dans la surface.

2. La mouillabilité et la pression capillaire

Considérons le couple eau gaz et une surface solide (la roche), le fluide qui a tendance à s'étaler sur la surface solide est appelé le fluide mouillant. Pour le couple eau-gaz, l'eau est toujours le fluide mouillant. L'angle de raccordement noté entre la phase eau et le solide appelé angle de mouillabilité.

De même, si l'on considère une roche poreuse (qui par analogie peut être vue comme un assemblage de tubes capillaires), les pressions entre chacune des phases eau/gaz dans la roche ne sont pas égales ; leur différence $P_{\text{gaz}} - P_{\text{eau}}$ définit la pression capillaire. Dans les réservoirs conventionnels, la pression capillaire est déterminée par des expériences de laboratoire (porous plate ou centrifugation) ou estimé à partir de la porosimétrie mercure [purcell,1949].

✓ **Méthode de la plaque poreuse** : permet de simuler un drainage puis une imbibition (et un drainage secondaire). L'intérêt de cette méthode est d'utiliser des échantillons de roche et de fluides du réservoir, le résultat est donc représentatif (à condition que la mouillabilité ait été préservée ou restaurée) mais **l'expérience peut être longue**. Elle est illustrée dans la figure (Fig II.9).

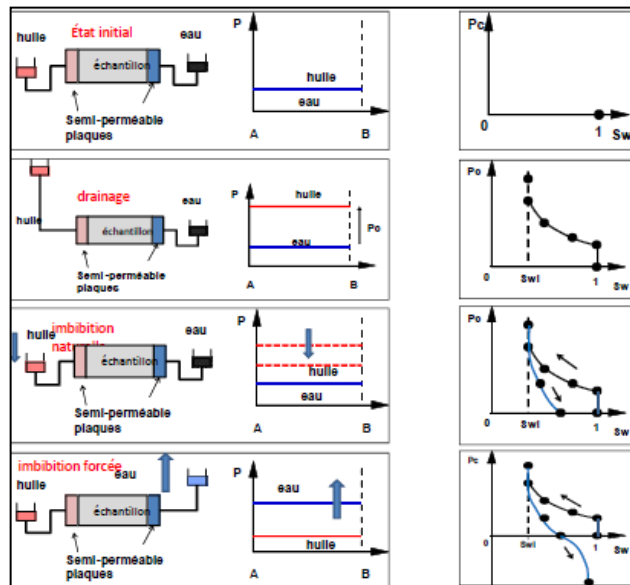


Fig II.9 : Méthode de la plaque poreuse.

✓ **Méthode centrifuge** : Consiste à utiliser une centrifugeuse afin d'augmenter artificiellement l'accélération g . Cette méthode est rapide et permet d'atteindre des pressions capillaires très élevées mais nécessite des calculs afin de reconstituer le profil de saturation dans l'échantillon et donc de calculer la saturation moyenne. Son principe est présenté dans la figure (Fig II.10).

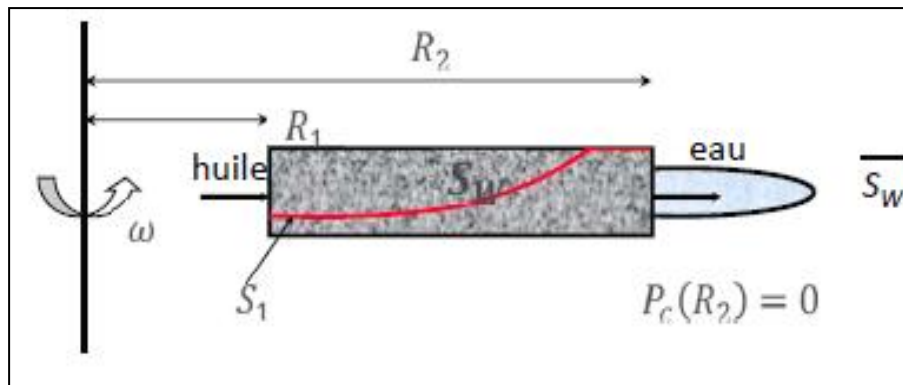


Fig II.10 : Description de la méthode centrifuge.

✓ **Injection de mercure (MICP):** Cette méthode consiste à injecter du mercure dans un échantillon sec en augmentant progressivement la pression ; la méthode est rapide mais invasive et n'utilise pas les fluides de réservoir ; les mesures doivent donc être corrigées. Elle se présente dans la figure (**Fig II.11**).

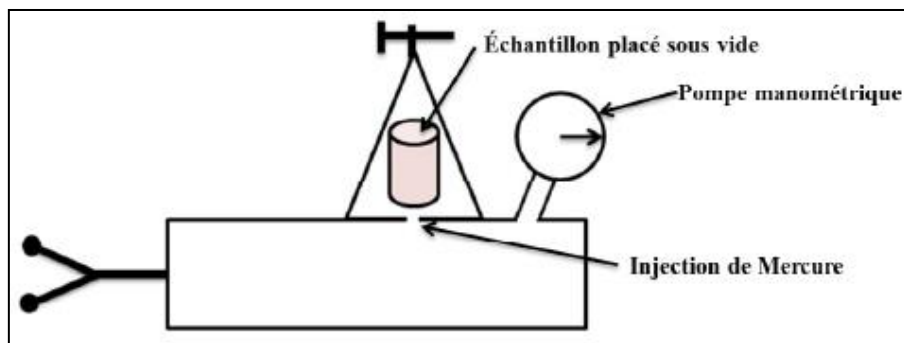


Fig II.11 : Méthode de l'injection de mercure.

Dans la simulation du réservoir, la pression capillaire est utilisée pour calculer la pression initiale et la saturation de chaque phase au niveau de la zone transitoire, elle permet également d'estimer la hauteur de cette zone qui dépend étroitement des dimensions des pores et de la mouillabilité des roches.

La pression capillaire en fonction de la pression pour notre cas est représentée dans la figure (**Fig II.12**).

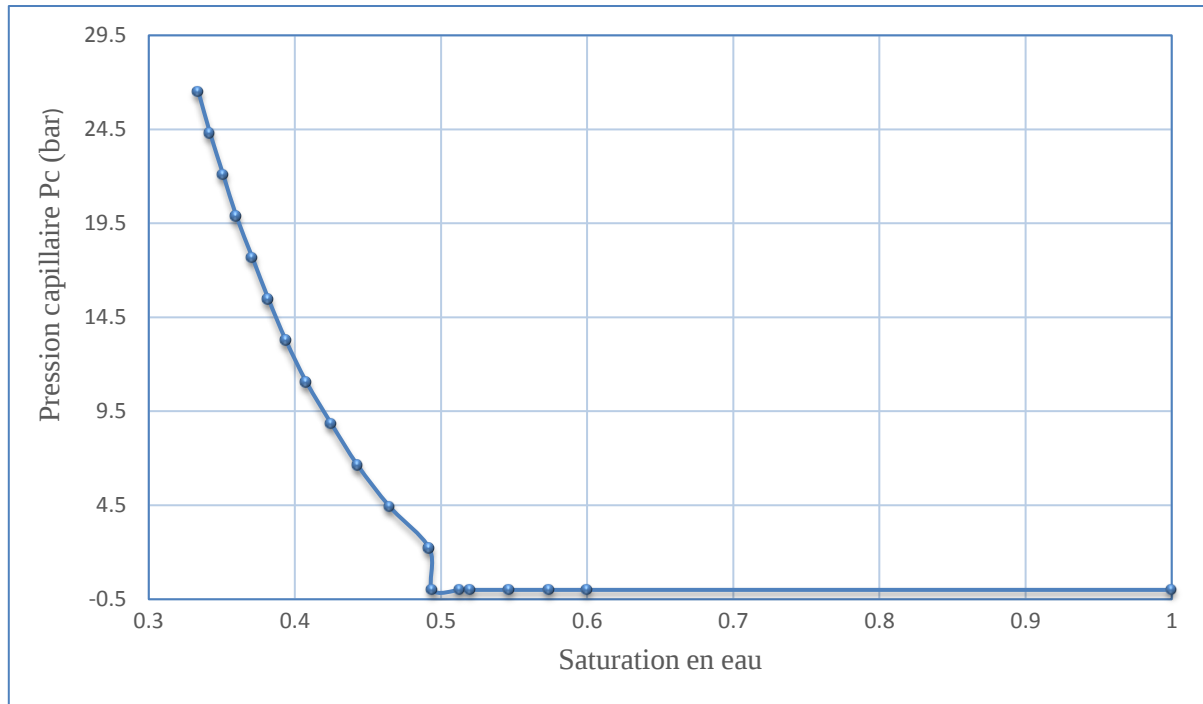


Fig II.12 : La pression capillaire en fonction de la saturation en eau

3. La perméabilité relative

La perméabilité relative intervient lorsque deux fluides non miscibles sont en écoulement dans le même milieu poreux. La perméabilité relative est une mesure directe de la capacité du milieu poreux pour laisser un fluide circuler à la présence d'un autre fluide.

Cette propriété d'écoulement est affectée par la géométrie des pores, la mouillabilité, la saturation des fluides, la température, la pression de réservoir, la porosité de la roche.

Les courbes de perméabilité sont utilisées dans la simulation numérique pour calculer la saturation initiale de chaque phase.

Détermination des perméabilités relatives

Il existe plusieurs méthodes de mesure au laboratoire, les deux principales sont les suivantes :

- **Méthode de déplacement d'un fluide par un autre « Unsteady state » WJBN method**

On utilise la formule du débit fractionnaire (ou water-cut f_w), pour calculer les K_{r1} , K_{r2} en injectant un fluide 1 dans un échantillon saturé en fluide 2. La mesure consiste à comptabiliser les volumes de fluide 2 et 1 qui sortent de l'échantillon en fonction du temps. Il s'agit donc

essentiellement de mesures volumétriques. les calculs sont effectués sur micro-ordinateur .par exemple, l'appareil Beicip(filiale I.F.P.)Permet des mesures jusqu'à 480 bars et 130°C (1987).

- **Méthode statique de mesure de perméabilité relative « Steady state » method**

Cette méthode est nettement plus longue, mais est considérée généralement comme plus représentative pour les milieux hétérogènes. Les deux fluides sont introduits dans l'échantillon saturé en phase 1 ou 2. Ils s'écoulent à travers la carotte jusqu'à ce que le rapport des fluides produits soit égal au rapport des fluides injectés .A ce moment, le système est considéré comme ayant un écoulement permanent et les saturations comme étant stables. Puis on modifie le rapport des débits injectés jusqu'à couvrir la gamme des saturations.

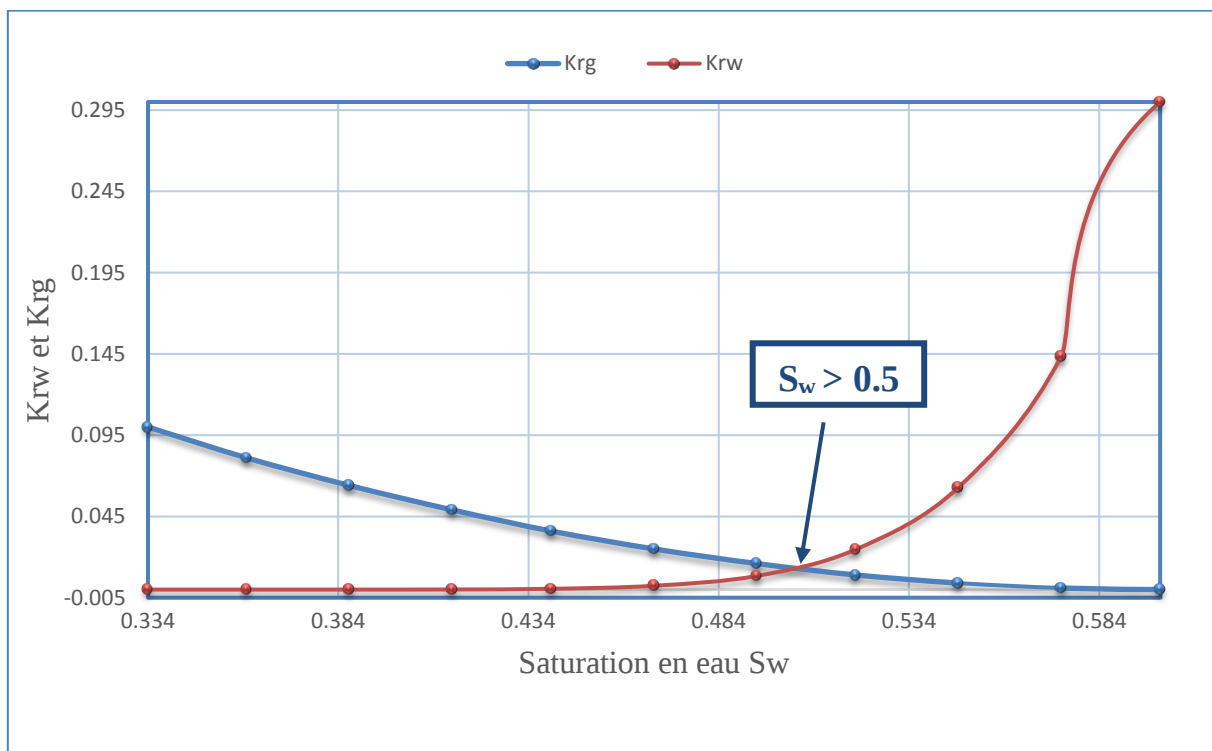


Fig II.13: Les perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau S_w .

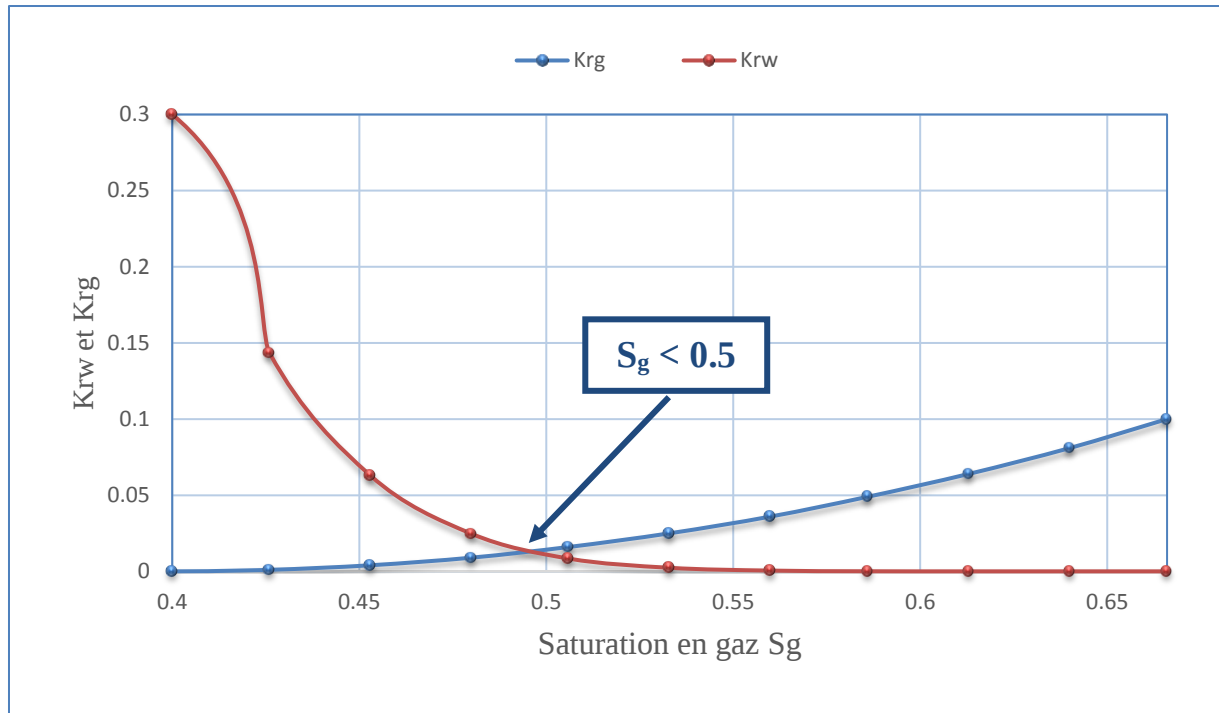


Fig II.14: Les perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz S_g .

Les courbes des perméabilités relatives illustrées dans les figures (Fig II.13) et (Fig II.14) montrent que la perméabilité relative au gaz chute brutalement en atteignant 30-40 % de la saturation en gaz, la saturation résiduelle en gaz est de l'ordre de 30-40%, des changements faibles en saturation impliquent une brusque variation de mobilité. L'eau n'est mobile qu'à partir d'une saturation en eau relativement élevée (de l'ordre de 40-50%). Le point d'intersection entre les deux courbes K_{rg} et K_{rw} correspond à une valeur de saturation en eau supérieure à 50%, nous confirmons alors que notre réservoir est rattaché à un système dont la phase mouillante est l'eau, la saturation en gaz minimale pour que celui-ci s'écoule appelée saturation critique en gaz S_{gc} a une valeur d'environ 0.4, ce gaz s'arrête de s'écouler pour une saturation en gaz maximale S_{gm} qui a une valeur d'environ de 0.65.

4. Récapitulatif

Les différences les plus significatives entre les réservoirs conventionnels et les réservoirs tight gas résident dans la structure de faible perméabilité, la réponse au stress surchargé et l'impact de la structure à faible perméabilité sur les relations de perméabilité efficaces dans des conditions de saturation multiphasée (Naik, 2006). Shanley et *al.* (2006) ont démontré que le réservoir à faible perméabilité est généralement caractérisé par une forte pression capillaire à des saturations relativement faibles de la phase mouillable, par rapport au réservoir conventionnel. Pour le réservoir qui est au cours de l'étude on peut bien remarquer qu'il a une

forte pression capillaire à des saturations en eau (phase mouillable) relativement faible. Ce qui montre la figure (**Fig II.15**).

On peut déduire les différentes saturations (saturation en eau irréductible S_{wirr} , saturation en gaz critique S_{gc} et saturation en eau critique S_{wc}) qui déterminent les zones d'écoulement de chaque phase à travers la figure (**Fig II.15**).

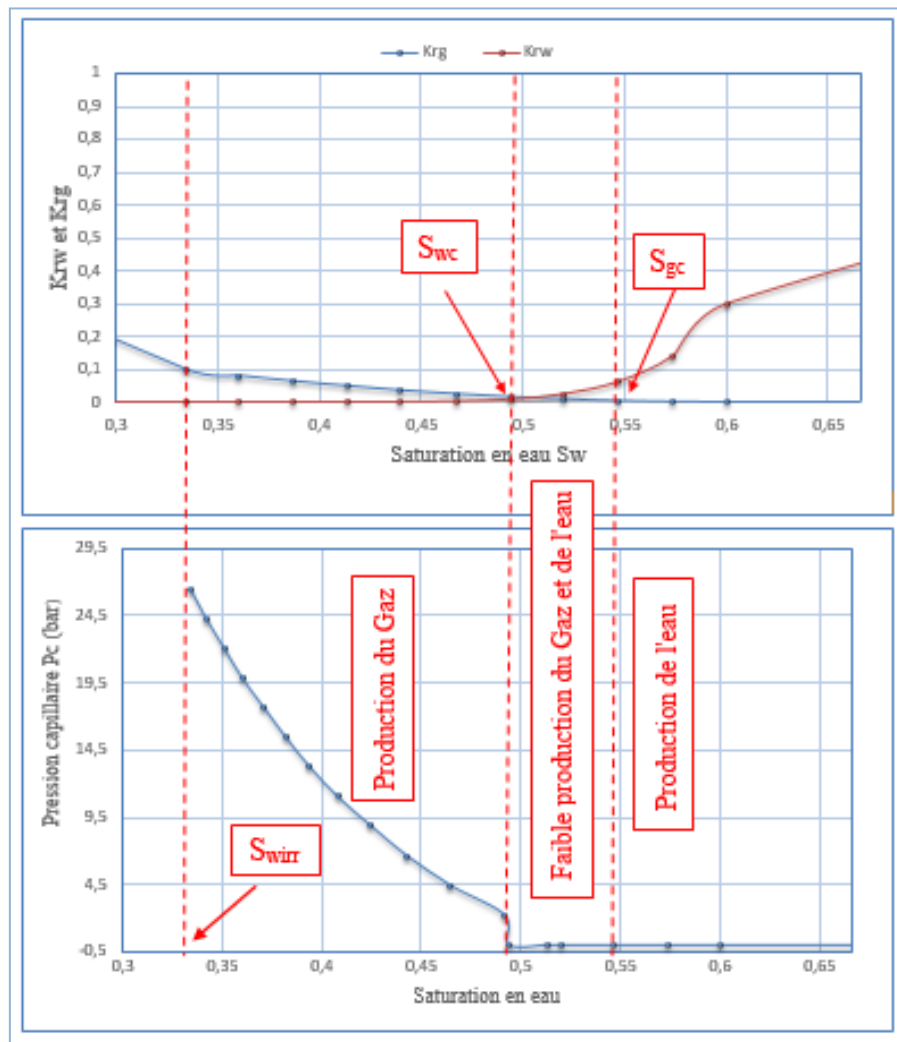


Fig II.15 : Pression capillaire et perméabilités relatives dans le réservoir Praguen Irharen

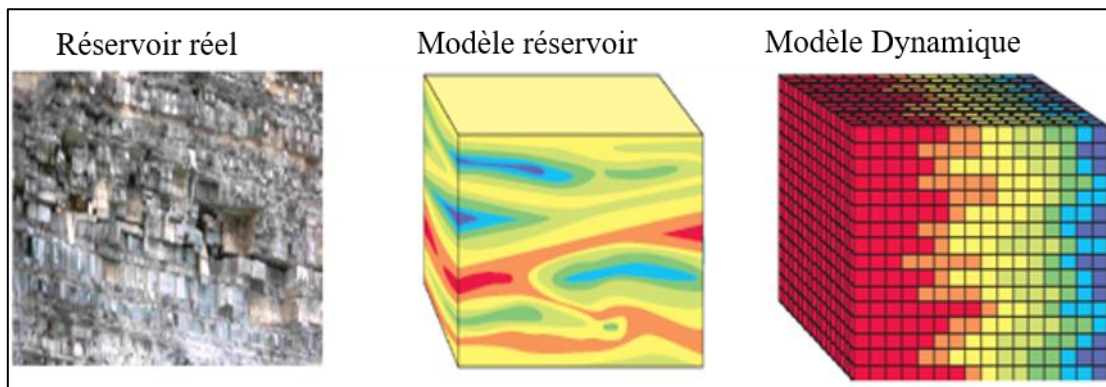
Chapitre III :

Simulation du réservoir

1. Introduction

L'étude des gisements, qui s'est développée au cours des dernières décennies fait appel maintenant à de nombreuses techniques perfectionnées dans l'acquisition des données et dans la simulation des réservoirs. Vu la complexité du réservoir et pour avoir un concept du réservoir, une modélisation du réservoir est nécessaire.

La simulation du réservoir est une forme de la modélisation numérique, la modélisation sert à construire le modèle qui définit les paramètres intégrées par des études de caractérisation des réservoirs, tandis que la simulation est l'exécution de ce modèle. Simuler un réservoir signifie imiter son comportement en terme d'évolution de pression et de débit comme une fonction du temps par l'utilisation d'un modèle réservoir, elle sert à quantifier et interpréter les phénomènes physiques avec l'aptitude d'aller jusqu'à la performance future du réservoir. Ce processus consiste à diviser le réservoir en plusieurs unités discrètes réparties en trois dimensions, et modéliser la progression des propriétés du fluide et du réservoir en des unités discrètes en temps et en espace, la figure (**Fig III.1**) montre un exemple d'un modèle



réservoir.

Fig III.1 : Illustration du modèle réservoir.

Un modèle dynamique est un élément utile qui permet pendant la durée de vie de champ : d'évaluer la quantité d'hydrocarbures qui sera récupérée, de déterminer la quantité d'hydrocarbures dans le réservoir, savoir à quelle vitesse les hydrocarbures récupérables peuvent-ils être produits et comment le réservoir fonctionnera-t-il dans différents scénarios de développement.

Les incitations pour exécuter une simulation de flux est selon l'étape de développement qui connaît le champ :

- Évaluation : pour les études géophysiques et géologiques, tel que l'évaluation des connexions (contacts, faille, variations faciès)

- Réservoir non producteur : pour identifier des mécanismes de récupération efficaces, définir bien le nombre des puits et leur emplacement et faire une optimisation économique
- Réservoir producteur : intégrer toutes les données de l'historique de production pour améliorer la description du réservoir, ainsi que d'optimiser la production et la récupération d'hydrocarbure.

Pour tous les cas, la simulation nous permet d'établir des prévisions fiables.

