

N° Série:/2019

Université KasdiMerbah Ouargla



**Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et
de l'univers**

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Hydrocarbures

Option : Production

Présenté Par :

IBRAHIM ALI SAOUCHA & MOKHTAR HAMZA

-THÈME-

**La Modélisation de réservoir TAGS et l'efficacité de
la réinjection de gaz au niveau RNS central**

Soutenu le : /06/2019

Devant la commission d'examen :

Président	Ben ferdjallah Said	Univ Ouaregla
Examineur	Annou Ahmed Anes	Univ Ouaregla
Encadreur	Belmiloud Fatima Zohra	Univ Ouaregla

Promotion : juin 2019



REMERCIEMENTS

*Au premier temps, nous remercions **ALLAH** , qui Nous a donné la force et le courage pour effectuer ce mémoire de fin d'études.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultante **Mme Belmiloud F** pour ses conseils, ses orientations, ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordé le long de cette période .*

*Nous sommes profondément reconnaissants et remercions sincèrement **M. Amirouche Nadji Ammar** de nous avoir accueillis à son service, de sa patience, de son aide et de son soutien.*

Nous remercions sincèrement les membres de la division EP Rhourde Nous, d'avoir accueilli et apporté leur soutien total lors de nos stages

*(**M. Bouchoukh Chouaib, Boucena Fares , Ali Saoucha***

***Abd Elrehmen, Chellabi Bilal, Youcef, Abd Elmelek , Mourad Messoud , Miloud.....**). .*

Dedicace

À ma famille,

À mes professeurs

À mes amis chacun à son nom

À mes amis de INELEC , ENSSMAL et Bd el behri

pour tout ce qu'ils ont fait pour moi.

IBRAHIM ALI SAOUCHA



Dédicace :

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents : je remercie ma mère et mon père du fond du cœur.

Merci mille fois ma chère mère : ma fierté qui m'a donné toujours l'espoir dans la vie et le sacrifice avec leur vie pour réussir dans mon étude.

Merci mon cher père pour les conseils que tu m'as donnés pour mon succès.

A mes frères qui m'a assisté pour faire ce travail.

A ma chère sœur qui m'a concédé le courage pour faire bon travail.

A mes cousins : Rekaia, Tahar et Abderrahmane qui m'ont aidé et donné le soutien pour ma réussite.

A mes amis : Djabre, Ahmed, Tamer, Mohamed, Zakaria et Lamine.

A toute ma grande famille : HAMZA et LEHBAKI.

A mon professeur "HAMZA Sina" qui m'a donné des conseils et des astuces pour mener le bon travail.

A tous les enseignants des hydrocarbures à l'université d'Ouargla.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

HAMZA Mokhtar



Abstract :

Our work has the objective to make a TAGS reservoir modeling of the RNS field with the material balance method to understand the ideal method to develop the gas condensate reservoir.

In the first part we made a presentation of the places of internship, after we made a generality on the gas field, the classification, the behavior and the properties of the fluids; as well as the various problems of exploitation of a gas-condensate field have been explained. After we have defined and explains the recovery assisted by gas injection. And at the end of this part we talk and detail the drainage mechanisms and equation of the material balance and in short the modeling of the aquifer and Simulation

Second part presents the different steps followed to characterize the PVT effluent properties of RNS Central on IPM 7.5.600 simulation software, and also to estimate the reserves in place with 03 methods and model the reservoir by defining the drainage mechanisms and the evolution of production as a function of pressure.

At the end, we do a provisional calculation with several scenarios and the profitability of each scenario and determination of the optimum injection rate for the TAGS reservoir of Central RNS.

Key words: gas condensate, reinjection, material balance, IPM 7.5.600

ملخص:

هدفنا هو عمل نمذجة لخزان TAGS لحقل RNS بطريقة توازن المواد وذلك بواسطة تقدير الاحتياطيات من اجل فهم الطريقة المثلى لتطوير خزان المكثفات الغازي.