Dans cette partie tout d'abord, concentrons-nous sur les différents modèles existants, ce qui nous permettra de mieux prédire les réponses du réservoir. Donc il faut garder en tête que notre système devra modéliser un environnement multiphasiques et multi-constituants parmi les différents modèle utilisable c'est le modèle « black oil », c'est un modèle constituant de 3 phases (aqueuse, oléique, gazeuse) et seulement 3 constituants (eau, huile, et gaz), et sur ce modèle qu'on va travailler.

2. Modèle numérique

Les modèles numériques permettent de découper le gisement en mailles ou en cellules dans chacune desquelles se trouvent des quantités de fluides soumises aux lois de la mécanique des fluides. Leur avantage essentiel est de pouvoir représenter les variations des caractéristiques du réservoir et des fluides, des débits aux puits et de la pression dans l'espace. Il sert à :

- Optimiser la récupération des hydrocarbures ultime sur la base d'un système de production donnée.
- Evaluer la distribution d'hydrocarbure restant à travers l'historique de production.
- Choisir les meilleures techniques de développement.
- Suivre le comportement du réservoir durant sa vie d'exploitation.
- Optimiser le nombre et l'emplacement des puits.
- Estimer les taux de récupération des hydrocarbures escomptés dans les stratégies actuelles et alternatives.
- Estimer le taux de production optimale pour chaque puits et sa durée de vie.

2.1.Types du modèle numérique

Les types du modèle numérique du réservoir sont classés selon le type du réservoir, les différents types du modèle de simulation disponibles sont indiqués dans les points suivants :

✓ **Modèle Black Oil**

Les fluides du réservoir sont traités comme des phases non miscibles séparés l'huile, l'eau et le gaz, les propriétés de ces composants peuvent varier avec la température et la pression, mais la composition reste constante au cours du temps. Ce type du modèle peut être utilisé dans les réservoirs d'huile et du gaz sec, généralement on utilise le modèle Black oil dans les processus de récupération non miscibles.

✓ **Modèle compositionnel**

Les fluides du réservoir sont représentés comme des composants d'hydrocarbures : méthane C1, éthane C2, propane C3, butane C4, etc. Ceci permet de mieux représenter l'évolution des fluides dans les cas des huiles volatiles, du gaz à condensât et de l'injection du gaz miscible.

2.2. But du modèle numérique de simulation dans ce travail

Comme étant un réservoir non productif (début de production programmé pour Mars 2018), le but de notre modèle de simulation (modèle black oil) est d'étudier l'influence, sur le taux de récupération et sur le bilan économique, des paramètres suivants:

- La disposition des puits
- le nombre de puits
- leur débit
- leur planning de mise en production
- l'influence d'un aquifère éventuel

La modélisation mathématique du réservoir comprend deux aspects géométrique et numérique :

- ✓ **Numérique (équations)** : l'aspect numérique comprends les équations gouvernant l'écoulement des fluides dans le milieu poreux, dans les paragraphes qui suivent on va traiter cet aspect.

Plusieurs simulateurs existent de nos jours, Eclipse est le plus performant et le plus fiable parmi eux, il occupe une partie importante dans l'industrie pétrolière

- ✓ **Géométrie (maillage)** : la géométrie du réservoir est représentée par un maillage suivant les trois directions de l'espace, y compris la discontinuité telle que les failles, il est défini par un système de grille.

Système de grille

La discrétisation dans l'espace de différentes équations d'écoulements dans un simulateur du réservoir exige l'utilisation des grilles. Chaque type de grille est caractérisé par des propriétés

spécifiques selon la dimension et la complexité du modèle choisi. Il est à noter que dans notre modèle, le type de grille choisi est la grille cartésienne à bloc centré (gridblock centered geometry).

- **Grille cartésienne** : C'est le type le plus couramment utilisé dans la simulation du réservoir, il est basé sur les coordonnées cartésiennes x , y et z . Deux sous-types de grille cartésienne sont distingués : grille à un bloc centré et grille à des points distribués.

- **La grille à un bloc centré** : est utilisée pour calculer l'accumulation de la masse dans les équations de l'écoulement.

- **La grille à des points distribués** : est plus précise pour calculer les écoulements entre les grids-blocks.

Le système de grille cartésienne peut être classé selon les directions de l'écoulement unidimensionnel, bidimensionnel et tridimensionnel.

- **Grille radial** : Le système du maillage radial est principalement utilisé dans le cas où la variation de saturation du fluide est rapide aux abords de puits. Ce modèle est appliqué généralement dans les études de percé du gaz et les entrées d'eau. Pratiquement, le maillage radial est utilisé pour modéliser les mailles de puits, tandis que les autres parties du réservoir doivent être présentés par des grilles cartésiennes, ce type de représentation est appelé la grille hybride.
- **Géométrie du Corner-Point** : La géométrie du corner-point est basée sur la spécification de l'emplacement de tous les huit coins de chaque grille. Ce système de maillage est utilisé pour représenter des formes géométriques complexes des formations rocheuses comme les failles, les barrières de perméabilité et les contours irréguliers.

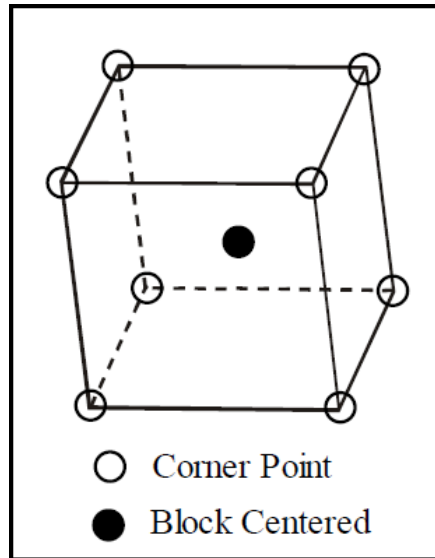


Fig III.2 : Corner point et block centered géométrie (John et al, Principles of Applied Reservoir Simulation).

3. Structure générale du modèle Réservoir

La structure d'un modèle réservoir peut varier d'un gisement à un autre à cause de différents facteurs : le type du réservoir (réservoir du gaz ou de l'huile), le type du fluide (gaz sec, gaz à condensat), les conditions initiales du réservoir (pression, température). C'est pour cette raison, on propose une structure générale qui regroupe toutes les informations nécessaires pour construire un modèle réservoir.

3.1. Identification du Modèle

L'identification du modèle réservoir se caractérise par la spécification du type de simulation à utiliser (black oil ou compositionnelle), le type de maillage à choisir et ses dimensions.

3.2. Modèle géologique

Toutes les données structurales et pétro-physiques du modèle géologique sont généralement assemblées comme données d'entrée pour les grilles dans une section du simulateur. La structure du modèle géologique est représentée par des données géométriques des grilles en termes d'emplacement et des dimensions. Ceci est habituellement accompagné par des spécifications séparées des données pétro-physiques pour chaque grille. Les données pétro-physiques comprennent la porosité, la perméabilité, la hauteur utile et les saturations initiales des fluides.

3.3. Données sur les propriétés de fluides (PVT)

Cette partie a été réservée aux propriétés des fluides (PVT) dans les conditions de surface et du réservoir. Pour un modèle compositionnelle les données PVT sont généralement présentées sous une forme de composition du fluide générée par une équation d'état.

3.4. Données sur les propriétés de roche/fluide

Cette section contient principalement les courbes de perméabilité relative et les courbes de pression capillaire.

3.5.La section des données de puits

Dans cette section, il est nécessaire d'intégrer les données des puits dans le modèle réservoir, l'emplacement des puits, le type de puits, le taux de production, le taux d'injection et la complétion des puits.

3.6.Les données de sortie (Output data)

Les outputs data peuvent être présentés généralement par la production cumulée et journalière de l'huile, de l'eau et du gaz du champ, la pression du réservoir, le WCT, le GOR et le WOR du champ, la production cumulée et journalière de l'eau, de l'huile et du gaz de chaque puits....etc. Ces outputs permettent de suivre le comportement du réservoir et des puits durant la vie d'exploitation de gisement, ainsi d'éviter les différents problèmes de récupération telle que ; les percés d'eau, les percés du gaz, la chute de pression, la remonte du niveau d'aquifère, le dépôt des asphaltènes, le dépôt de sel, et les endommagements aux abords des puits.

4. Etude de modèle black oil

Dans ce qui suit on va aborder la simulation du modèle Black Oil qui donne une description simplifiée des fluides de gisement par 3 pseudos constituants (Eau, Huile et Gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation, Ce modèle ignore le changement de température du réservoir et la diffusion de masse dans le flux de fluide. Il est utilisé afin de prévoir la récupération primaire d'hydrocarbures et la récupération secondaire par injection d'eau ou de gaz immiscible où les changements de la composition sont négligeables et cela en utilisant la méthode numérique **IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation)**.

Tout d'abord on va établir les différentes équations qui interprètent le modèle Black Oil (dans notre cas on a un écoulement biphasique (gas, water) et qui se basent sur des lois physiques simples.

4.1.Modèle mathématique

Pour développer le modèle mathématique on utilise 3 équations :

- Équation de conservation de la masse.
- Équation d'état.
- Équation de darcy.

4.1.1. Équation de conservation de la masse

La loi de conservation de masse stipule que, dans un volume donné de milieu poreux et pendant un intervalle de temps donné, la somme algébrique des flux massiques est égale à la variation de la masse dans l'élément de volume, formule (III.1).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{somme des flux} \\ \text{massiques entrants} \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{l} \text{somme des flux} \\ \text{massiques sortants} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \text{accroissement de la masse} \\ \text{contenue dans le volume} \end{array} \right\}$$

$$m_i - m_o + m_s = m_a \quad (III.1)$$

Les formules des différentes masses sont données par (III.2), (III.3) et (III.4).

$$m_i = \left[(\rho V_x)_x \Delta y \Delta z + (\rho V_y)_y \Delta x \Delta z + (\rho V_z)_z \Delta x \Delta y \right] \Delta t \quad (III.2)$$

$$m_o = \left[(\rho V_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (\rho V_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (\rho V_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y \right] \Delta t \quad (III.3)$$

$$m_s = q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t \quad (III.4)$$

Le débit massique q est pris une valeur positive quand il s'agit d'un puits producteur, et une valeur négative quand il s'agit d'un puits injecteur.

C_p est définie comme étant la masse totale de la phase p dans l'élément de volume Δv divisée par son volume, alors le terme d'accumulation (m_a) sera défini dans la formule (III.5).

$$m_a = \left[(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t \right] \Delta x \Delta y \Delta z \quad (III.5)$$

En remplaçant chaque terme dans l'équation (III.1), on aura l'équation (III.6).

$$\left[(\rho V_x)_x \Delta y \Delta z + (\rho V_y)_y \Delta x \Delta z + (\rho V_z)_z \Delta x \Delta y \right] \Delta t - \left[(\rho V_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (\rho V_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (\rho V_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y \right] \Delta t - q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = \left[(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t \right] \Delta x \Delta y \Delta z \quad (III.6)$$

En simplifiant la formule (III.6), on aura la formule finale (III.7).

$$-\frac{(\rho V_y)_{x+\Delta x} - (\rho V_x)_x}{\Delta x} - \frac{(\rho V_y)_{y+\Delta y} - (\rho V_y)_y}{\Delta y} - \frac{(\rho V_y)_{z+\Delta z} - (\rho V_z)_z}{\Delta z} - q = \frac{(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t}{\Delta t}$$

$$-\frac{\partial \rho V_x}{\partial x} - \frac{\partial \rho V_y}{\partial y} - \frac{\partial \rho V_z}{\partial z} - q = \frac{\partial C_p}{\partial t} \quad (III.7)$$

4.1.2. Équation d'état

Pour gaz : $\rho_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g} \quad (III.8)$

Pour eau : $\rho_w = \frac{\rho_{wsc}}{B_w} \quad (III.9)$

Les concentrations des phases peuvent s'écrire comme suit :

$$C_g = \phi \rho_{gsc} \frac{S_g}{B_g} \quad (\text{III.10})$$

$$C_w = \phi \rho_{wsc} \frac{S_w}{B_w} \quad (\text{III.11})$$

$$S_g + S_w = 1 \quad (\text{III.12})$$

En combinant les équations (III.10), (III.11) et (III.12) pour chaque phase :

$$- \left[\left(\frac{\partial}{\partial x} \frac{\rho_{gsc}}{B_g} V_{xg} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial y} \frac{\rho_{gsc}}{B_g} V_{yg} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial z} \frac{\rho_{gsc}}{B_g} V_{zg} \right) \right] - q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi S_g \frac{\rho_{gsc}}{B_g} \right) \quad (\text{III.13})$$

$$- \left[\left(\frac{\partial}{\partial x} \frac{\rho_{wsc}}{B_w} V_{xw} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial y} \frac{\rho_{wsc}}{B_w} V_{yw} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial z} \frac{\rho_{wsc}}{B_w} V_{zw} \right) \right] - q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi S_w \frac{\rho_{wsc}}{B_w} \right) \quad (\text{III.14})$$

Dans les conditions standards $\rho_{gsc} = \text{cst}$, $\rho_{wsc} = \text{cst}$ donc les équations (III.13) et (III.14) deviennent :

$$- \left[\left(\frac{\partial}{\partial x} \frac{V_{xg}}{B_g} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial y} \frac{V_{yg}}{B_g} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial z} \frac{V_{zg}}{B_g} \right) \right] - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} \right) \quad (\text{III.13})$$

$$- \left[\left(\frac{\partial}{\partial x} \frac{V_{xw}}{B_w} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial y} \frac{V_{yw}}{B_w} \right) + \left(\frac{\partial}{\partial z} \frac{V_{zw}}{B_w} \right) \right] - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (\text{III.14})$$

4.1.3. Équation de darcy

$$\text{Gaz :} \quad V_{xg} = \frac{-K_{rg} K_x}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} (\phi_g) \quad (\text{III.15})$$

$$\text{Eau :} \quad V_{xw} = \frac{-K_{rw} K_x}{\mu_w} \lambda_w \frac{\partial}{\partial x} (\phi_w) \quad (\text{III.16})$$

Tels que :

$$\phi_g = P_g + \rho_g g z \quad (\text{III.17})$$

$$\phi_w = P_w + \rho_w g z \quad (\text{III.18})$$

En combinant les équations (III.15), (III.16), (III.17) et (III.18) on aura l'équation (III.19) et (III.20).

$$\nabla \left(\frac{\bar{K} \lambda_g}{B_g} \nabla \phi_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} \right) \quad (\text{III.21})$$

$$\nabla \left(\frac{\bar{K} \lambda_w}{B_w} \nabla \phi_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (\text{III.22})$$

Avec : $\lambda_g = \frac{K_{rg}}{\mu_g}$ $\lambda_w = \frac{K_{rw}}{\mu_w}$ et on a $P_w = P_g - P_c$

Donc on aura :

$$\nabla \left(\frac{\bar{K}\lambda_g}{B_g} \nabla (P_g + \rho_g g z) - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} \right) \quad (\text{III.23})$$

$$\nabla \left(\frac{\bar{K}\lambda_w}{B_w} \nabla (P_g - P_c + \rho_w g z) - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (\text{III.24})$$

$$A_g = \nabla \left(\frac{\bar{K}\lambda_g}{B_g} \nabla (P_g + \rho_g g z) - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \right) \quad (\text{III.25})$$

$$A_w = \nabla \left(\frac{\bar{K}\lambda_w}{B_w} \nabla (P_g - P_c + \rho_w g z) - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \right) \quad (\text{III.26})$$

Alors :

$$A_g = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} \right) = \phi S_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_g} \right) + \frac{1}{B_g} \frac{\partial(\phi S_g)}{\partial t} \quad (\text{III.27})$$

$$A_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) = \phi S_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \frac{1}{B_w} \frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t} \quad (\text{III.28})$$

$C_g = -\frac{1}{V_g} \frac{\partial V_g}{\partial P_g}$ On remplace V_g par $V_g = \frac{V_{std}}{B_g}$ on obtient l'équation (III.29).

$$C_g = B_g \frac{\partial}{\partial P_g} \left(\frac{1}{B_g} \right) \quad (\text{III.29})$$

La même chose pour $C_w = B_w \frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{1}{B_w} \right)$ (III.30)

On multiplie et on divise par ∂P les équations (III.27) et (III.28), on aura (III.31), (III.32).

$$A_g = \phi S_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_g} \right) \frac{\partial P}{\partial P} + \frac{1}{B_g} \frac{\partial(\phi S_g)}{\partial t} \frac{\partial P}{\partial P} \quad (\text{III.31})$$

$$A_w = \phi S_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial P} + \frac{1}{B_w} \frac{\partial(\phi S_w)}{\partial t} \frac{\partial P}{\partial P} \quad (\text{III.32})$$

D'où :

$$A_g B_g + A_w B_w = B_g \phi S_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_g} \right) \frac{\partial P}{\partial P} + \frac{B_g}{B_g} \frac{\partial \phi S_g}{\partial t} \frac{\partial P}{\partial P} + B_w \phi S_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial P} + \frac{B_w}{B_w} \frac{\partial \phi S_w}{\partial t} \frac{\partial P}{\partial P}$$

$$A_g B_g + A_w B_w = B_g \phi S_g \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_g} \right) \frac{\partial P}{\partial P} + \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_g) + B_w \phi S_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial P} + \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w)$$

$$A_g B_g + A_w B_w = \phi \frac{\partial P}{\partial t} \left(S_g C_g + \frac{1}{\phi} \frac{\partial(\phi S_g)}{\partial P} + S_w C_w + \frac{1}{\phi} \frac{\partial(\phi S_w)}{\partial P} \right) \quad (\text{III.33})$$

La compressibilité de la roche $C_r = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}$

$S_g + S_w = 1$ et

$$C_t = C_r + S_g C_g + S_w C_w$$

$$A_g B_g + A_w B_w = C_t \phi \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$B_g \left(\frac{\nabla \bar{K} \lambda_g}{B_g} \nabla(P_g) - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \right) + B_w \left(\frac{\nabla \bar{K} \lambda_w}{B_w} \nabla(P_g - P_c) - \frac{q_g}{\rho_{wsc}} \right) = C_t \phi \frac{\partial P_g}{\partial t} \quad (\text{III.34})$$

L'équation (III.31) est appelée l'équation de pression car aucun terme de saturation n'est présent.

Lors de la simulation, le travail consiste donc à résoudre l'équation (III.31) pour trouver P_g qu'on utilise ensuite dans les équations (III.25) et (III.12) afin de trouver les saturations S_g, S_w .

4.2.Principe de la méthode des différences finie

La plupart des modèles mathématiques se présentent sous la forme de systèmes d'équations différentielles. Des conditions initiales et des conditions limites sont en général requises pour compléter le modèle. Pour résoudre numériquement de tels problèmes. L'idée de base consiste à ne rechercher que la valeur des fonctions inconnues en un grand nombre de points : il s'agit de remplacer les opérateurs différentiels (dérivées premières, secondes, etc., partielles ou non) par des approximations.

Donc au lieu de résoudre un problème différentielle ou problème continue, nous allons résoudre un grand système linéaire où non linéaire qu'on appelle le problème discret.

Le but est de remplacer une dérivée partielle inconnue telle que $\frac{\partial P}{\partial x}$ par un autre terme simple. Cela peut se faire en manipulant les séries de Taylor :

$$P(x + \Delta x) = P(x) + \frac{\Delta x}{1} \frac{\partial P(x)}{\partial x} \Big|_x + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 P(x)}{\partial x^2} \Big|_x + \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 P(x)}{\partial x^3} \Big|_x + \dots \dots \dots \quad (\text{III.35})$$

Il est clair que $\frac{\partial P}{\partial x}$ peut être calculée à partir de l'équation

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} = \frac{P(x+\Delta x) - P(x)}{\Delta x} + \varepsilon(\Delta x) \quad (\text{III.36})$$

Où :

$$\varepsilon(\Delta x) = \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 P(x)}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 P(x)}{\partial x^3} \quad (\text{III.37})$$

Si le terme $\varepsilon(\Delta x)$, qui s'appelle erreur de troncature, est négligeable devant $\frac{P(x+\Delta x) - P(x)}{\Delta x}$,

on écrit :

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x+\Delta x) - P(x)}{\Delta x} \quad (\text{III.38})$$

Pour des valeurs de Δx petites, la première dérivée peut être remplacée par le terme de la formule (III.38)

L'approximation de la première dérivée peut se faire selon une infinité de schémas. Cependant, trois schémas sont plus utilisés, il s'agit des schémas forward, backward et central qui sont formulés respectivement par les équations suivantes :

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x+\Delta x) - P(x)}{\Delta x} = \frac{P_{i+1} - P_i}{\Delta x} \quad (\text{III.39})$$

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x) - P(x-\Delta x)}{\Delta x} = \frac{P_i - P_{i-1}}{\Delta x} \quad (\text{III.40})$$

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x+\Delta x) - P(x-\Delta x)}{2\Delta x} = \frac{P_{i+1} - P_{i-1}}{2\Delta x} \quad (\text{III.41})$$

L'approximation des autres dérivées partielles se fait aussi par la manipulation des séries de Taylor (III.35), et la dérivée seconde, par exemple, peut être remplacée par la formule (III.42).

$$\frac{\partial^2 P(x)}{\partial x^2} = \frac{P(x+\Delta x) - 2P(x) + P(x-\Delta x)}{2\Delta x^2} = \frac{P_{i+1} - 2P_i + P_{i-1}}{\Delta x^2} \quad (\text{III.42})$$

On utilise le maillage bloc centré qui découpe le réservoir en un ensemble de parallélépipèdes dont les centres sont les points de discrétisation. Les conditions aux limites appliquées sont celles de Neumann qui stipulent que le flux est nul aux frontières du réservoir.

4.3.Procédure IMPES

L'origine de cette méthode est le travail réalisé par Sheldon et al 1959 et Gardner 1961, le but de cette méthode est d'avoir une seule équation avec inconnu P_o qui va être traitée implicitement, puis l'équation de la saturation sera traitée explicitement, en conséquence cette méthode est utilisée uniquement dans le cas où on a des petites variations de la saturation en fonction de temps, autrement dit pour des valeurs de Δt petites car le schéma explicite est conditionnellement stable contrairement au schéma Implicite qui est inconditionnellement stable.

Donc, dans notre cas, l'équation de la pression sera traitée implicitement c.à.d. à partir d'une seule valeur de la pression à l'instant t (old time) et au point i , on va calculer les pressions aux

points $i-1$, i , $i+1$ à l'instant $t + \Delta t$ (new time) et cela pour chaque maille, on aura une résolution suivant un triangle, la discrétisation de P se fait à l'instant $t + \Delta t$

L'équation de la saturation sera traitée explicitement sans un effort de calcul (triangle inverse) c.à.d. on aura qu'à remplacer les valeurs de la pression traitées implicitement pour en déduire les saturations.

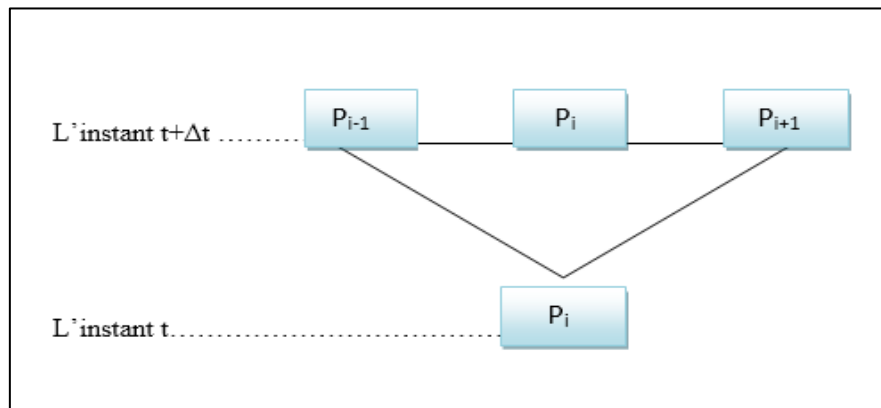


Fig III.3: Schéma Implicite.

✓ Equation de la saturation

Une fois l'équation de la pression est résolue, on utilise l'équation de la saturation pour déduire les saturations en eau et cela en remplaçant les valeurs de la pression trouvées, dans ce cas on prend $S_w^t = S_{wi}$ sachant que $S_o + S_w = 1$ on déduit la saturation en huile

Il existe plusieurs méthodes de résolution des systèmes d'équations linéaires. En général, elles peuvent être divisées en deux groupes ; les méthodes directes dites « exactes » et les méthodes dites approchées (itératives).

4.4. Résolution numérique du système d'équations

Il existe plusieurs méthodes de résolution des systèmes d'équations linéaires. En général, elles peuvent être divisées en deux groupes ; les méthodes directes dites « exactes » et les méthodes dites approchées (itératives.)

Généralement, les méthodes directes ne s'appliquent que pour des systèmes d'équations moyennes ($N \leq 1000$). La résolution directe des grands systèmes nécessite un effort de calcul considérable et les méthodes de résolution itératives s'avèrent comme une bonne alternative. Le type de résolution numérique utilisé par le programme d'exécution d'Eclipse et la méthode

orthomin (VINSOME 1976) avec un préconditionnement de la matrice suivant la méthode nested factorization (Appleyard, Chesire, 1983).

5. Introduction sur Eclipse

Eclipse est outil informatique utilisé dans le domaine pétrolier afin de faire des calculs, estimation, et prévision de performance future du comportement de réservoir.

Il est divisé en modules, chaque module fait son propre travail tel que :

- Well test200
- VFP, Vertical Flow Performance (traitement des écoulements au niveau de tubing et de surface)
- PVTi :
- SCAL (Special Core Analysis)

Le traitement du problème se réalise physiquement par l'un des modèles cités avant (modèle black oil, modèle compositionnelle), tandis que pour le cas étudié, le traitement de notre modèle de simulation est avec le Black-Oil.

Bases de simulation de réservoir : Le réservoir est divisé en un certain nombre de cellules dont chaque cellule contient des données de base fournies, les puits sont positionnés dans les cellules, tandis que les taux de production requis sont indiqués en fonction de temps. Les équations sont résolues pour donner la pression et les saturations pour chaque block ainsi que la production de chaque phase pour chaque puits.

5.1.Montage de modèle dynamique

Ils existent plusieurs simulateurs de réservoirs tel que : Eclipse, VIP, Necssusse ect, qui ont le même principe basé sur les équations de l'écoulement des fluides dans les milieux poreux, mais ils se diffèrent uniquement dans la présentation des data dans le fichier de données. Avec Eclipse les données sont introduites sous forme de fichier texte “.DATA”.

Le fichier data est divisé en sections : RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS, REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE. Ils sont présentés dans la figure (**Fig III.4**).

RUNSPEC	Les caractéristiques générales du modèle
GRID	Maillage et les propriétés de la roche
EDIT	Modification des données de maillage.
PROPS	Les données PVT et l'analyse des échantillons
REGIONS	La subdivision du réservoir en régions
SOLUTIO	Initialisation de la simulation
SUMMAR	Format des résultats désirés pour les courbes
SCHEDULE	Puits, complétion, débit, corrélation d'écoulement, réseau de collecte, control.

Fig III.4 : Section du fichier Data pour Eclipse100

5.2.Préparation de fichier data

Les data d'entré pour ECLIPSE peuvent être établis en utilisant l'éditeur NOTEPAD, l'extension de ce fichier est de la forme :

NOMFICHER.DATA

Ce fichier est composé de sections ordonnées chaque section est présenté par un mot-clé qui se trouvera dans l'en-tête de la section et chaque section est composé de Mots clés, on constatera

par la suite les sections peuvent être classé en deux catégorie (Section Obligatoire, Section optionnelle) , les sections sont présenté comme suit :

5.2.1. Section RUNSPEC (obligatoire)

Cette section est composée généralement de :

- TITLE (titre) : par exemple Timimoun-Irharen.
- Début de simulation : on écrit le jour du mois, le mois puis l'année et enfin on termine avec un slache exemple START 01/JAN/2018
- Les phases présentes dans le réservoir : WATER, GAS.
- Type d'unités: F I E L D /METRIC/LAB.
- UNIFIN: il indique que les fichiers input sont unifiés.
- UNIFOUT: il indique que les fichiers output sont unifiés.

- NOSIM : ce keyword vérifie uniquement les données sans faire de simulation.

5.2.2. Section GRID (obligatoire)

La section GRID détermine la géométrie de base de la grille de simulation et les différentes propriétés de la roche (porosité, perméabilité absolue, rapports nette à brut) dans chaque cellule de grille. À partir de cette information, le programme calcule les volumes de pores du bloc de grille, les profondeurs de milieu de point et les transmissibilités entre blocs.

Parmi les mots clés les plus utilisés sont les suivants:

- FAULTS : spécifier l'emplacement des failles.
- MULTFLT : Multiplicateur de transmissibilité pour les failles (si =1 donc elle est transmissible).
- PERMX, PERMY, PERMZ : est la perméabilité selon la direction considérée (X, Y, Z).
- COPY : utilisé pour copier des données qu'on a déjà dans le fichier vers une autre destination (par exemple : on copie les perméabilités selon l'axe x vers les perméabilités selon l'axe y).

5.2.3. Section EDIT (optionnelle)

Modifications pour calculer les volumes de pores, les profondeurs du centre de la grille et la transmissibilité.

Parmi les mots clés les plus utilisés on a :

Quelques outputs de la section GRID peuvent être modifiés dans la section EDIT:

- DEPTH, PORV, TRAN (X, Y, R, THT, Z).
- Diffusivity Option keywords.

5.2.4. Section PROPS (obligatoire)

La section PROPS contient les pressions et les saturations qui dépendent des propriétés des fluides du réservoir et des roches.

Les informations requises pour chaque fluide:

- PVT du fluide en fonction de la pression.
- Densité ou gravité.

Informations nécessaires de la roche:

- Perméabilité Relative en fonction de la saturation.
- Pression capillaire en fonction de la saturation.
- Compressibilité de la Roche en fonction de la pression.

Parmi les mots clés utilisés dans cette section, nous avons :

- SWOF : l'introduction de la perméabilité relative de l'eau ainsi que celle de l'huile ainsi que la pression capillaire en fonction de la saturation d'eau.
- PVTO : le facteur volumétrique, la viscosité de l'huile en fonction de la pression.
- PVZG : le facteur de compressibilité et la viscosité du gaz en fonction de la pression.

5.2.5. Section REGION

Divise le réservoir en régions pour le calcul de :

- Propriétés de PVT (densités et viscosités de fluide).
- propriétés de saturation (Perméabilités relatives et pressions capillaires).
- conditions initiales (pressions d'équilibre et saturations)
- fluide en place

Si cette section est omise, tous les blocs de grille sont placés dans la région 1.

L'ensemble du mot-clé utilisé sont :

FIPNUM: division selon le fluide en place.

SATNUM: division selon la saturation.

EQLNUM: division selon le contact entre deux fluides.

PVTNUM: division selon les données PVT.

5.2.6. Section SOLUTION

Spécification de l'état initial de chaque cellule dans le modèle est l'objectif de cette section :

- La pression initiale et la phase de saturation.
- Rs initial.
- Propriétés des fluides qui dépendent de la profondeur.

L'ensemble des mots-clés liés à cette section sont :

- EQUIL : dans lequel on écrit la profondeur du contact, la pression au contact, la pression capillaire au contact, le Rs (profondeur).

5.2.7. Section SUMMARY

Spécification des données à écrire dans le fichier récapitulatif après chaque étape temporelle. Nécessaire si certains types de sortie graphique (par exemple courbe l'eau en fonction du temps) doivent être générés après la fin de la course. Si cette section est omise, aucun fichier récapitulatif n'est créé.

FGPT: c'est le cumule de gaz produit au-dessus du GWC.

FGPR : c'est le débit de gaz produit par champ.

WGPR : c'est le débit de gaz produit par le puits.

FGIP: c'est le gaz in place.

5.2.8. Section SCHEDULE

Spécifie les opérations à simuler (contrôle et contraintes de production et d'injection) et les temps auxquels les rapports de sortie sont requis. Les courbes de performance de débit vertical et les paramètres de réglage du simulateur peuvent également être spécifiés dans la section SCHEDULE.

La section SCHEDULE est souvent utilisée en deux modes :

- History matching, spécifier les nouveaux puits, les facilités et la production/injection.
- Prédiction spécifier les mécanismes de control, les nouveaux puits et les limites économiques.

Parmi les mots-clés de cette section :

- TSTEP : qui nous permet de choisir le pas du temps (de 1 jour à 6 mois au maximum).
- WELSPECS: ce mot-clé sert à Introduire les spécifications d'un nouveau puits et ses données générales, il est obligatoire qu'un puits doit être introduit avec ce mot-clé avant d'être mentionné dans un autre mot-clé.

Les valeurs par défaut

Certains éléments de données peuvent être mis en défaut à une valeur par défaut intégrée. La description du mot-clé indiquera quand les valeurs par défaut peuvent être appliquées. Il existe deux façons de définir des quantités sur leurs valeurs par défaut. Tout d'abord, en terminant un enregistrement de données prématurément avec une barre oblique (/), les quantités restant non spécifiées seront définies sur leurs valeurs par défaut. Deuxièmement, les quantités sélectionnées positionnées avant que la barre oblique ne soient par défaut en entrant $n *$ où n est le nombre de quantités consécutives à ne pas régler. Par exemple, $3 *$ entraînera l'attribution des valeurs par défaut aux trois prochaines quantités dans les données du mot-clé. Il ne doit pas y avoir d'espace vide entre le numéro et l'astérisque. S'il n'y a qu'un seul article à la fois pour être définitivement défini, $1 *$ doit être entré. Un astérisque par lui-même n'est pas suffisant.

6. Conclusion

Ce chapitre introduit brièvement certaines notions fondamentales de la simulation

numériques, il permet d'avoir les différents types de modèles utilisés dans la simulation numérique. Ainsi, elle présente les concepts de base de la simulation numérique, leur importance, leur utilité et leur fonctionnalité. Le choix de chaque concept ça sera en fonction des problèmes engendrés, en fonction des contraintes géologiques, en fonction du temps et en fonction de la stabilité du modèle. Ce chapitre nous permet aussi de savoir la structure générale de construction d'un modèle numérique du réservoir.

A travers ce chapitre, une introduction au simulateur Eclipse100 était fournie, en éclaircissant la méthode du montage de modèle dynamique et la construction du fichier DATA de ce modèle, et en expliquant les différents mots clés qui sont introduits dans les sections du fichier DATA.

Donc ce chapitre permet de comprendre les étapes de simulation de réservoir que le simulateur Eclipse100 poursuit pour prédire le comportement future de réservoir.

Chapitre IV :
Stratégie de
développement de la
structure Irharen

1. Introduction

La stratégie de développement de n'importe quel champ dépend fortement de l'emplacement optimal des puits ainsi que le choix optimal de nombre de puits à implanter. En particulier, cet emplacement est une tâche difficile dans les réservoirs de tight gaz, parce que ces réservoirs sont généralement assez complexes et les caractéristiques des réservoirs ne sont souvent pas bien comprises en raison de données limitées. Pourtant, l'emplacement optimal des puits a un effet significatif sur la récupération attendue, car les zones de drainage autour des puits dans les réservoirs compacts sont faibles par rapport aux champs de gaz conventionnels. Le problème est difficile pour plusieurs raisons: le nombre de scénarios possibles est important, l'incertitude dans les propriétés du réservoir et l'économie doit être abordée.

L'emplacement correct est un problème fondamental et de nombreuses approches différentes sont apparues dans la littérature, habituellement pour les réservoirs conventionnels. Ces approches se concentrent sur deux questions principales, à savoir l'incertitude et le grand nombre d'alternatives.

Dans ce travail, nous proposons une méthodologie pour trouver le nombre de puits optimal et ses emplacements pour un réservoir de tight gaz.

2. Présentation de la stratégie de développement

La méthodologie de la réalisation du plan de développement de la structure Irharen est basée sur la stratégie des scénarios qui consiste à la détermination de nombre de puits. La stratégie des scénarios est l'ensemble des méthodes d'optimisation de la production future. Avant d'entamer chaque scénario, un choix optimal de l'emplacement des puits a été effectué par une approche simulation. Dans le but du développement de la structure Irharen, une optimisation va être réalisée à partir de 3 puits (cas de base). Dans cette étude on a utilisé le simulateur ECLIPSE100 pour la simulation des scénarios en se servant des données sismiques et géologiques traduits afin d'estimer la production future.

L'optimisation de l'emplacement des puits est basé sur la quantité du gaz récupérée, plus la récupération est bonne plus l'emplacement de puits est meilleur, la récupération n'est considérable seulement dans des zones qui contiennent des grands volumes de gaz en place (GIP).

L'approche simulation consiste à la création d'une propriété, pour une meilleure sélection des emplacements de puits. Elle définit les quantités de gaz dans le réservoir. C'est une combinaison des paramètres statiques et dynamiques, qui prend une formule similaire à la formule de GIP (IV.1) donnée par la méthode volumétrique pour un gaz sec.

$$GIP = \frac{CAh\phi(1-S_w)}{B_g} \quad (IV.1)$$

C : facteur de conversion.

A : superficie du réservoir (acre).

h : Epaisseur du réservoir (ft).

ϕ : Porosité.

S_w : Saturation en eau.

Elle permet de réaliser une carte de qualité (quality map), qui visualise les zones à fort volume de gaz en place, donc son but est de déterminer la localisation des grandes volumes de gaz dans le réservoir et non pas de quantifier ces volumes, ce qui nous permet d'effectuer des changements dans la formule (IV.1) sans affecter la qualité de la propriété GIP, en négligeant certains paramètres et remplaçant certains par d'autres similaires, selon la disponibilité de ces derniers dans le simulateur.

Si on néglige le changement de facteur volumétrique B_g et les constantes C et A, avec le remplacement de l'épaisseur du réservoir par le Net to gross (épaisseur de grès par rapport à l'épaisseur du réservoir), la propriété créée aura la formule (IV.2).

$$GIP^* = \phi \cdot \frac{N}{G} \cdot (1 - S_w) \quad (IV.2)$$

$\frac{N}{G}$: Net to gross, épaisseur de grès par rapport à l'épaisseur du réservoir.

GIP^* : Gas in place, propriété créée pour la carte de qualité.

Alors pour la sélection des emplacements des puits, on se sert de la carte de qualité, on ne se contente pas de visualiser la propriété au toit de réservoir seulement mais aussi au travers les couches profondes, car ça se peut qu'on ait de bonnes qualités au toit du réservoir tandis que les couches profondes n'ont pas le même degré de qualité, donc pour le bon positionnement il

est nécessaire de prendre en considération : l'évolution de la propriété à travers les couches profondes, qui est illustré la figure (**Fig IV.1**), et aussi l'espacement adéquat entre les puits (1.5 km en moyenne) pour éviter les interférences entre eux.

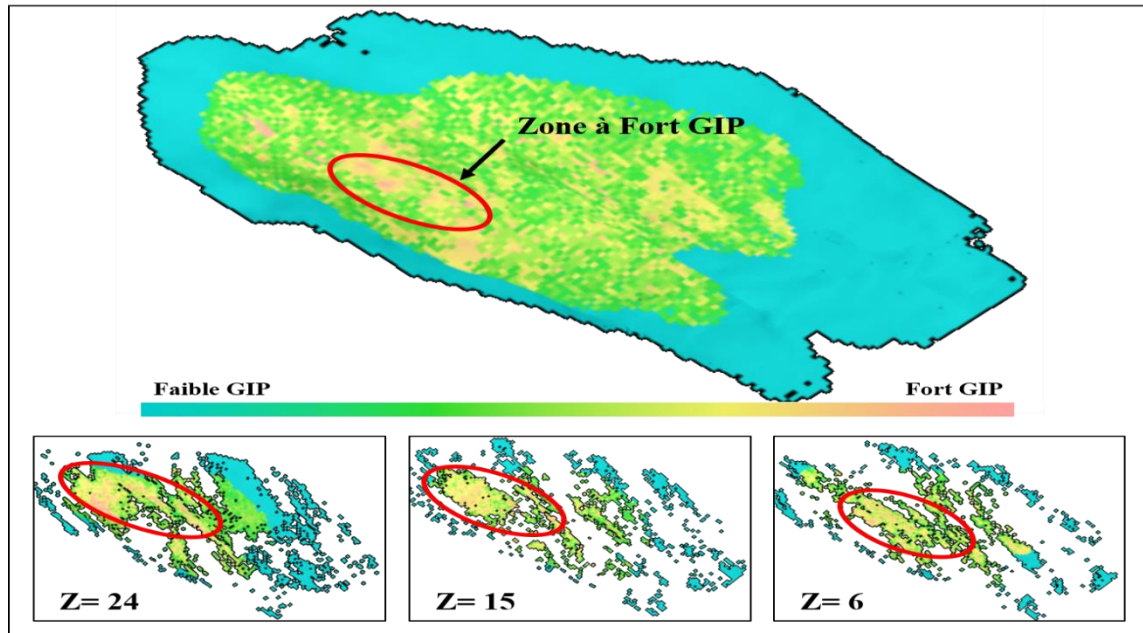


Fig IV.1: Carte de qualité au toit du réservoir et au travers la profondeur

3. Déroulement des scénarios

Le modèle de simulations dynamiques a été réalisé avec le simulateur Eclipse E100 de Schlumberger. Ce modèle a pour dimension 84×139×49 mailles, il a été réalisé avec les hypothèses suivantes :

Les contraintes de développement :

- ✓ la perforation devra être faite au plus tard en mars 2018 pour commencer la production et cela devra être effectué pour chaque puits avec une longueur de perforation spécifique à chaque puits en prenant en compte le contact eau gaz pour éviter le phénomène du Coning.
- ✓ La température du réservoir est considéré constante égale 115 C°.
- ✓ La simulation s'étalera sur 20 ans dans tous les scénarios, il est à noter que le contrat du groupement dure 20 ans.

Les contraintes de production :

- ✓ La pression de tête égale à 45 bars.
- ✓ La table de VLP (vertical lift pressure) sert à évaluer les pertes de charges dans le tubing.

Méthodologie de la sélection des scénarios

Dès qu'on construit la carte de qualité, on peut localiser les zones à fort volume de gaz d'où on peut déterminer les meilleurs emplacements des puits qui assurent une bonne récupération de gaz, on passe à l'étape suivante dans notre étude qui traite l'optimisation du nombre de puits producteurs à développer dans ce champ, qui se fait par la réalisation des scénarios et le choix du scénario optimum qui définit le nombre de puits à implanter.

Après plusieurs tentatives on a opté à adopter un algorithme d'optimisation, qui consiste à maximiser le gain de production de puits ajoutés par scénario, dans le but de réduire le nombre des scénarios on s'est contenté à l'ajout de 2 puits pour chaque scénario.

D'abord un cas de base était réalisé avec un minimum de puits (3 puits), à partir de ce cas et en gardant les mêmes puits, les autres scénarios étaient réalisés par l'ajout de 2 puits en chaque scénario. L'emplacement de ces deux puits est réalisé manuellement, en balayant les zones à fort GIP qui sont indiquées par la carte de qualité et non préoccupées par les puits précédents, après on choisit la zone qui procure la meilleure production (on fait une simulation et on compare le cumul produit de chaque emplacement situé dans ces zones, le meilleur cumul sélectionne le meilleur emplacement).

Le gain de production de chaque scénario par rapport au cas précédant nous permet de décider le nombre des scénarios à développer, pour optimiser le nombre de puits. L'algorithme d'optimisation de nombre de puits est illustré dans la figure (**Fig IV.2**).

Une fois le nombre de puits est sélectionné, et vu la nature de notre réservoir (tight gas réservoir avec présence de fractures naturelles qui ne contribuent pas dans la production de tous les puits), on propose un autre scénario avec stimulation.

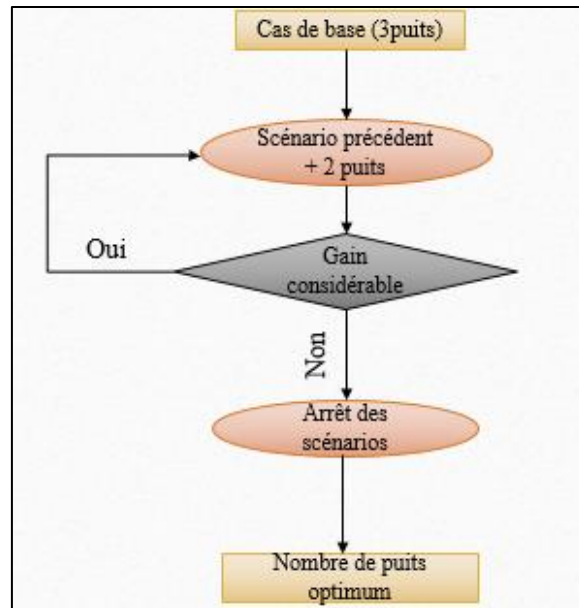


Fig IV.2 : Algorithme d'optimisation de nombre de puits

3.1.Cas de base

Ce cas représente la combinaison de trois puits producteurs verticaux (IR5, IR6, IR7), dont le puits IR5 est implanté réellement dans le plan de développement de la structure Irharen, tandis que les deux autres puits étaient implantés judicieusement en se servant de la carte de qualité, et ça après plusieurs tentatives en balayant toutes les zones à meilleur GIP pour avoir la meilleure production possible. Les puits IR1, IR2, IR3 et IR4 existent déjà, ils sont des puits d'exploration. La production cumulée pour chaque puits est illustrée dans la figure (Fig IV.5). L'implantation de ces puits dans le réservoir est présentée dans la figure (Fig IV.3).

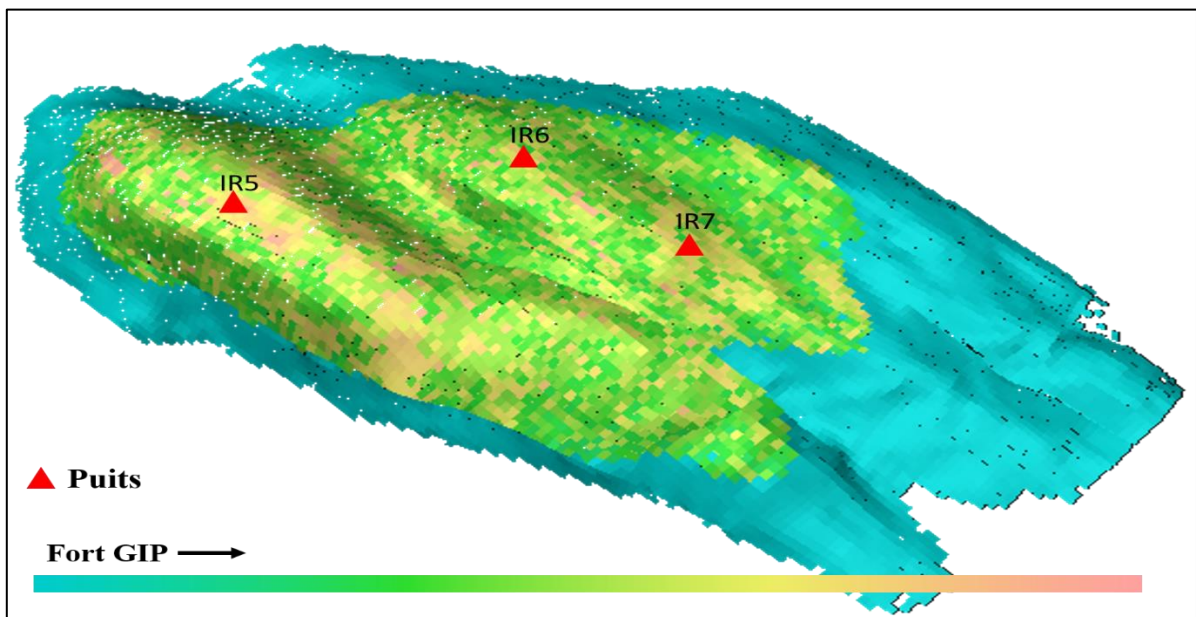


Fig IV.3 : Implantation des puits dans le cas de base.

Tous les paramètres qui concernent la simulation de ce cas sont montrés dans les graphes suivants.

D'après la figure (**Fig IV.4**), on constate que le débit de gaz produit diminue avec le temps, lors de l'exploitation du champ pendant 20 ans, à la dernière année le débit se stabilise et prend une valeur minimale de 81796,117 SM³/jour, tandis que le cumul prend une valeur maximale qui est égale à : 8.35×10^8 SM³.

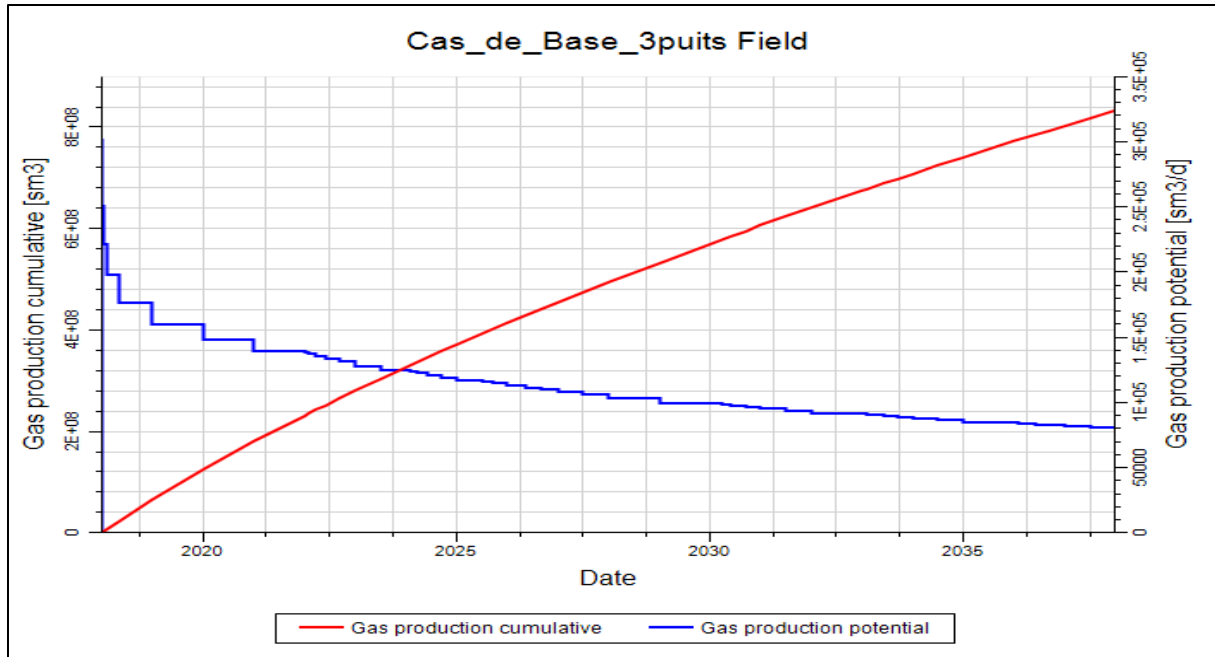


Fig IV.4: La production cumulée de gaz et le débit de gaz sur champ pour le cas de base.

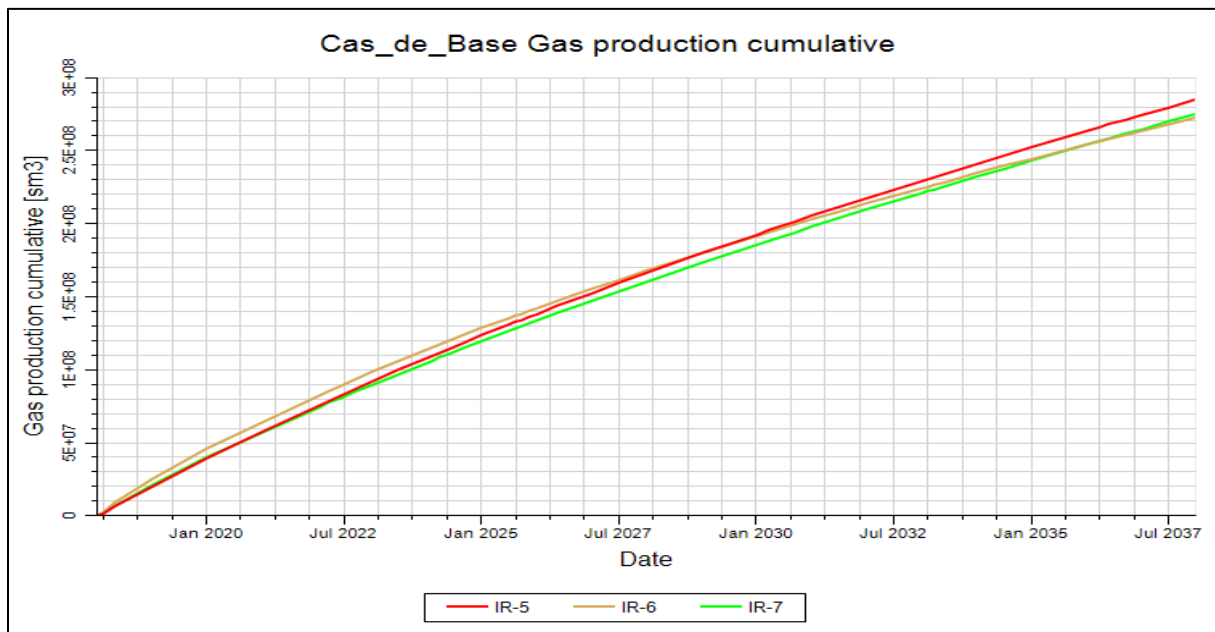


Fig IV.5: Évolution de la production cumulée de gaz par puits.

A partir de la figure (**Fig IV.5**), la production totale des 3 puits de cas de base est importante, ce qui confirme le bon positionnement de ces puits dans une zone à forte GIP.

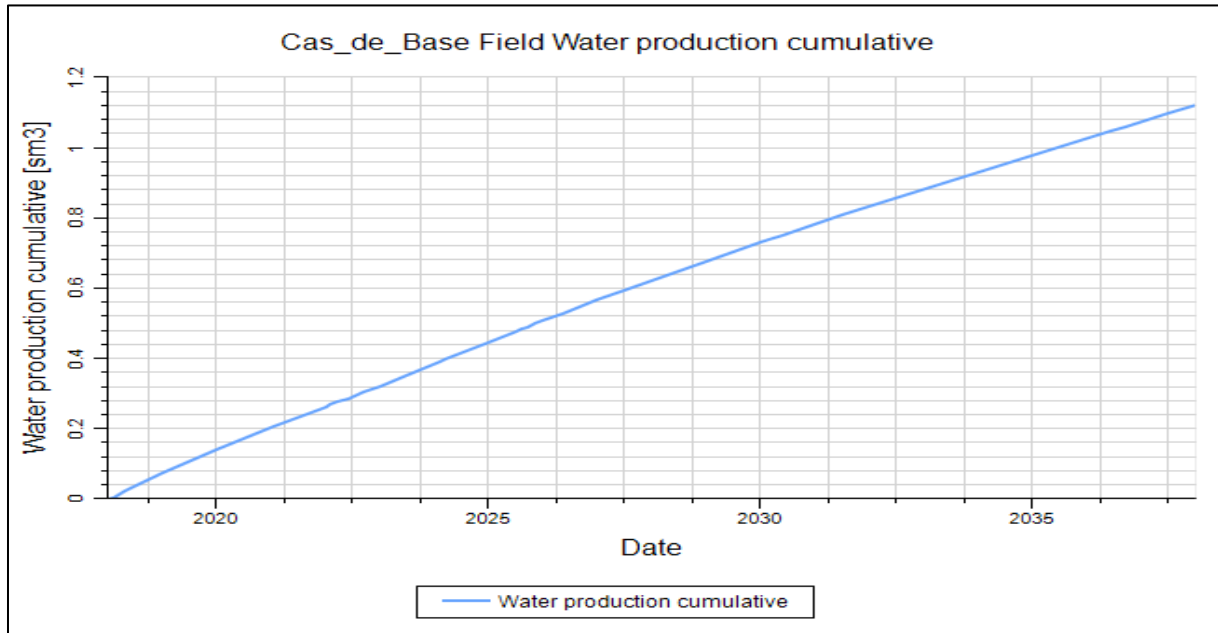


Fig IV.6 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champ pour le cas de base

D'après le graphe de la figure (**Fig IV.6**), on remarque que la production d'eau augmente légèrement avec le temps, sa production totale est de 1.1 SM³ à la fin de 2037, qui est considérablement négligeable.

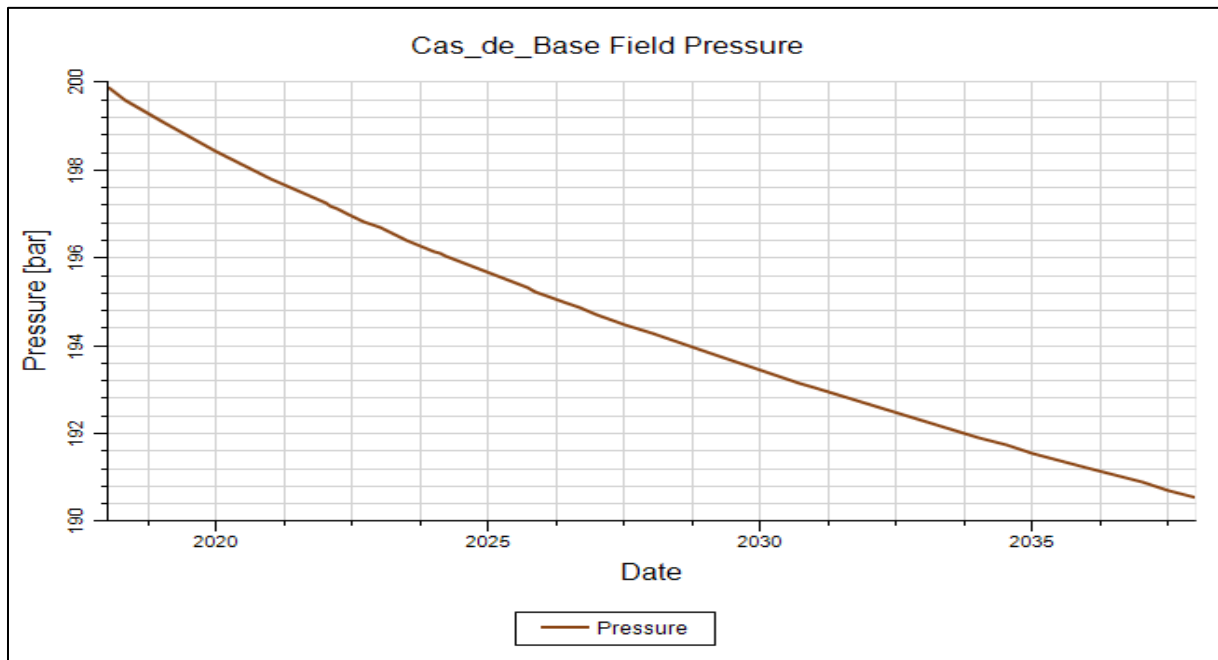


Fig IV.7: Évolution des pressions moyennes du réservoir pour le cas de base.

Selon la figure (**Fig IV.7**), la pression moyenne de réservoir diminue avec le temps vu l'augmentation de la production, elle prend une valeur de 191bars à la fin de la simulation.

Tab IV.1 : les résultats du champ pour le cas de base.

Reserve en place (GSM ³)	Production cumulée (GSM ³)	Déplétion (bar)	Facteur de Récupération (%)
17.524693	0.835	9	4.84

Vu que la récupération est faible (8.35×10^8 SM³) par rapport aux réserves en place (1.7246×10^{10}), présentées dans le tableau (**Tab IV.1**), donc 3 puits producteurs ne sont pas suffisants pour développer le champ, on conclut que le champ a besoin de se développer par un nombre de puits plus élevé dans le but d'améliorer la récupération.

3.2.Scénario 01 : (5 puits verticaux)

Ce cas consiste à ajouter deux puits verticaux (IR8, IR9) au cas de Base, leur implantation dans le réservoir est présentée dans la figure (**Fig IV.8**).

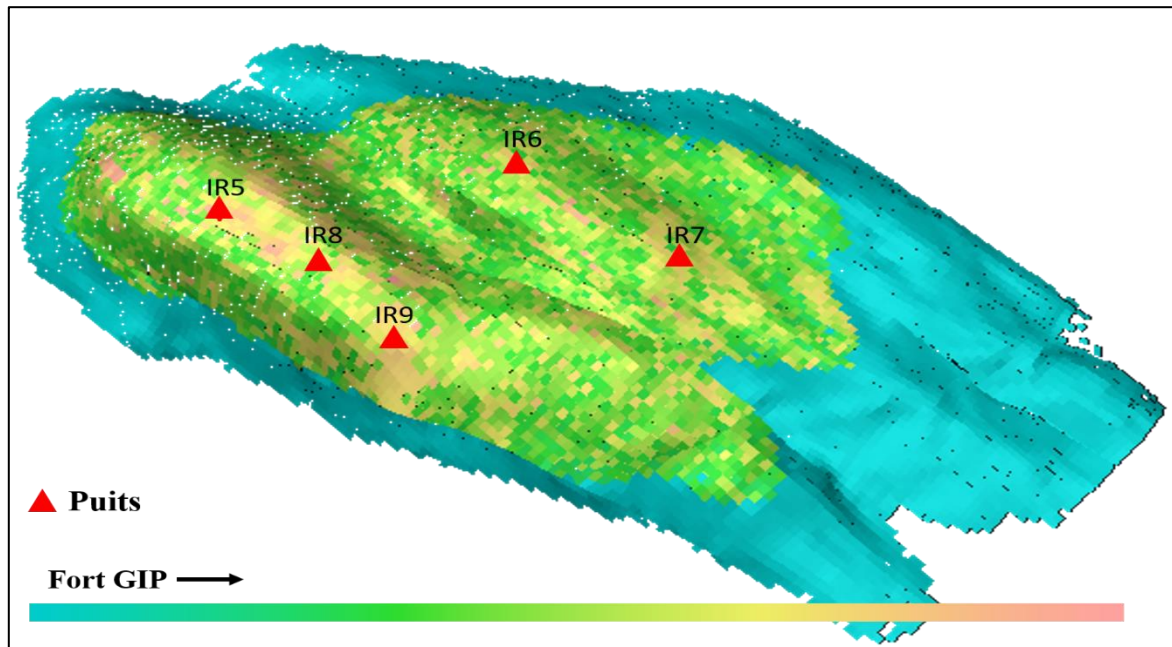


Fig IV.8 : Implantation des puits de scénario1.

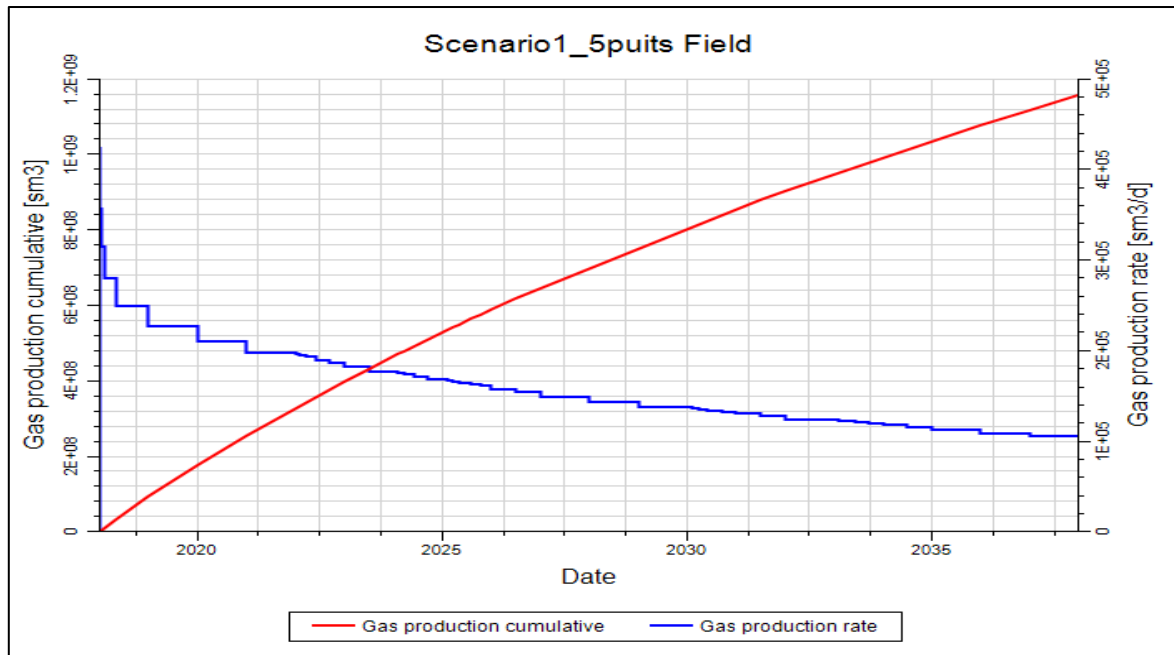


Fig IV.9: La production cumulée de gaz et le débit de gaz sur champs pour scénario 1.

Le débit de gaz produit diminue avec l'augmentation de cumul, à cause de l'exploitation du champ jusqu'à l'année 2038 où le débit se stabilise avec une valeur de 107428,1 SM³/jours et le cumul prend une valeur maximale qui est égale à $1,16 \times 10^9$ SM³.

Donc l'ajout de deux puits nous permis de gagner 3.25×10^8 SM³.

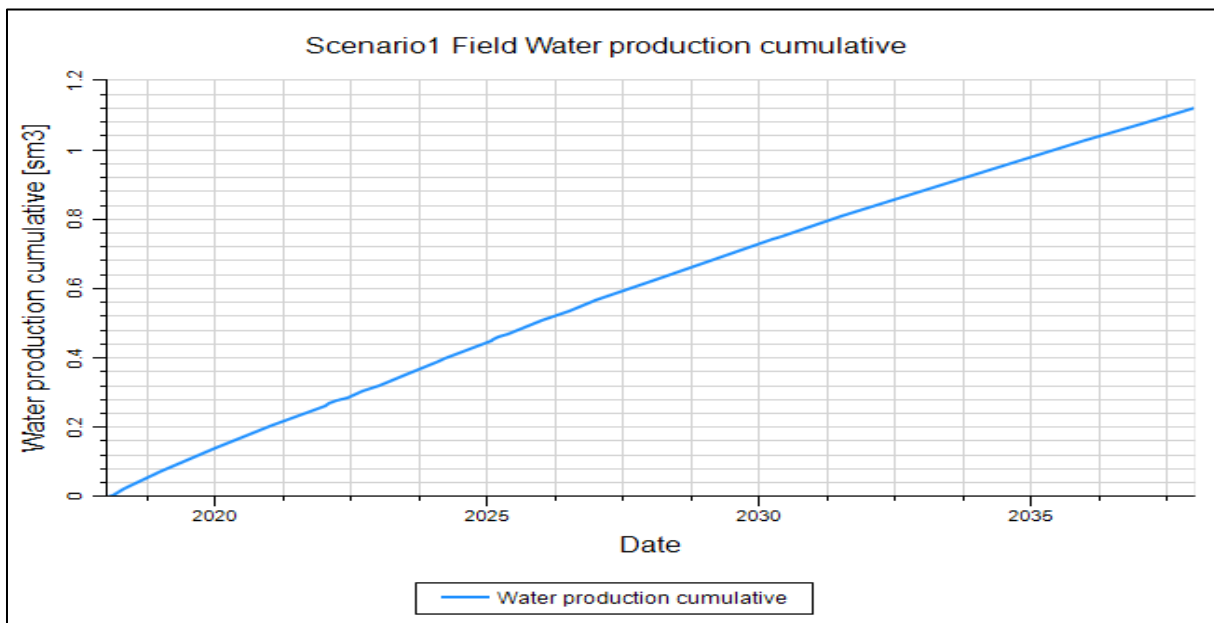


Fig IV.10 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champs pour scénario 1.

On remarque que la production d'eau est de 1.15 SM³, elle est presque la même au cas de base, ce qui confirme que les deux puits ajoutés ont une faible production d'eau.

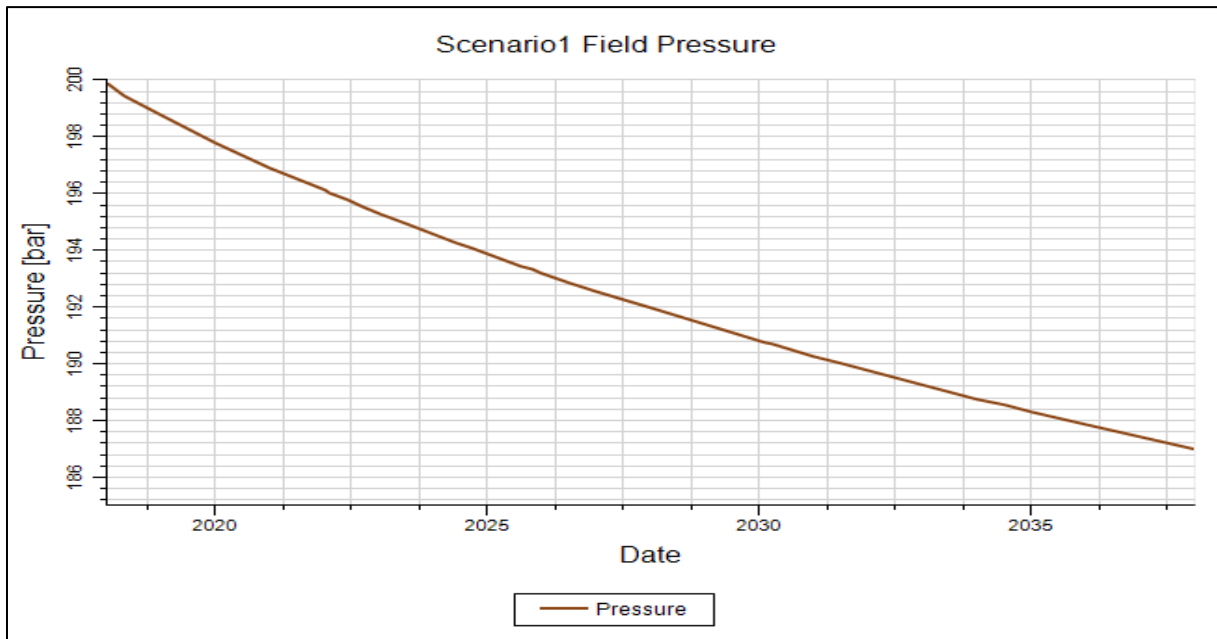


Fig IV.11 : Evolution de la pression moyenne du réservoir pour scénario1.

On remarque qu'avec 5 puits producteurs une déplétion rapide se manifeste par rapport au 3 puits, elle atteint 13.5 bars à la fin de la simulation.

3.3.Scénario 02 :(7 puits producteurs verticaux)

Ce cas consiste à ajouter deux puits verticaux (IR10, IR11) au 1er scénario, leur implantation dans le réservoir est représentée dans (Fig IV.12).

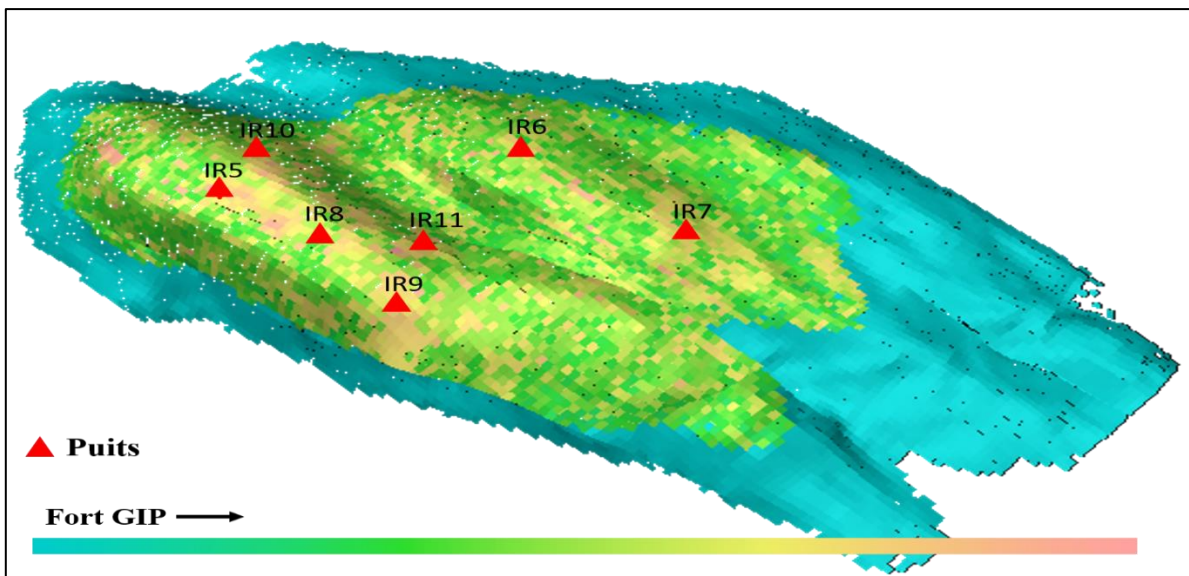


Fig IV.12 : Implantation des puits de scénario 2.

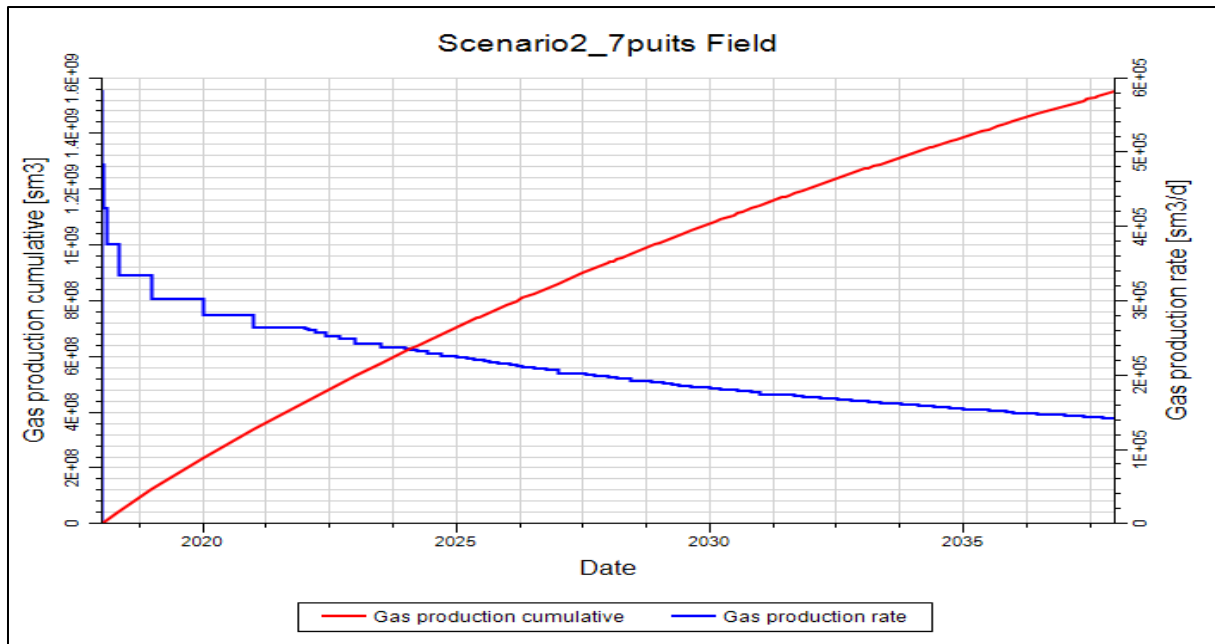


Fig IV.13 : La production cumulée de gaz et le débit de gaz sur champs pour scénario2.

Le débit de gaz produit diminue avec l'augmentation de la production cumulée du gaz, à cause de l'exploitation du champ jusqu'à l'année 2038, où le débit se stabilise avec une valeur de 143846,95 SM³/jours et le cumul prend une valeur maximale qui est égale à $1,56 \times 10^9$ SM³. On note une augmentation considérable en terme de production par rapport au scénario 1.

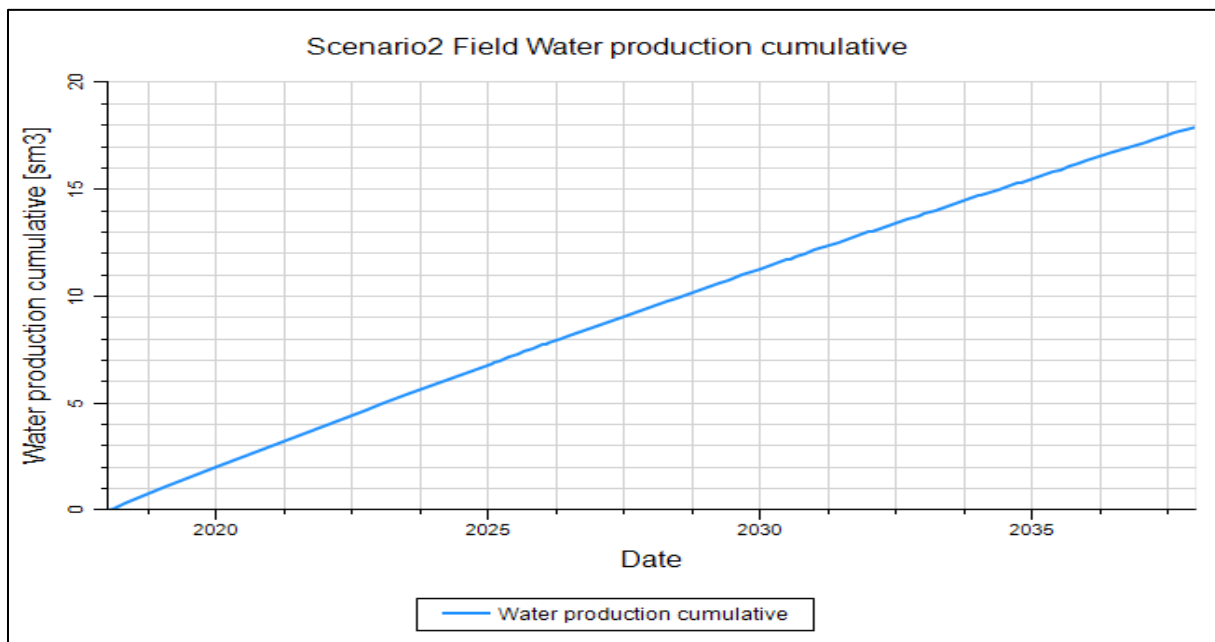


Fig IV.14 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champs pour le scénario 2.

D'après le graphe de la figure (**Fig IV.14**), on constate une augmentation rapide de cumul d'eau par rapport aux scénarios précédents, qui atteint 18 SM³ en raison du nombre de puits ajoutés.

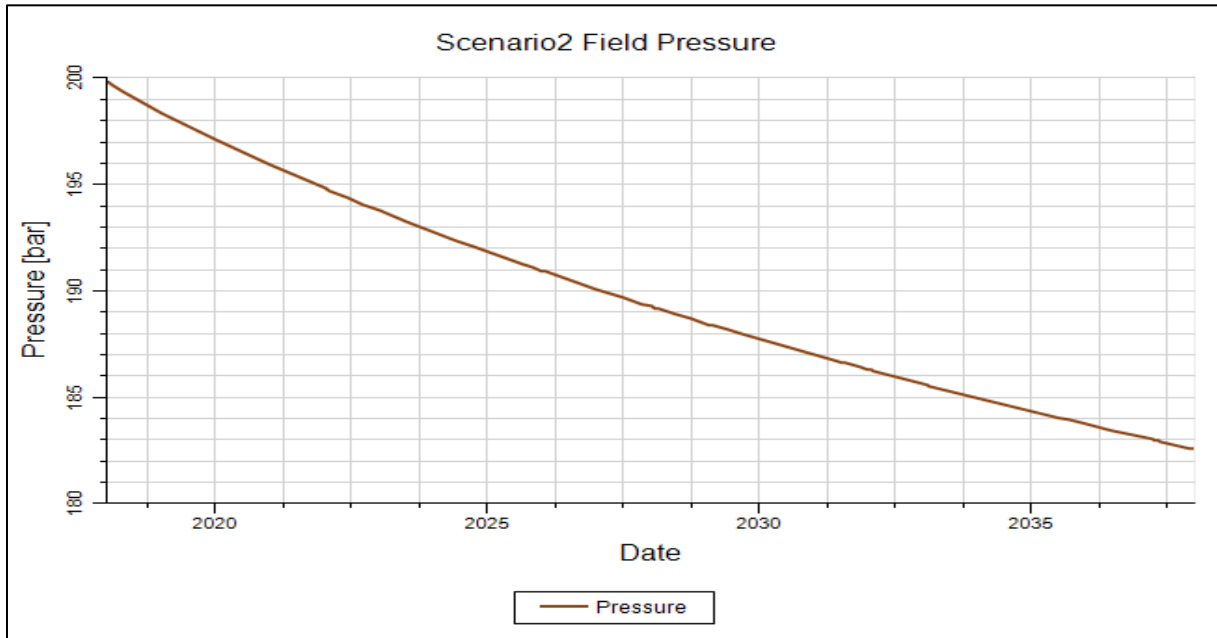


Fig IV.15 : Évolution de la pression moyenne du réservoir pour le scénario 2.

La pression de réservoir diminue avec le temps jusqu'à une valeur de 182.5 bars, avec une déplétion importante par rapport au cas précédent de 17.5 bars.

3.4.Scénario 3 : (9 puits producteurs verticaux)

Dans ce cas, on ajoute deux puits verticaux (IR12, IR13) au 2^{ème} scénario, leur implantation dans le réservoir est représentée dans (**Fig IV.16**).

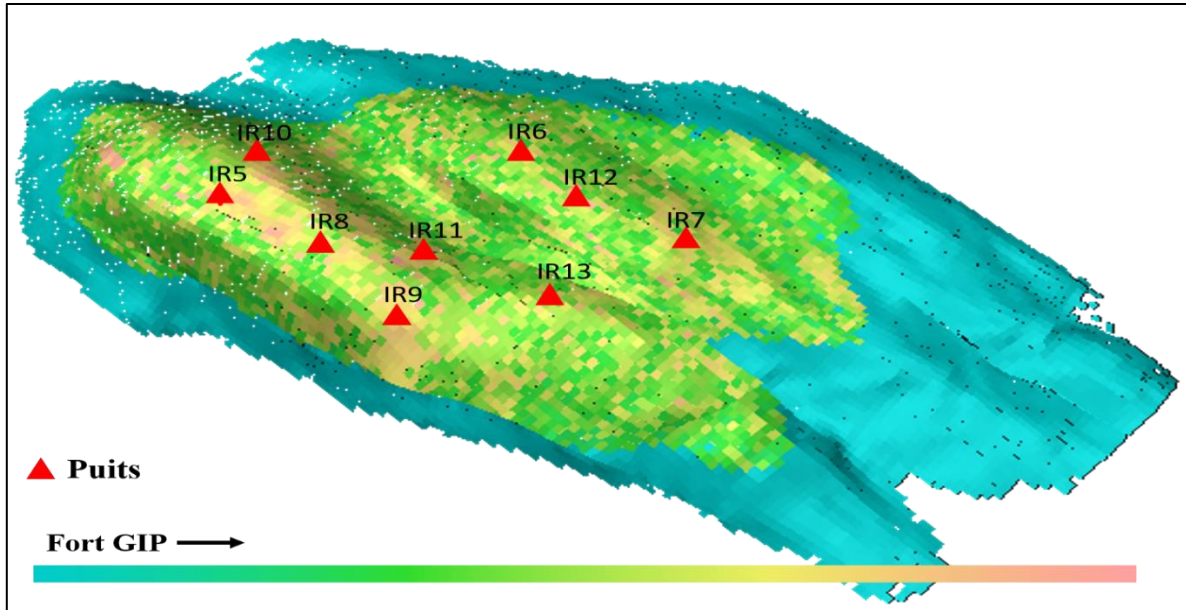


Fig IV.16 : Implantation des puits de scénario 3.

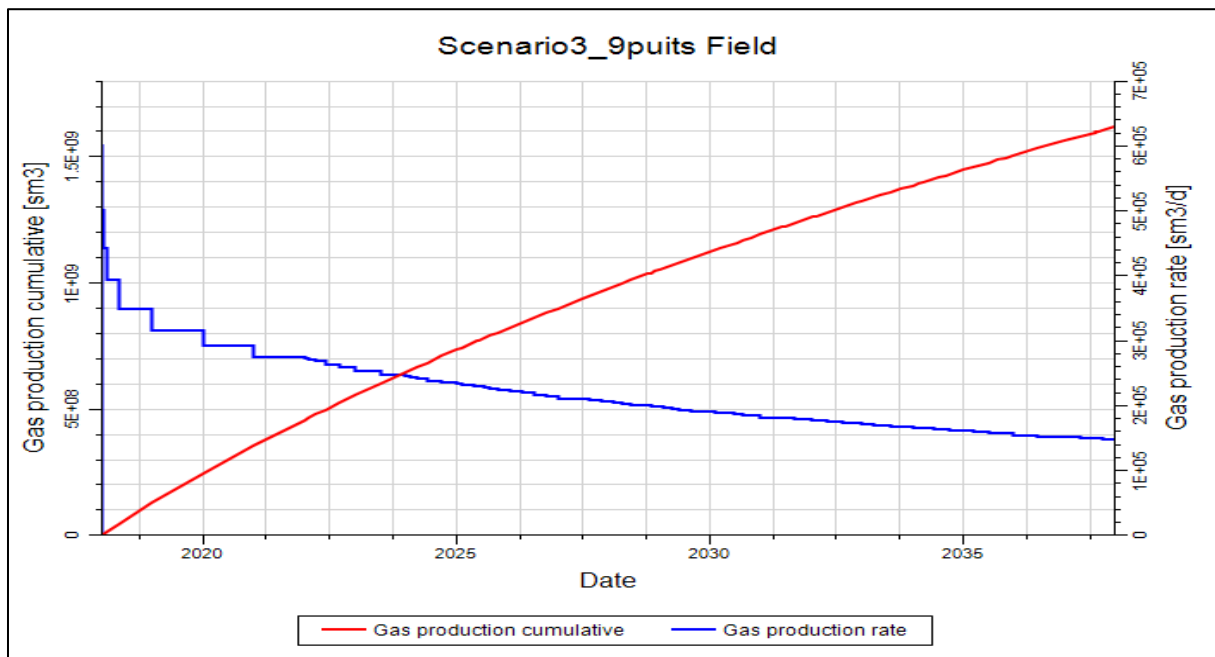


Fig IV.17: La production cumulée et le débit de gaz sur champs pour le scénario3.

Le débit de gaz produit diminue avec l'augmentation de cumul à cause de l'exploitation du champ jusqu'à l'année 2038 où le débit se stabilise avec une valeur de 150295,08 SM³/jours et le cumul prend une valeur maximale qui est égale à : $1,62 \times 10^9$ SM³.

L'ajout de deux puits aux scénarios 2 permet de récupérer une faible quantité par rapport aux cas précédents.

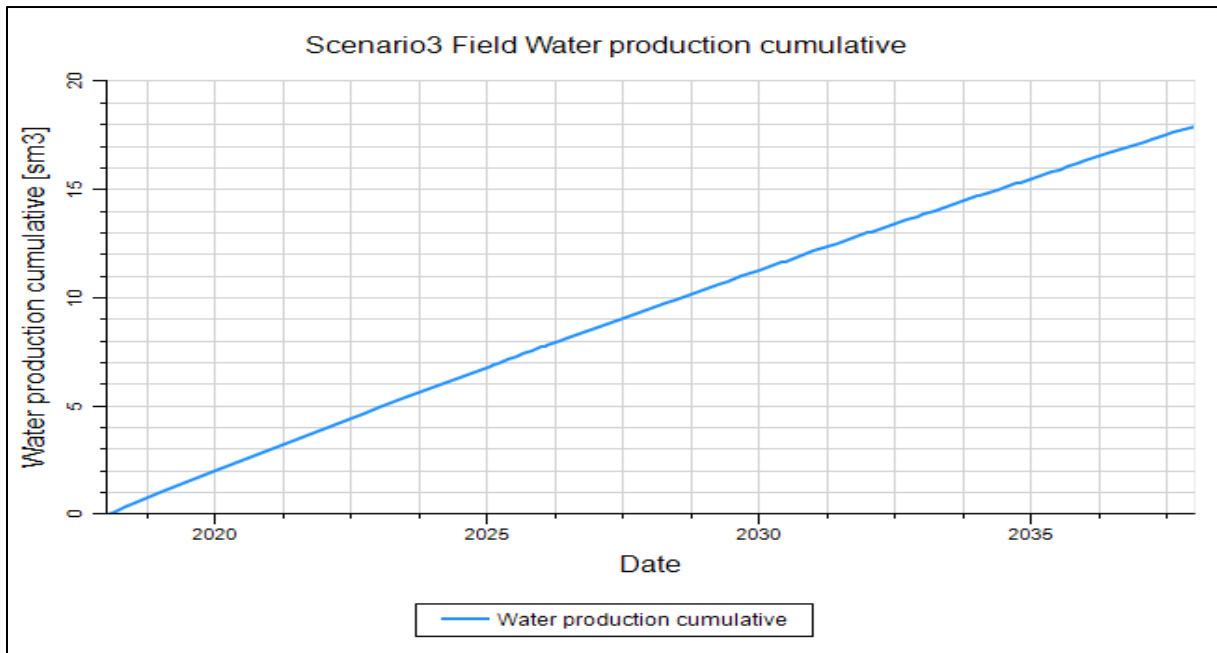


Fig IV.18 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champs pour le scénario 3.

On remarque qu'avec 9 puits une production d'eau faible est de 18 SM³, qui est presque la même avec le cas de 7 puits.

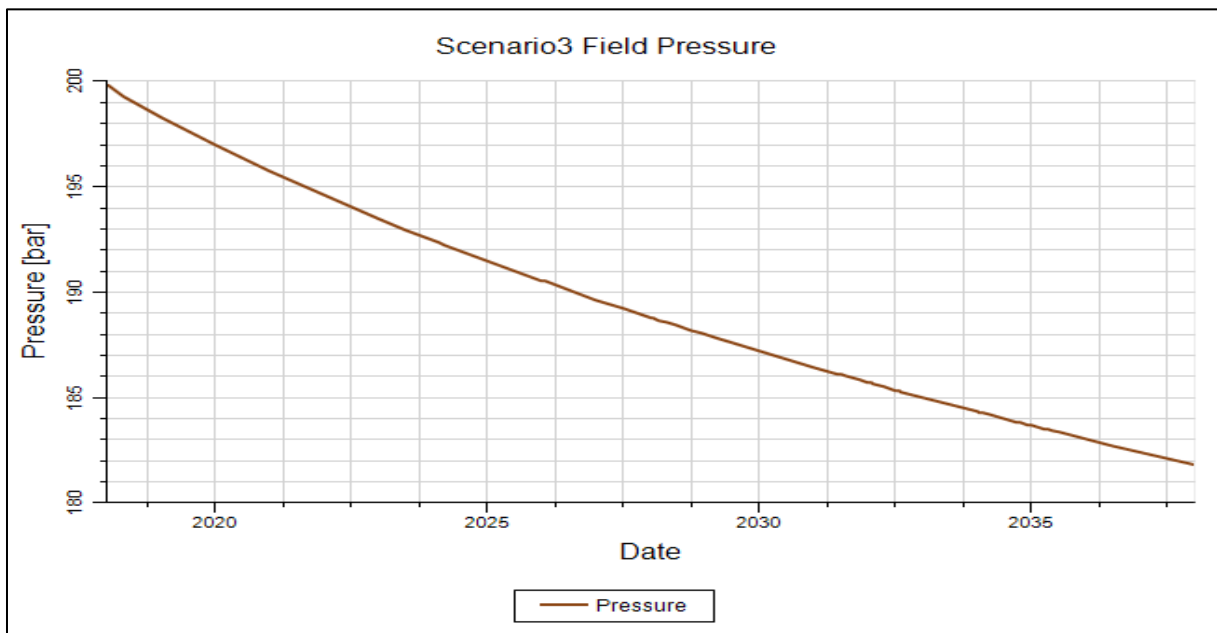


Fig IV.19 : Évolution de la pression moyenne du réservoir pour le scénario3.

3.5.Scénario 4 : (11 puits producteurs verticaux)

Dans ce cas, on ajoute deux puits verticaux (IR14, IR15) au 3^{ème} scénario, leur implantation dans le réservoir est représentée dans **(Fig IV.20)**.

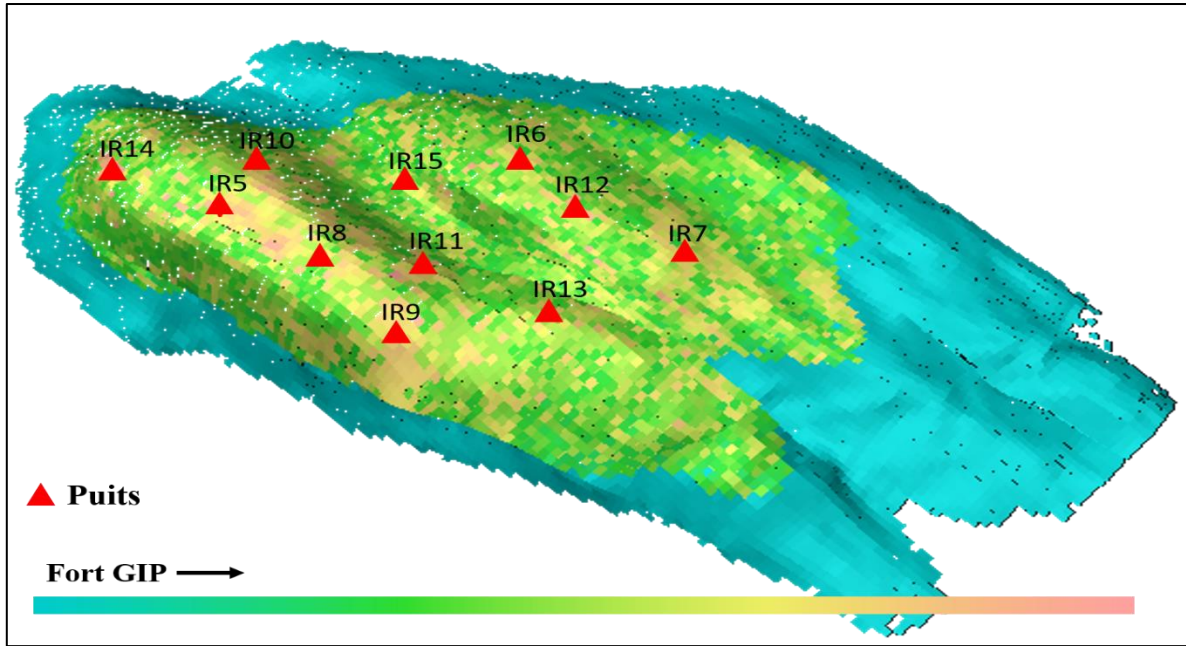


Fig IV.20 : Implantation des puits de scénario 4.

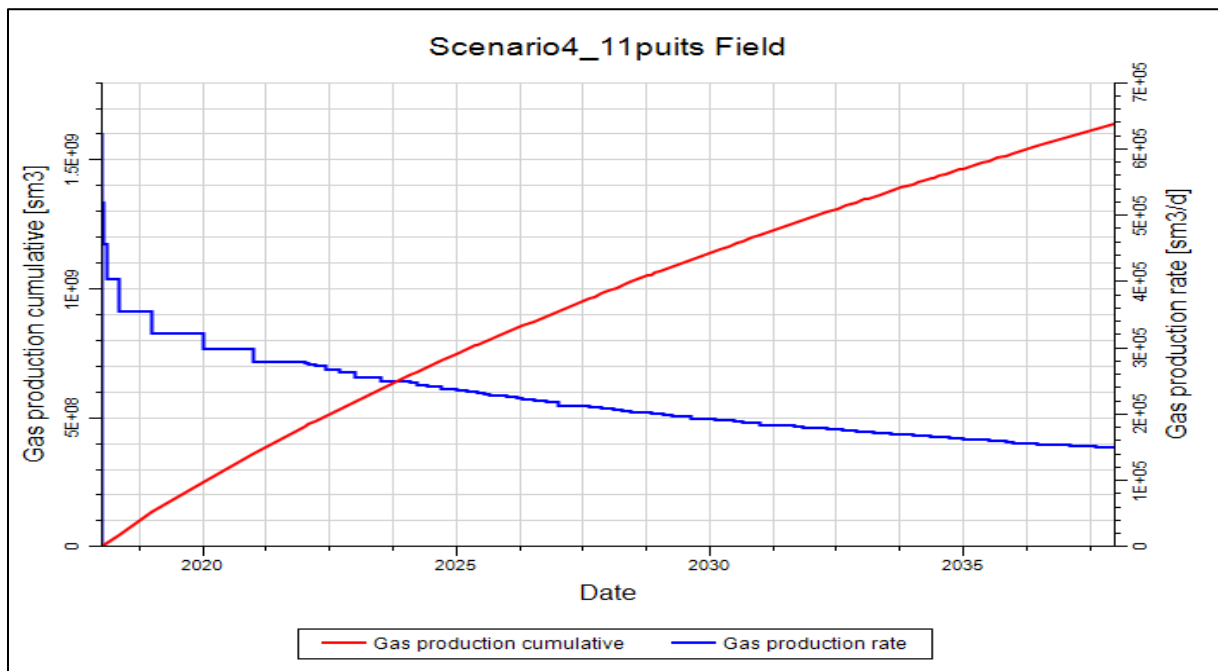


Fig IV.21: la production cumulée de gaz et son débit sur champs pour le scénario4.

Le débit de gaz produit diminue avec l'augmentation de cumul à cause de l'exploitation du champ jusqu'à l'année 2038 où le débit se stabilise avec une valeur de 151629,58 SM³/jours et le cumul prend une valeur maximale qui est égale à : $1,65 \times 10^9$ SM³.

L'ajout de deux puits aux 9 puits n'a pas eu un changement significatif en terme de production cumulée.

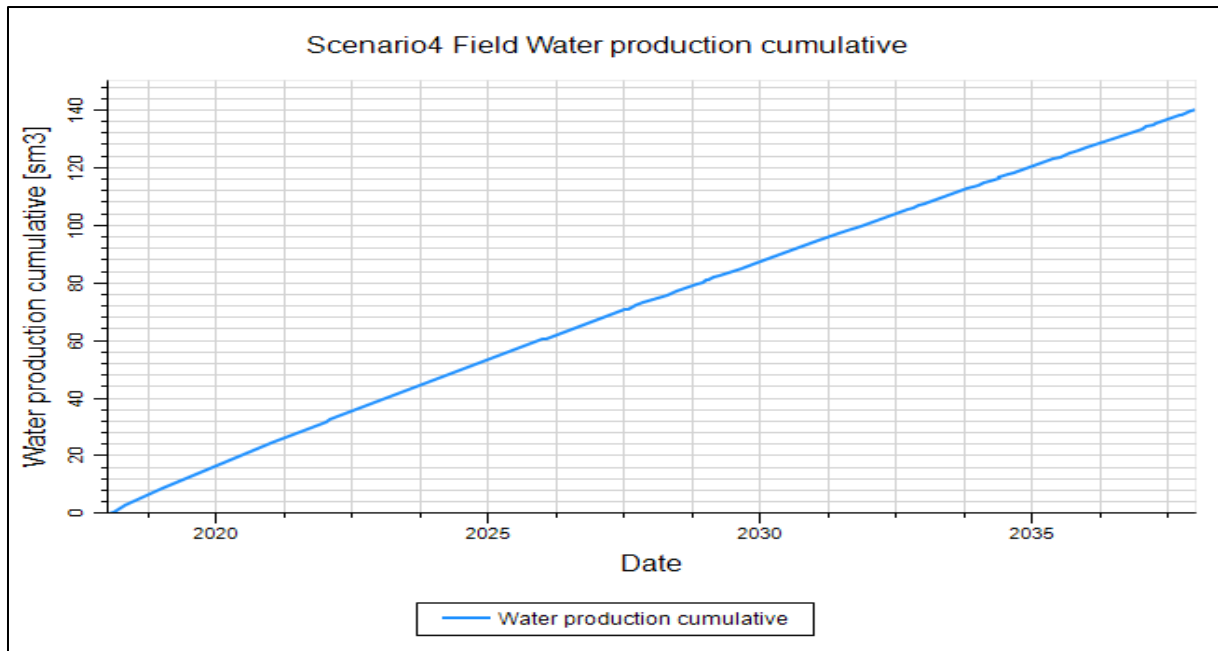


Fig IV.22 : Évolution de la production cumulée d'eau sur champ pour le scénario4.

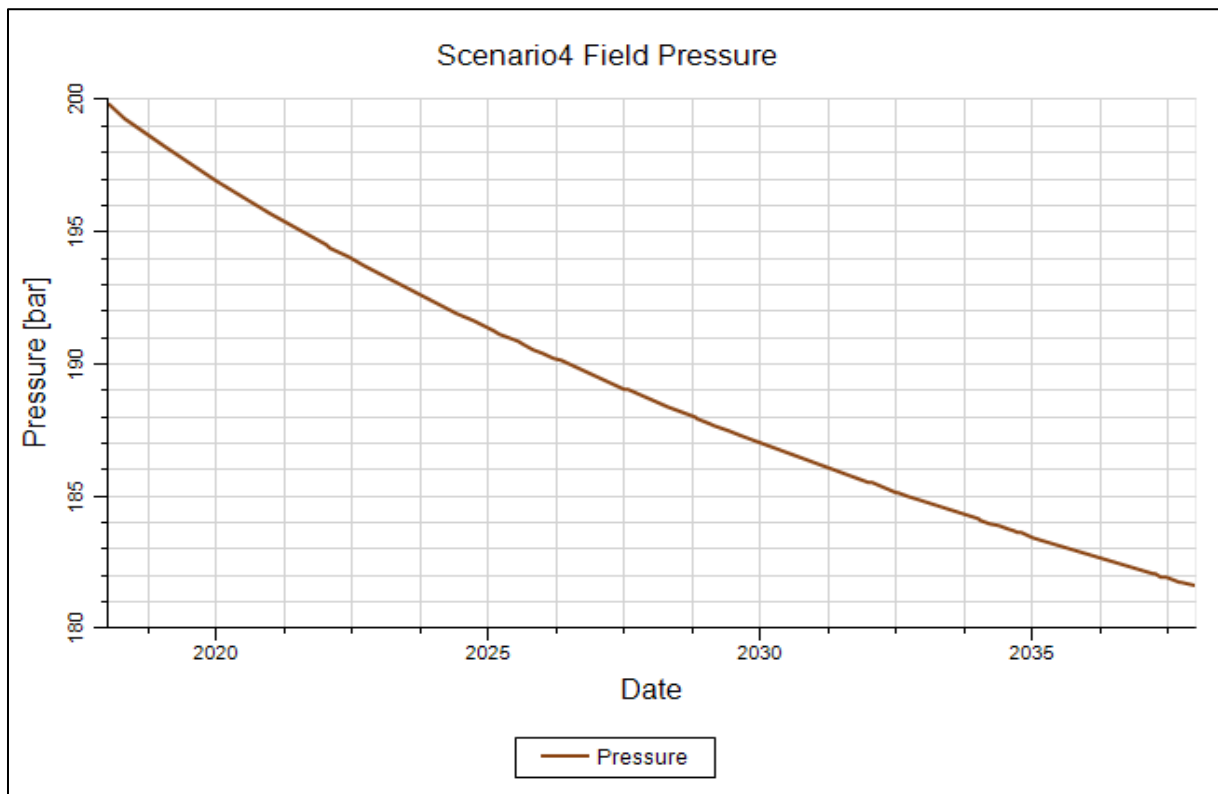


Fig IV.23 : Évolution de la pression moyenne du réservoir pour scénario 4.

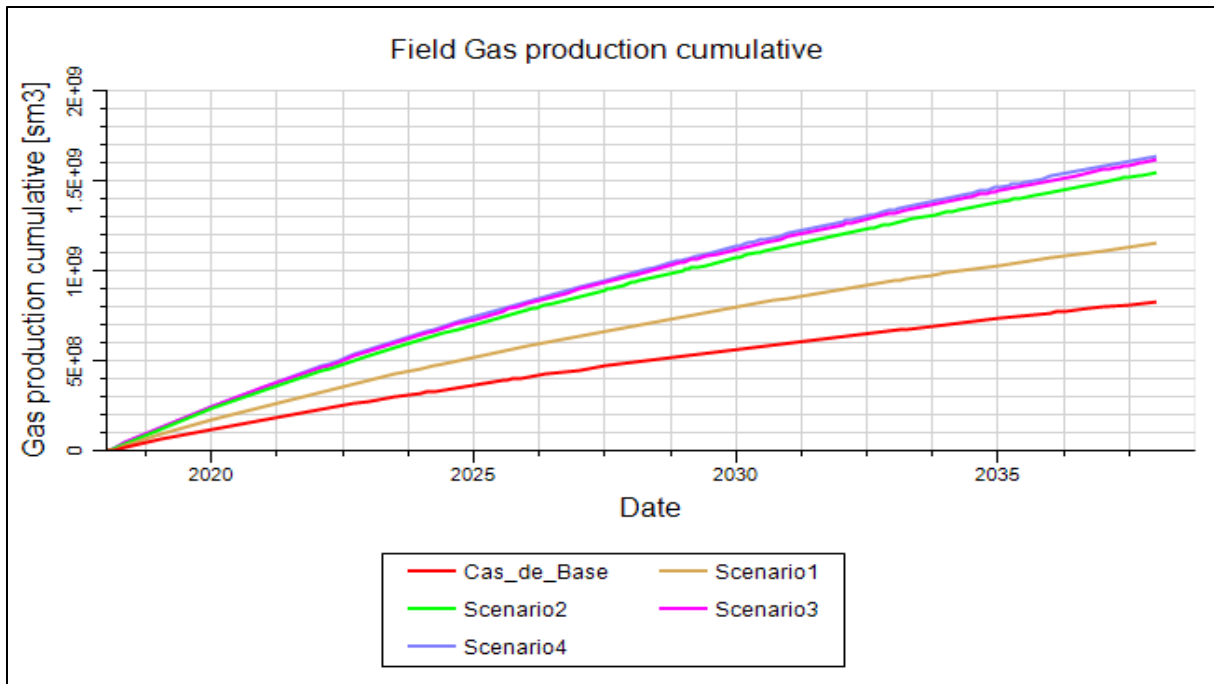


Fig IV.24 : Production cumulée de gaz pour chaque nombre de puits.

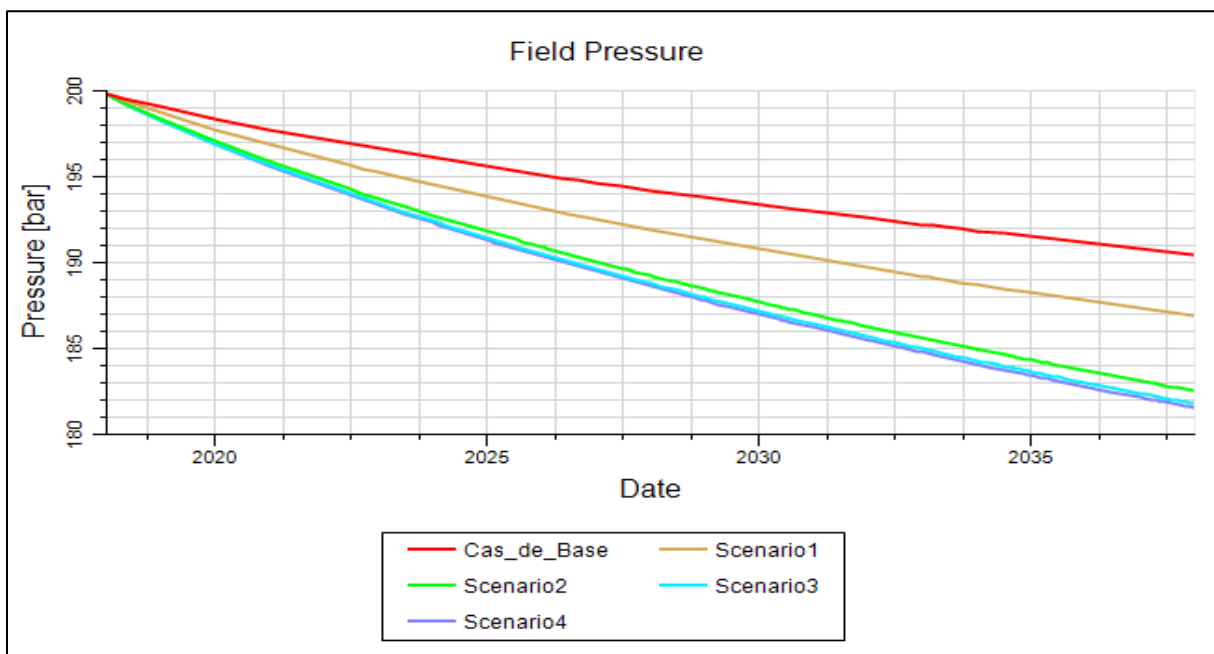


Fig IV.25 : la pression moyenne pour chaque nombre de puits.

D'après la figure (**Fig IV.25**), on voit qu'à partir de cas de base jusqu'au scénario 2 une déplétion de réservoir rapide se passe, par contre aux scénarios 3 et 4 une négligeable déplétion se produit au niveau de réservoir.

Tab IV.2 : Les résultats de champ pour tous les scénarios

	Cumule de production (sm3)	Taux de récupération(%)
Scénario 1	1,16E+09	6.75
Scénario 2	1,56E+09	9.26
Scénario 3	1,62E+09	9.71
Scénario 4	1,65E+09	9.84

D'après le tableau (**Tab IV.2**) récapitulatif des différents cas simulés, on peut faire sortir les conclusions suivantes :

- On remarque que l'ajout de deux puits au cas de base ne présente pas un intérêt considérable en terme de récupération (2 % par rapport au cas de base), ce qui nécessite l'ajout des autres puits.
- Le deuxième cas nous permet de multiplier la récupération du cas de base par un facteur de 1.86 et cela juste par l'ajout de 4 puits au cas de base.
- Dans le troisième cas, l'ajout de 6 puits au cas de base ne présente pas une grande différence par rapport au 2^{ème} cas, on ne gagne que 0.45 %.
- Dans le dernier cas, tout puits supplémentaire ne présente aucun intérêt, car l'ajout des puits ne sert pas vraiment à augmenter le taux de récupération, et le cumule reste presque stable par rapport au cas précédent.

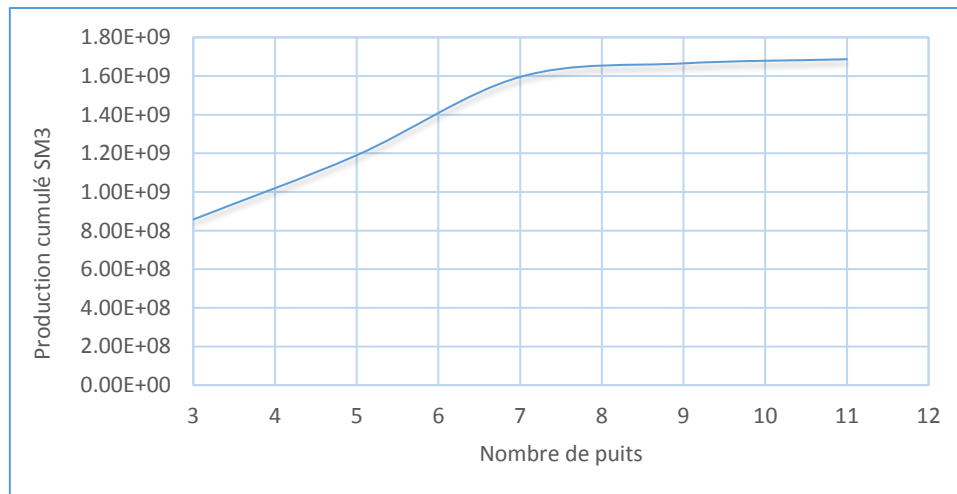


Fig IV.26: La production cumulée en fonction de nombre de puits

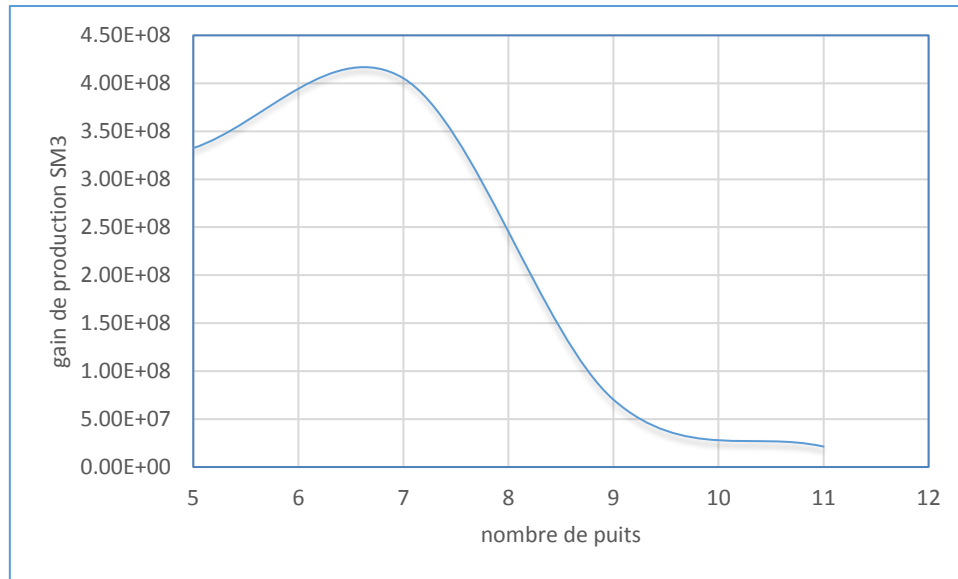


Fig IV.27 : Le gain de production de chaque scénario en fonction de nombre de puits.

Interprétation des résultats

D'après le tableau (**Tab IV.2**), on remarque qu'à partir de scénario 2 il n'y a pas de changement significatif en terme de cumul et de taux de récupération.

A partir de la figure (**Fig IV.24**), on constate une augmentation considérable de la production cumulée lors de l'ajout des puits, et ça de cas de base jusqu'au scénario2 (7puits), après ce scénario une faible augmentation se manifeste (**Fig IV.26**). Ces observations se confirment par la courbe de la figure (**Fig IV.27**) où le meilleur gain est remarqué avec 7 puits (scénario2).

La production d'eau cumulée dans tous les scénarios est faible, vu que l'aquifère est non actif. Pour la chute des pressions de réservoir, le cas de base a une déplétion d'environ de 9 bar pendant 20 ans, la déplétion de scénario1 est d'environ 13 bar, d'environ 17.5 bar pour scénario2, d'environ 18 bar pour scénario 3 et 18.5 bar pour scénario 4.

La déplétion la plus rapide est celle du scénario 4, cela s'explique par le nombre de puits forés, mais en comparant avec les scénarios qui le précèdent (scénario 2&3) on remarque qu'on a presque les mêmes déplétions.

De ces interprétations des différents paramètres de simulations, on peut sélectionner le nombre de puits optimal, et donc le scénario2 s'avère adéquat, d'où le nombre de puits optimal sélectionné techniquement est l'implantation de 7 puits.

Proposition

Pour accroître la productivité de puits et dans l'intérêt de voir l'influence de la fracturation hydraulique sur ce champ, on a proposé de fracturer 4 puits de scénarios2, et faire une comparaison avec le scénario2 techniquement et économiquement.

Simulation d'un scénario avec fracturation

Dans cette partie, on montre l'intérêt de la fracturation dans l'amélioration de la production, pour cela on réalise deux simulations par l'ajout de scénario5, avec deux valeurs de skin :

- Scénarios2 : Puits non endommagé Skin = 0.
- Scénario5 : Puits stimulé avec Skin = -6, pour les puits suivantes : IR8, IR9, IR10, IR11.

D'après la figure (**Fig IV.28**), et en comparant un réservoir fracturé (Skin = -6) à un réservoir non endommagé (Skin = 0), on trouve que la fracturation nous permet de récupérer 6,81E+08 SM³ en terme de cumul.

Pour la chute de pression de réservoir (**Fig IV.29**), le réservoir non endommagé a une déplétion d'environ 17.5 bars, tandis que le réservoir fracturé à une déplétion d'environ 25 bars.

A partir de la figure (**Fig IV.30**), on observe une amélioration considérable de taux de récupération avec le cas fracturé, elle est d'environ de 13.9%.

A travers les interprétations précédentes, on peut conclure que la fracturation présente un gain considérable, elle nous permet de maximiser la récupération.

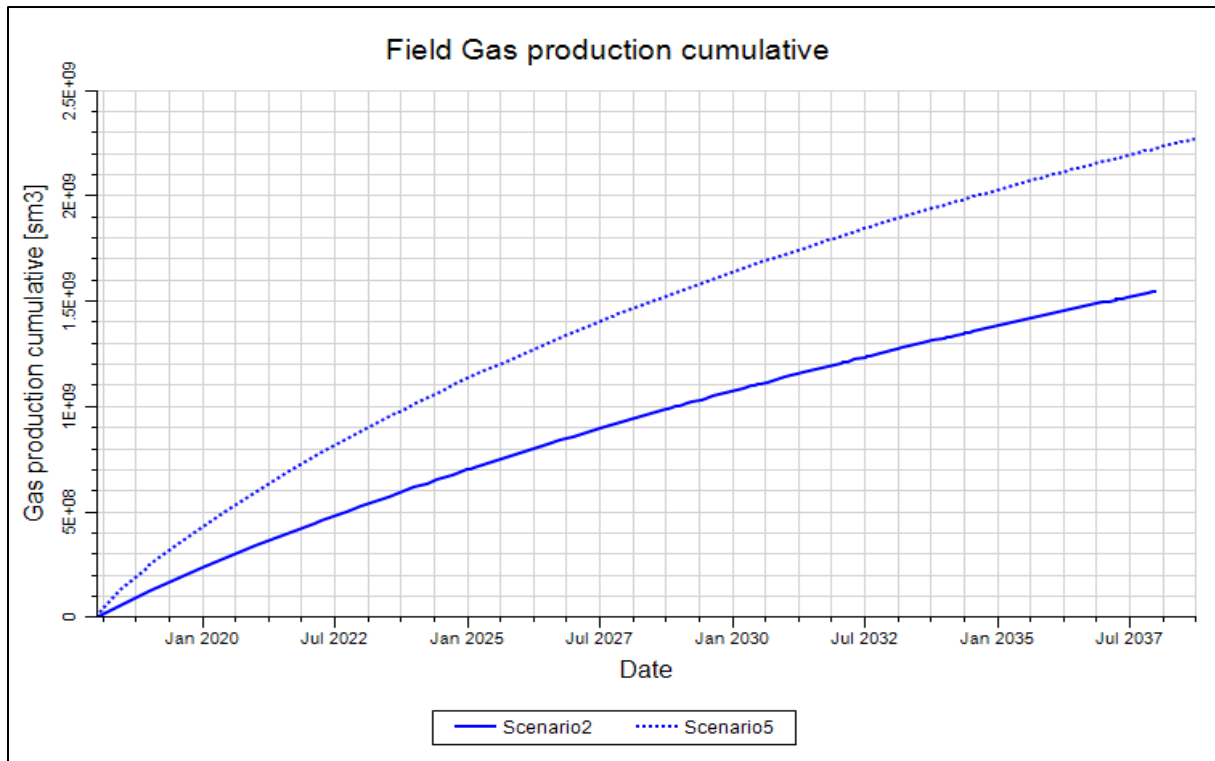


Fig IV.28: La production cumulée de gaz avec fracturation et sans fracturation.

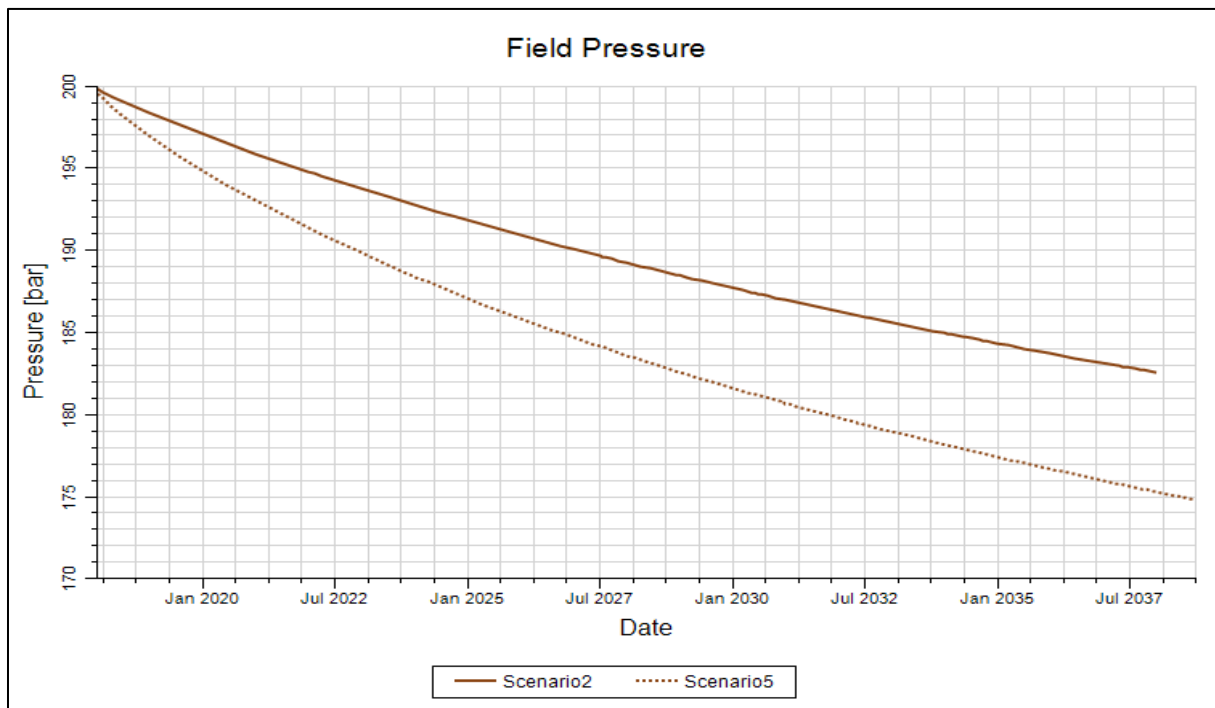


Fig IV.29: Pressions moyennes de réservoir cas naturel et cas avec stimulation

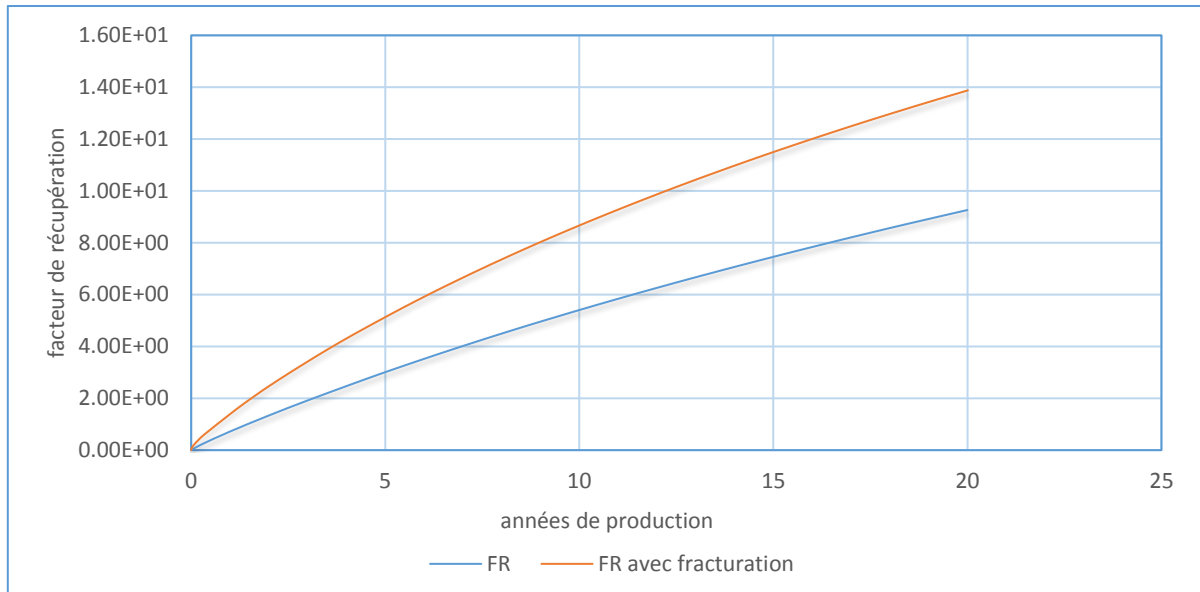


Fig IV.30: Évolution de facteur de récupération pour scenario2 sans et avec fracturation.

4. Conclusion

Un plan de développement a été établi dans la structure Irharen du réservoir non producteur de Praguien. En se servant de la carte de qualité, on a sélectionné l'emplacement optimal des puits, et à l'aide de la stratégie des scénarios on a optimisé le nombre de puits à développer dans ce champ.

À partir des étapes de notre étude, il s'avère que techniquement le nombre optimal de puits à implanter est de 7 puits avec un espacement adéquat (dépassant 1.5 km) pour éviter l'interférence entre puits. Il semble aussi que la stimulation par fracturation hydraulique est la meilleure stratégie de développement, elle consiste à augmenter la conductivité du réservoir, qui constitue un facteur indispensable pour améliorer la production.

Un plan de développement n'est adapté que si le projet est économiquement rentable, par conséquent le nombre de puits et le développement avec stimulation sélectionnés techniquement restent discutables jusqu'à l'évaluation économique, l'étude économique va être abordé dans le chapitre qui suit.

Chapitre V :

Etude Economique

1. Introduction

Le développement d'un champ d'hydrocarbures lors de son étude économique fait face à de nombreuses inconnues : les incertitudes liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet, aux coûts d'investissement (Capex), aux coûts opératoires (Opex), au taux de production, au prix du gaz, au taux de succès géologique, et au train des dépenses. Avec toutes ces incertitudes il est extraordinairement difficile de prévoir les bénéfices et les cash-flows, même pour les prospects les plus simples.

L'évaluation économique de ce projet consiste à l'analyse de rentabilité, son objectif essentiel est de faire une comparaison économique entre les différentes configurations d'exploitations (scénarios), et d'en tirer le scénario qui a la VAN la plus grande d'où le POT le plus court.

2. Critère d'évaluation d'un projet

La sélection du scénario optimal se fait selon des paramètres économiques, qui sont : la VAN, l'IP et le POT, cette sélection n'est considérée qu'après l'évaluation du risque.

L'évaluation économique de la rentabilité potentielle d'un projet de développement est incertaine, elle dépend des résultats de plusieurs variables : les coûts totaux du projet, la probabilité de trouver un réservoir économiquement exploitable, le volume et le type (pétrole/gaz) des hydrocarbures trouvés, et les prix de vente futurs de la production. Tous ces paramètres ont un impact sur les indicateurs économiques des projets de développement.

Le risque économique d'un projet de développement, est essentiellement lié à l'environnement économique. Notamment, l'évaluation de la rentabilité des investissements est basée essentiellement sur les scénarios de prix du gaz, ce qui fait que ce dernier reste le facteur déterminant des revenus. Donc on devra créer des scénarios concernant le prix de gaz afin d'étudier la stabilité des projets à travers les perturbations des prix. On a suggéré alors 3 scénarios pour le prix du gaz : un prix bas 3\$/MMBtu, un prix moyen 5\$/MMBtu et un prix haut 9\$/MMBtu.

2.1. Valeur actuelle nette

La Valeur Actuelle Nette (VAN) est généralement définie comme la différence entre les flux nets de trésorerie actualisés et le montant initial de l'investissement, formule (V.1).

$$VAN = \sum_1^n CF_{actualisé} - I_0 \quad (V.1)$$

$CF_{\text{actualisé}}$: le cash-flow actualisé en (MM\$).

n : nombre d'année d'évaluation de projet.

I_0 : investissement initial en (MM\$).

Les cash-flows représentent la différence entre les cash-inflows et les cash-outflows.

En une simple formule (V.1), la VAN peut être définie comme la différence entre les recettes actualisées (revenu) et les dépenses actualisées.

$$VAN = R - D \quad (V.2)$$

R: Les recettes totales actualisées (MM\$).

D: Les dépenses totales actualisées (MM\$).

- **Recettes**

Le calcul des recettes est basé sur la quantité de gaz produite chaque année dans les différents scénarios d'implantations des puits. Ce volume produit initialement sera réduit de 8% après traitement et extraction de certains éléments pour répondre aux spécifications de vente, le volume destiné à la vente sera multiplié par la capacité calorifique du gaz afin de quantifier l'énergie produite chaque année. Cette énergie produite sera multipliée par le prix unitaire d'un million de Btu, ce qui nous donne les recettes, formule (V.3).

$$R(i) = 0.92V_g(i).C_g.P_g \quad (V.3)$$

$V_g(i)$: Le volume du gaz produit à l'année i (sm^3).

C_g : La capacité calorifique du gaz (MMBTU/ sm^3).

P_g : Le prix d'un million de BTU (\$/MMBTU).

- **Dépenses**

Les dépenses peuvent être subdivisé en deux types, en premier lieu nous avons celles liées à l'investissement appeler CAPEX (Capital expenditure) et celles liées à l'exploitation OPEX (Operational expenditure) qu'on doit évaluer.

- ✓ CAPEX : On estime que le coût de forage et de complétion pour un puits vertical est de 7 MM\$, le coût d'installation de surface est de 36 MM\$ pour un puits et le coût de

traitement est de 7 MM\$ et le coût de fracturation est 1/3 de coût de forage et complétion pour un puits.

✓ OPEX : On estime que le coût d'opération par m³ produit est de 0.2 \$/m³.

Donc les dépenses annuelles sont évaluées par la formule (V.4).

$$D = 0.2 \times V_g(i) \times 360 \quad (V.4)$$

2.2. Indice de Profitabilité (IP)

Ce paramètre nous permet de savoir combien rapporte chaque dollar investi, il est calculé par la relation (V.5).

$$IP = \frac{VAN}{I_0} \quad (V.5)$$

2.3. Délai de récupération POT (Pay Out Time)

C'est le temps que met le projet pour récupérer les sommes investies, donné par la formule (V.6).

$$POT = N(i) + \frac{I_0 - \sum_1^i CF_{actualisé}(i)}{\sum_1^{i+1} CF_{actualisé}(i+1) - \sum_1^i CF_{actualisé}(i)} \quad (V.6)$$

$N(i)$: L'année à partir de laquelle on commence à rentabiliser.

Il peut être déterminé graphiquement aussi, il représente dans le graphe Cash-flow cumulé en fonction du temps l'intersection de la courbe avec l'axe des abscisses.

3. Partie Calculs et résultats

L'évaluation des projets peut être faite par une méthode déterministe qui consiste à l'évaluation des cash-flows et la détermination de la VAN, et par une méthode probabiliste en utilisant la simulation de Monte Carlo. Dans cette étude on a utilisé l'évaluation déterministe.

3.1. Hypothèses de calculs

- ✓ Taux d'actualisation $\alpha = 10\%$.
- ✓ Capacité calorifique du gaz sec d'Irharen : 0,37561991 MMBTU/sm³.

3.2. Résultats et interprétations

• Cas de base avec 3 puits

D'après le graphe de (Fig V.1), le délai de récupération pour un prix de gaz de 9\$/MMBTU est 1 an et 3 mois, tandis que pour les autres prix on a : POT (5\$/MMBTU) = 2 ans et 9 mois, et POT (3\$/MMBTU) = 6 ans et 4 mois.

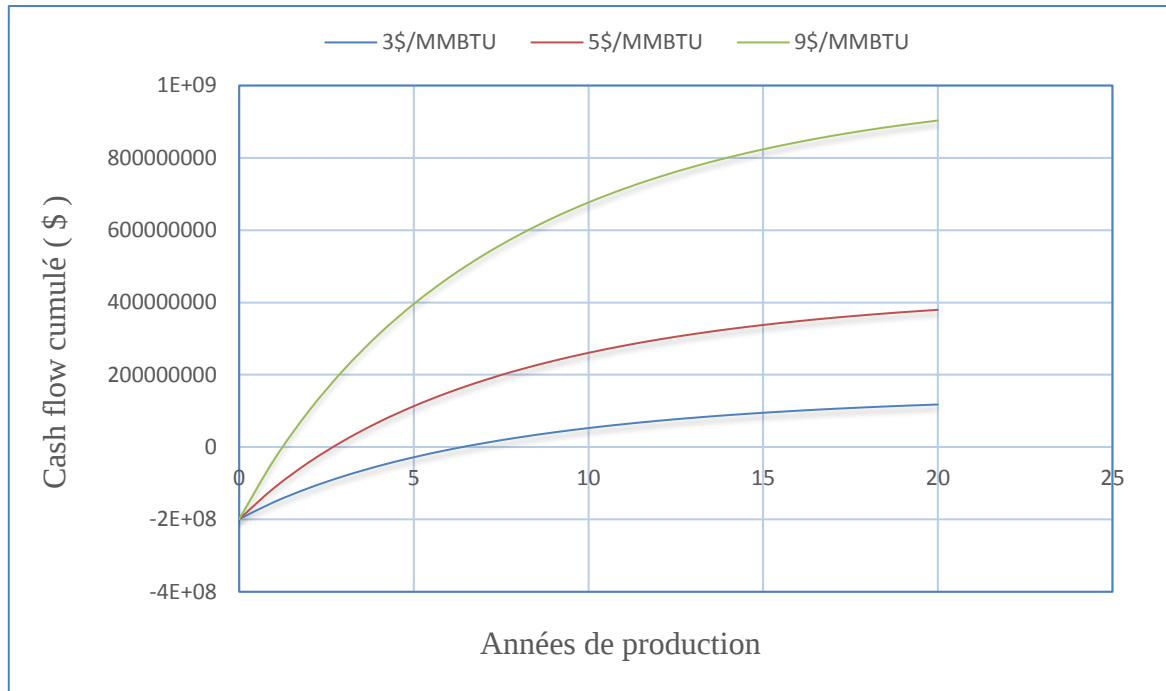


Fig V.1 : Le délai de récupération pour le cas de base avec les 3 prix.

- **Scénario 1 avec 5 puits**

D'après le graphe de (Fig V.2), le délai de récupération pour un prix de gaz de 9\$/MMBTu est 2 ans et 3 mois, tandis que pour les autres prix on a : POT (5\$/MMBTu) = 3 ans et 9 mois, et POT (3\$/MMBTu) = 7 ans et 6 mois.

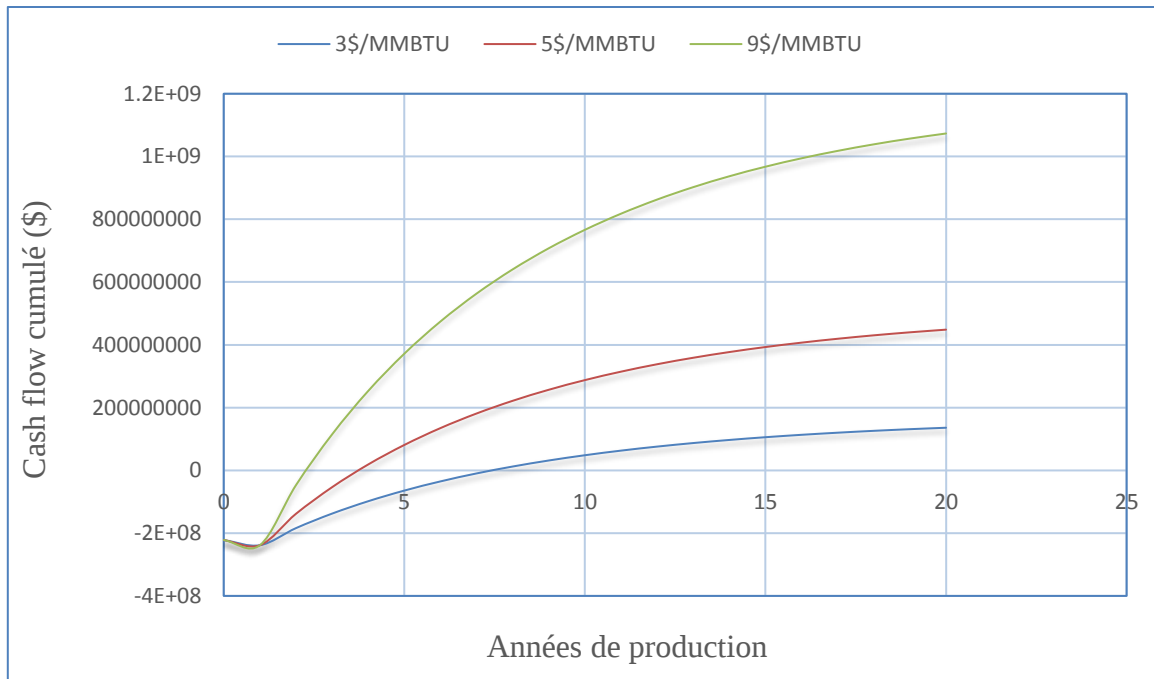


Fig V.2 : Le délai de récupération pour le scénario 1 avec les 3 prix.

- **Scénario 2 avec 7 puits**

D'après le graphe de la figure (**Fig V.3**), le délai de récupération pour un prix de gaz de 9\$/MMBtu est 1 an et 3 mois, tandis que pour les autres prix on a : POT (5\$/MMBtu) = 2 ans et 9 mois, et POT (3\$/MMBtu) = 6 ans et 4 mois.

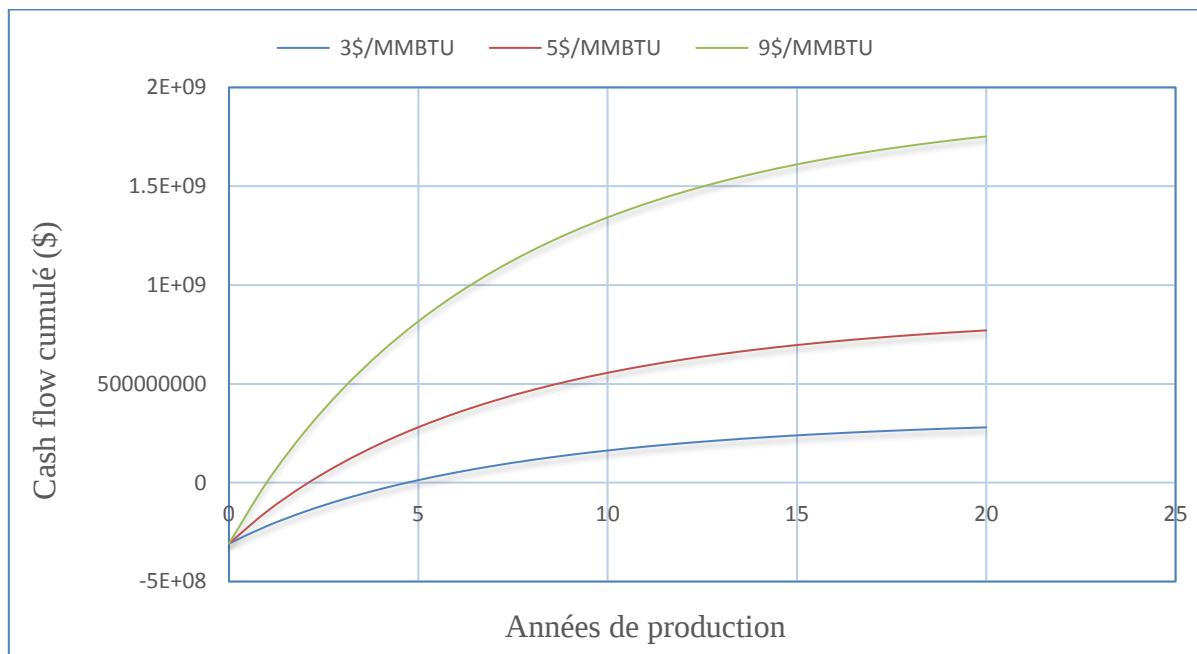


Fig V.3 : Le délai de récupération pour le scénario 2 avec les 3 prix.

- **Scénario 3 avec 9 puits**

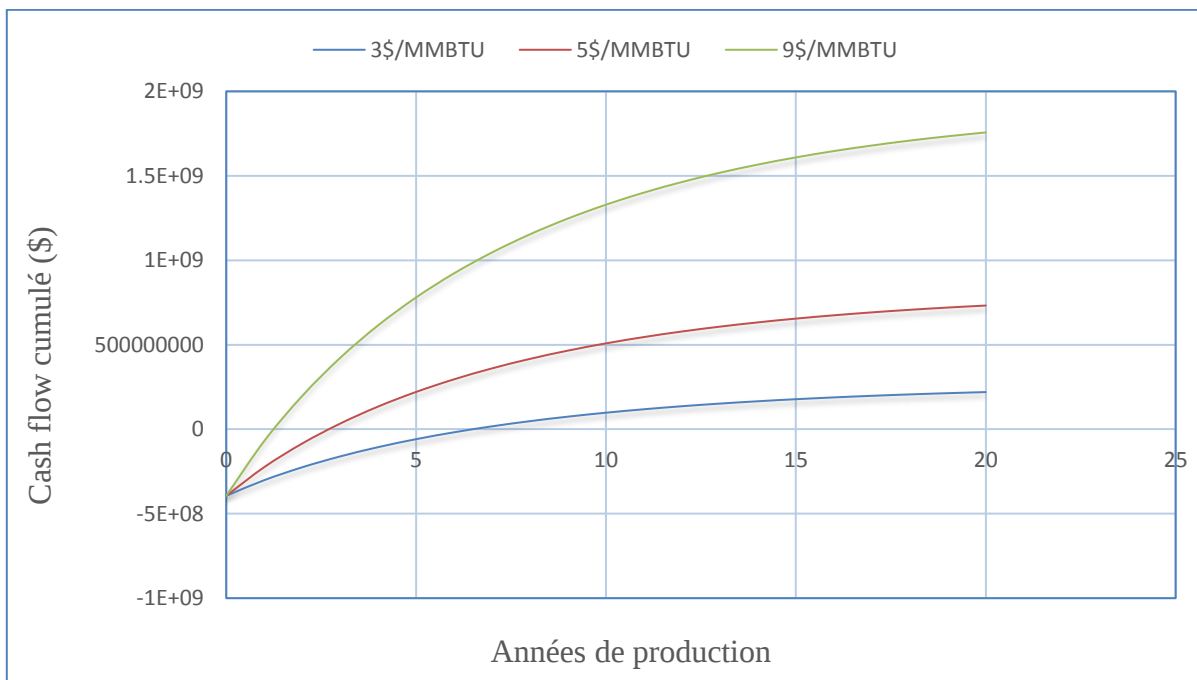


Fig V.4 : Le délai de récupération pour le scénario 3 avec les 3 prix.

D'après le graphe de **(Fig V.4)**, le délai de récupération pour un prix de gaz de 9\$/MMBtu est 1 an et 3 mois, tandis que pour les autres prix on a : POT (5\$/MMBtu) = 2 ans et 9 mois et POT (3\$/MMBtu) = 6 ans et 6 mois.

- **Scénario 4 avec 11 puits**

D'après le graphe de **(Fig V.5)**, le délai de récupération pour un prix de gaz de 9\$/MMBtu est 1 an et 3 mois, tandis que pour les autres prix on a : POT (5\$/MMBtu) = 2 ans et 6 mois, et POT (3\$/MMBtu) = 4 ans et 7 mois.

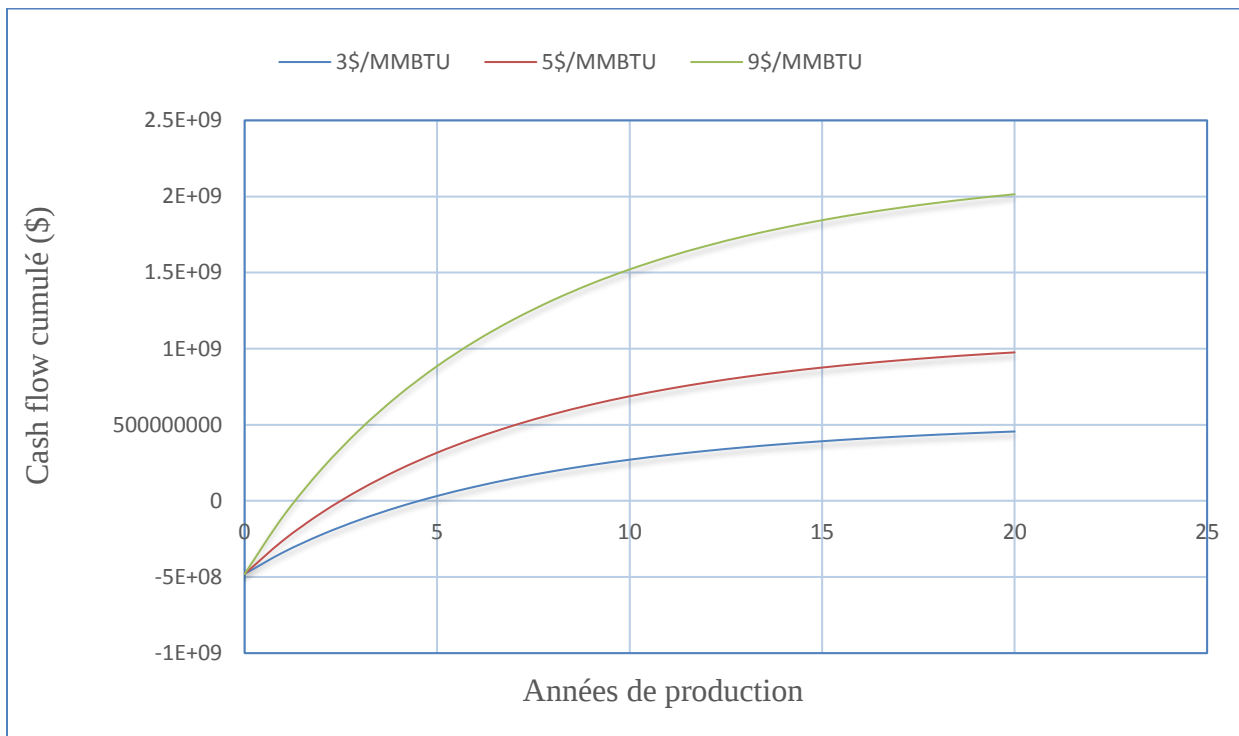


Fig V.5 : Le délai de récupération pour le scénario 4 avec les 3 prix.

- **Scénario 5 avec 7 puits fracturé**

D'après le graphe de **(Fig V.6)**, le délai de récupération pour un prix de gaz de 9\$/MMBtu est 7 mois, tandis que pour les autres prix : POT (5\$/MMBtu) = 10 mois, et POT (3\$/MMBtu) = 1 an et 1 mois.

L'histogramme de **(Fig V.7)**, résume les différents POT pour les différents prix avec tous les scénarios.

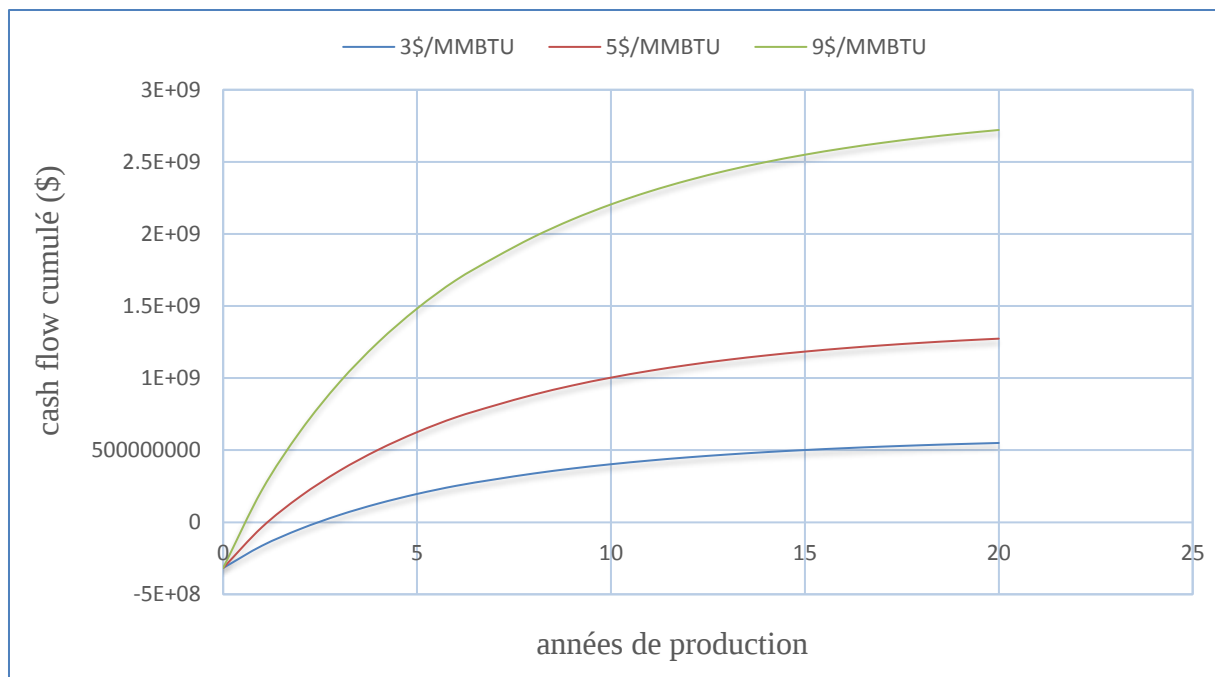


Fig V.6 : Le délai de récupération pour le scénario 4 avec les 3 prix.

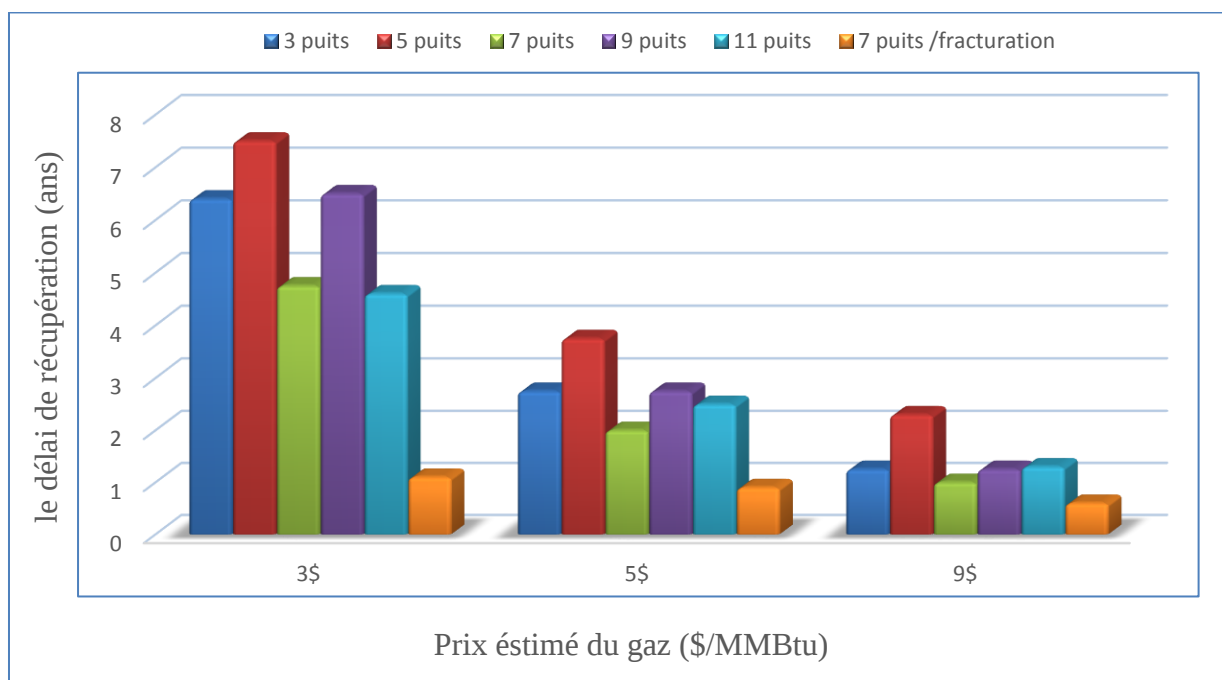


Fig V.7 : le délai de récupération des 6 scénarios pour les 3 prix du gaz.

Donc l'étude de sensibilité de prix de gaz d'après (**Fig V.7**) montre que la différence entre le délai de récupération est plus en plus significative que le prix soit élevé, d'où plus que le prix est faible, plus que le délai de récupération est long.

Les autres paramètres d'évaluation économique du projet est illustrés ci-dessous, la VAN dans la figure (**Fig V.8**), et l'IP dans la figure (**Fig V.9**).

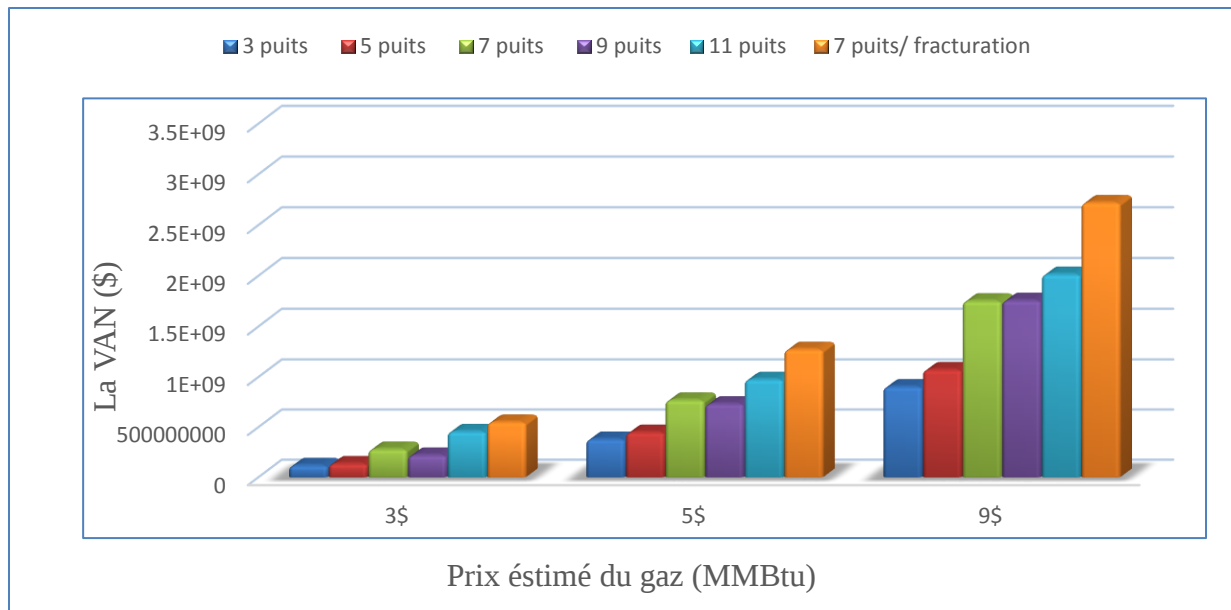


Fig V.8: La VAN des 6 scénarios pour les 3 prix estime du gaz.

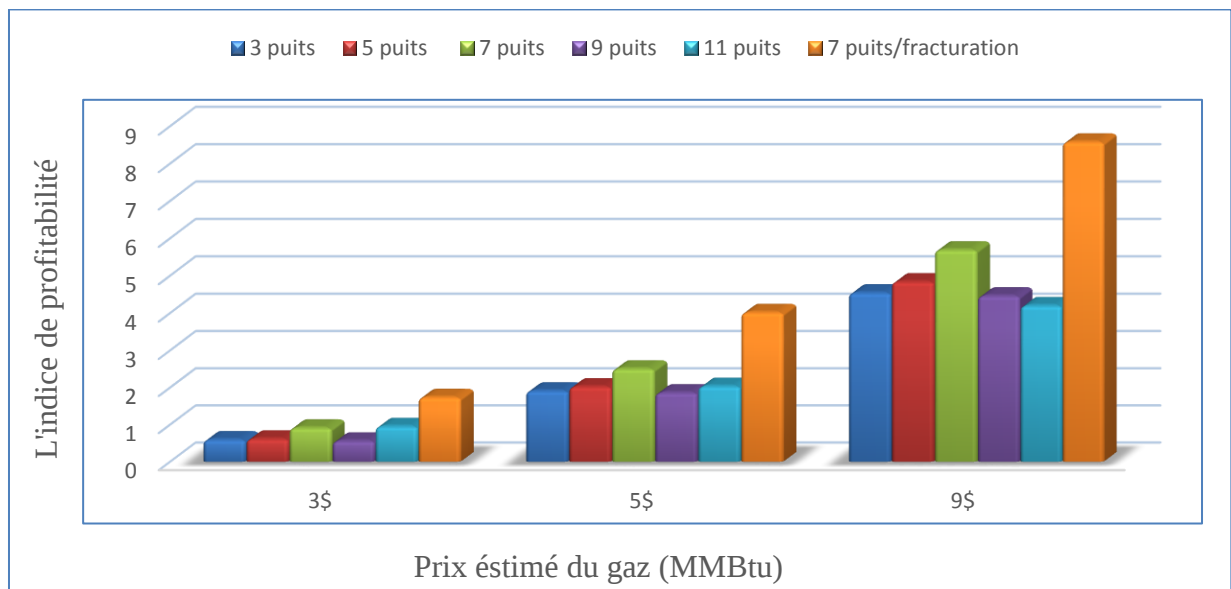


Fig V.9 : L'Indice de Profitabilité des 6 scénarios pour les 3 prix du gaz

Discussion

- ✓ Pour le prix de 3\$, le scénario qui a les paramètres économiques les plus favorables dans les 5 scénarios est le scénario 2 avec un POT = 4 ans et 7 mois qui est le moins élevé comparé aux autres scénarios, ce qui est avantageux, l'Indice de Profitabilité est de 0.9 qui aussi le plus élevé.
- ✓ Pour le prix de 5 \$, le scénario sélectionné économiquement est le scénario 2 avec un POT=2 ans et un indice de profitabilité de 2.5.
- ✓ Pour le prix de 9 \$, le scénario sélectionné économiquement est le scénario 2 avec un POT= 1ans, et un indice de profitabilité de 5.6.

Evaluation économique entre le scénario 2 et le scénario 5(scénario 2 avec fracturation)

- ✓ Pour les trois prix 3\$,5\$ et 9\$ le scénario 5 est plus favorable par rapport au scénario2.
- ✓ Pour le prix 3\$ le scénario 5 est privilégié par rapport au scénario 2 d'une VAN (10%)= 549876293\$. De plus, le POT= 1 ans et 1 mois qui est moins élevé par rapport au scénario 4 qui a un POT= 4 ans et 9 mois.

4. Conclusion

Notre modèle d'évaluation économique s'articule sur l'analyse des cash-flows de projet à l'aide de calculs déterministes en utilisant les critères de la VAN, le POT et l'IP.

Le prix joue un rôle fondamental dans le rendement des projets pétroliers, donc le rendement des projets étant très sensible à leur variation, ce qui rend la sélection des scénarios plus complexe.

D'après notre étude économique le projet de développement sélectionné parmi les 4 premiers scénarios est le scénario 2, qui connaît une meilleure stabilité par rapports aux autres scénarios développés, d'où on confirme le choix technique sur le nombre de puits à implanter : développement de 7 puits producteurs. En comparant le scénario5 (scénario2 avec fracturation) avec le scénario2, on constate que le scénario5 présente une meilleure stabilité économique.

Conclusion et Recommandation

Conclusion :

D'après notre étude on a conclu que :

- La localisation des perforations (20 m au-dessus de GWC) était bien choisie.
- Absence d'interférence entre les puits pour un espacement supérieur à 1.5 km.
- La méthodologie développée a permis d'estimer le nombre de puits à partir de la production cumulée de gaz et le gain de production.
- Le développement d'un réservoir tight permis d'avoir une faible récupération par rapport au GIP (9% sans fracturation et 13% avec fracturation hydraulique).
- Le scénario 5 est le plus recommandé du point de vue technique et économique.
- La fracturation hydraulique des réservoirs tight permet d'améliorer le gain de production.
- Le choix de scénario optimal basé sur l'étude économique reste difficile, à cause de l'instabilité de prix de gaz.

Recommandation :

- Le bon plan de développement de la structure d'Irharen est de procéder à la fracturation hydraulique des puits (IR8, IR9, IR 10, IR 11).
- Il faut prendre en considération l'espacement entre les puits pour éviter l'interférence entre les puits.
- Réaliser plus des travaux (MDT , VSP ,NMR, carottage , échantillonnage de fond ...) afin de réduire l'incertitude.
- Un test d'interférence est nécessaire pour confirmer la présence des failles.
- Les fractures naturelles doivent être intégrées dans la modélisation de simulation car elle joue un rôle important dans la performance des réservoirs tight.

Bibliographie

- [1] -TEPA (2009), Timimoun - Rapport Définitif de Découverte – Découvertes de Sonatrach, MJB-3 & IRS-1, Volet Géosciences, Structure Irharen.
- [2] -Groupement Timimoun, Rapport d'implantation IRHAREN-6 (IR-6).
- [3] -M.Tayeb Khetib, mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme master, Modélisation 3D et 2D-Bilan Matière des fracturations hydrauliques & Etude rhéologique des fluide de fracturation, 2014.
- [4] -http://www.geoscopie.fr/images/upload/geoscopie/espace_pedagogique/tight-gas-reservoirs-vf-2007.pdf.
- [5] -Xiaojian FU, Thèse présenté en vue d'obtenir le grade de Docteur école centrale de Lille, "Coupure Hydraulique et potentiel de production en gaz de réservoirs de grès « tight » :étude expérimentale ",2013.
- [6] -Tarek Ahmed,"Reservoir Engineering Handbook,quatrième édition",Gulf professional Publishing,2010.
- [7] -CRAIN's petrophysical Handbook,<https://www.spec2000.net/index.htm>,
- [8] -René Cossé, Le Gisement, *Editions Technip*, paris, 1988.
- [9] -http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/routine_core_analysis.aspx
- [10] -ECLIPSE 100 *Technical Description 2001A*, Schlumberger, Geoquest
- [11] -YAGHI.M Petroleum reservoir simulation.
- [12] -ERTEKIN.T (2001). Basic Applied Réservoir Simulation .*Dép. Mathématique Univ.Bergen*.
- [13] -JOHN.R, FRANCHI, Principle Of Applied Reservoir Simulation, *third edition*, 2006.
- [14] -Yijie Zhou, Michael J. King, Texas A&M University, and Song Du. A Simulation-Free Approach for Well Placement in Tight Gas Reservoirs, SPE paper for the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March 2013.
- [15]-<https://www.aiche.org/conferences/aiche-annual-meeting/2010/proceeding/paper/418f-optimization-well-placement-and-geometry-tight-natural-gas-production>
- [16] -M.Benali Redouane, mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme master, Plan de développement de la structure Barouda du champ Timimoun, 2015.
- [17] -Fateh BELAID, Daniel D.WOLF. Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement, 8eme Conférence Internationale de Modélisation et Simulation -mai 2010 - Hammamet –Tunisie « Évaluation et optimisation des systèmes innovants de production de biens et de services.
- [18]-Robert.H,Evaluation Financière des projets,2^{ème} édition, Collection technique de gestion, *l'Université de ParisIX-Dauphine*.

Annexe A

Pressure	Z	Densité	Compressibilité	Bg	Viscosité
bar		Kg/m3	1/bar	Rm3/Sm3	cP
350,33	1,0552	203,8700	1,84E-03	0,0038	0,0263
325,35	1,0284	197,7600	2,10E-03	0,0041	0,0249
300,23	1,0050	185,9200	2,48E-03	0,0044	0,0235
275,26	0,9853	173,3300	2,91E-03	0,0048	0,0223
250,23	0,9692	159,9100	3,49E-03	0,0053	0,0211
200,09	0,9476	130,6100	4,61E-03	0,0067	0,0190
175,07	0,9422	115,0300	5,56E-03	0,0076	0,0181
150,04	0,9404	98,8600	6,66E-03	0,0089	0,0173
125,04	0,9422	82,2900	8,15E-03	0,0106	0,0165
100,02	0,9475	65,5400	1,03E-02	0,0133	0,0159
75,99	0,9560	49,2300	1,36E-02	0,0175	0,0154
49,98	0,9690	31,8100	2,07E-02	0,0266	0,0149
25	0,9850		4,07E-02	0,0531	0,0145
5	1,0005		2,01E-01	0,2645	0,0143
1	1,0038	0,6200	1,00E+00	1,3185	0,0142

Tab A.1 : Les propriétés de gaz en fonction de la pression.

Sg	Sw	Krg	Krw
0	1	0	1
0,4	0,6	0	0,3
0,426	0,574	0,001	0,1434891
0,453	0,547	0,004	0,0629146
0,48	0,52	0,009	0,0247063
0,506	0,494	0,016	0,0083981
0,533	0,467	0,025	0,0023438
0,56	0,44	0,036	0,0004915
0,586	0,414	0,049	0,0000656
0,613	0,387	0,064	0,0000038
0,64	0,36	0,081	0,0000003
0,666	0,334	0,1	0

Tab A.2 : Les perméabilités relatives en fonction de saturations S_g et S_w

S_g	S_w	P_c
0	1	0
0,4	0,6	0
0,426	0,574	0
0,453	0,547	0
0,48	0,52	0
0,487	0,513	0
0,506	0,494	0
0,508	0,492	2,2078678
0,535	0,465	4,4157356
0,557	0,443	6,62360339
0,575	0,425	8,83147119
0,592	0,408	11,039339
0,606	0,394	13,2472068
0,618	0,382	15,4550746
0,629	0,371	17,6629424
0,64	0,36	19,8708102
0,649	0,351	22,078678
0,658	0,342	24,2865458
0,666	0,334	26,4944136

Tab A.3 : La pression capillaire en fonction de saturations S_g et S_w .

Annexe B

Operation cost	0,2																					
Gas price \$/MMBtu	3																					
Discount rate	10%																					
calorique	0,37562 MMBtus/m3																					
Forage + completion d'un puits	7000000																					
	36000000																					
	7000000																					
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Nb de puits a foré	7																					
Production Sim/day	0	336960,84	304570	282369,2	265960,6	250390,9	2384911	227303,5	217290,3	2082711	2000811	192497,6	185532,2	179060,7	173006,4	167378,2	162089,3	157111,6	152432,1	148002,6	143847	
gas de vente SM3/d	0	308982,77	280149,2	260229,5	244582,5	230911,6	219411,8	20918,2	199907,1	191609,4	184074,6	177097,9	170689,6	164726,6	159182,6	153987,9	149122,2	144542,7	140237,5	136190	132393,2	
Production MMBtu/day	0	116160,108	106229,6	97747,39	91870,17	86735	82415,45	78543,34	75089,109	71972,29	69142,109	66521,47	64114,41	61874,61	59795,9	57940,92	56103,26	54293,12	52676,01	51155,68	49719,24	
CAPX	-3,08E+08																					
OPEX		-2457711	-22229228	-20648946	-19407093	-18322335	-174109852	-16531956	-15862195	-15203787	-14616920	-14052327	-13513948	-13070701	-12631555	-12208806	-11823521	-11463149	-11127543	-10806382	-10501827	
Revenu		121863085	11E+08	100E+08	96463576	91071751	86536229	82476809	78843546	75570907	7259190	69847540	6732037	64966337	62785636	60732970	58803924	57007771	55309806	5373467	52194698	
Cash Flow		-3,08E+08	97345973	88261859	81988107	77056493	72749416	69126375	65983654	62981651	60167120	57593270	55756213	53776283	51871636	50154111	48514384	46914103	45338622	44182263	42947085	41833870
PV		-3,08E+08	88496339	72943895	61697376	52630815	45171864	39020037	33908732	29391265	2561552	22358916	19555882	17134781	15022897	13207145	11613953	1024522	900574	794568	701651	6187528
NPV= CF cumulé		-3,08E+08	-2,2E+08	-1,47E+08	-84962800	-3231985	12839678	51859715	88688447	115E+08	141E+08	163E+08	183E+08	2E+08	2,15E+08	2,28E+08	2,4E+08	2,5E+08	2,59E+08	2,67E+08	2,74E+08	2,8E+08
IP		-1	-0,712674	-0,475844	-0,275853	-0,104974	0,041687	0,188376	0,278144	0,373538	0,456866	0,528254	0,582747	0,648879	0,697187	0,740068	0,777775	0,810972	0,840224	0,866024	0,888802	0,910824

Tab B.1 : Modèle économique du scénario 2 pour un prix de 3\$/MMBtu

Operation cost	0.2																				
Gas price \$/MMBtu	5																				
Discount rate	10%																				
Pouvoir calorifique	0.3762 MMBtu/sm3																				
Forage+completion d'un puits	7000000																				
	3800000																				
	7000000																				
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Nb de puits a foré	7																				
Production Sm/day	0	336650.84	304510	282868.2	265860.6	250390.9	238491.1	227300.5	217290.3	208271.1	200081.1	182497.6	185532.2	179060.7	173036.4	167378.2	162089.3	157111.6	152432.1	148002.6	143847
gas de vente Sm/dj	0	308982.77	280149.2	260229.5	244582.5	230911.6	219411.8	20918.2	199907.1	191609.4	184074.6	177097.8	170689.6	164726.6	159192.6	153987.9	149122.2	144542.7	140237.5	136190	132239.2
Production Mmbtu/day	0	116060.08	105229.6	97477.38	91870.07	86735	8245.45	78649.34	75089.09	71972.29	69142.09	66621.47	64114.41	61874.61	59795.9	57940.92	56070.28	54293.12	52676.01	51155.68	49709.24
CAPX	-3.08E+08																				
OPEX		-2457111	22229228	-20649646	-19407093	-18222205	-17409862	-16630166	-15862195	-15203787	-14605920	-14052327	-13543848	-13070701	-12631665	-12218806	-11825621	-11463149	-11127543	-10806382	-10508827
Revenu		20306141	184E+08	171E+08	161E+08	152E+08	144E+08	137E+08	131E+08	126E+08	121E+08	116E+08	112E+08	108E+08	105E+08	101E+08	98022207	95012362	92183009	89522445	86991163
CashFlow		-3.08E+08	176888000	162E+08	15E+08	144E+08	133E+08	127E+08	12E+08	11E+08	106E+08	102E+08	9866370	95209861	9201242	89003010	86190665	83543803	81055467	78716063	76493035
PV	-3.08E+08	162362754	134E+08	11E+08	96554661	82870582	71585000	62024436	53901936	46967946	41019003	36878640	34344960	27578906	24229436	21906613	19757804	18228366	16578638	14970705	1189801
NPV	FALX	-144E+08	-11828929	101E+08	139E+08	281E+08	352E+08	414E+08	445E+08	515E+08	555E+08	5592E+08	622E+08	655E+08	675E+08	697E+08	715E+08	732E+08	746E+08	759E+08	777E+08
IP	0	-0.472881	-0.038399	0.328499	0.641888	0.970149	1.143467	1.344946	1.519862	1.672345	1.806524	1.922006	2.024068	2.11061	2.182277	2.241454	2.282355	2.31802	2.342663	2.463141	2.502066

Tab B.2 : Modèle économique du scénario 2 pour un prix de 5 \$/MMBtu

Tab B.2 : Modèle économique du scénario 2 pour un prix de 5 \$/MMBtu