في الجزء الأول قدمنا عرضًا للحقل بصفة عامة وشرح مفصل لحقل الدراسة ، بعد ذلك تكلمنا بصفة عامة عن الحقول الغازية، تصنيفها ، وسلوك وخصائص السوائل ؛ وكذلك تم شرح المشكلات المختلفة لاستغلال حقل المكثفات للغاز. بعد أن حددنا وشرحنا الاستخلاص بمساعدة حقن الغاز. وفي نهاية هذا الجزء نتحدث بالتفصيل عن معادلة التوازن المادي وباختصار نمذجة طبقة المياه الجوفية والمحاكاة

يعرض الجزء 2 الخطوات المختلفة المتبعة لوصف خصائص سائل RNS Central على برنامج محاكاة IPM 7.5.600 ، وكذلك لتقدير الاحتياطيات الموجودة مع 03 طرق، ونموذج الخزان من خلال تحديد آليات الدفع وتطور الإنتاج بدلالة للضغط. يتم التنبؤ بعدة سيناريوهات وربحية كل سيناريو وتحديد معدل الحقن الأمثل لخزان TAGS من RNS Central

الكلمات المفتاحية: المكثفات الغازية ، الفعالية ، توازن المواد ، IPM 7.5.600

Résumé :

Notre travail a pour l'objectif de faire une modélisation de réservoir TAGS du champ RNS avec la méthode du bilan matière comprendre le la méthode idéale pour développer le réservoir de gaz à condensat

Dans la 1^{er} partie on a fait une présentation du lieux de stage, après nous avons fait une généralité sur la gisement de gaz ,la classification, le comportement et les propriétés des fluides ; ainsi qu'on a expliqué les différents Problèmes d'exploitation d'un gisement de gaz à condensat. Après on a définir et explique La récupération assistée par l'injection de gaz. Et à la fin de ce partie nous parlons et détaillons les mécanismes de drainages et équation du bilan de matière et en bref la modélisation de l'aquifer et La Simulation

La 2^{em} partie présent les différentes étapes suivies pour caractériser les propriétés PVT de effluent de RNS Central sur un logiciel de simulation IPM 7.5.600, et aussi de Estimer les réserves en place avec 03 méthodes et Modéliser le réservoir en définissant Les mécanismes de drainage et l'évolution de la production en fonction de la pression. À la fin, On fait Calcul prévisionnel avec plusieurs scénarios et la rentabilité de chaque scénarios et détermination du débit d'injection optimum pour le réservoir TAGS de RNS Central.

Mots clés: gaz à condensat, réinjection, bilan de matière, IPM 7.5.600

Sommaire

REMERCIEMENTS	I
Les Dédicaces	II
Résumé	IV
Liste de figures	V
Liste des symboles et abréviations	VII
Introduction général	VII

CHAPITRE I: Présentation du champ de Rhourde Nous

I.1-Situation géographique.....	01
I.2-Limites géologiques	02
I.3-Description du champs de RHOURE-NOUS	02
I.4-Généralités sur la structure de Rhourde el Nous central.....	04

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES GISEMENTS DE GAZ

II.1-GENERALITES SUR LES GISEMENTS DE GAZ	08
II.1.1-GISEMENT DE GAZ HUMIDE.....	08
II.1.2-GISEMENT DE GAZ SEC.....	08
II.1.3-GISEMENT DE GAZ A CONDENSAT.....	09
II.2-Problèmes d'exploitation d'un gisement de gaz à condensat.....	12
II.2.1- lors de l'exploitation d'un champ de gaz à condensat.....	12
II.2.2- chute de la pression de gisement au cours de la production	12
II.2.3- la percée de gaz sec injecté au niveau d'un puit producteur.....	12
II.3 Les différents types de Test PVT au laboratoire	12
II.3.1- Constant Expansion Composition (CCE).....	13
II.3.2- Constant volume déplétion (CVD).....	13

CHAPITRE III : La récupération assistée par l'injection de gaz

III.1-Pourquoi le recyclage de gaz.....	14
III.2-Théorie de Rapport du remplacement du vide.....	15
III.2.1-Objectif du Rapport du remplacement du vide	16
III.3- Suivi de la performance de l'injection.....	17
III.4-Mise en œuvre de l'injection.....	17

Chapitre IV : Mécanisme de drainage et Equation du bilan de matière (MBE)

IV.1-Les mécanismes de drainage.....	20
IV.1.1- types de mécanisme de dérainage.....	20

IV.1.2-Identification des régimes de drainage.....	23
IV.2-Définition du bilan de matière	23
IV.2.1-Hypothèses de la méthode du bilan matière	24
IV.2.2-Principe de la méthode du bilan matière	24
IV.2.3-La forme générale de du bilan de matière	25
IV.2.4-La résolution de l'équation du bilan de matière	26

CHAPITRE V : la modélisation de l'aquifer et La Simulation

V.1-la modélisation de l'aquifer	30
V.1.1-Pot aquifer.....	30
V.1.2 Schilthuis' steady-state.....	31
V.1.3- Hurst's modified steady-state.....	32
V.2-La Simulation de réservoir.....	54

Chapitre : LE VOLET PRATIQUE

VI 1.Généralités sur la structure de Rhourde Nouss central	36
VI.2-Calage des données PVT.....	38
VI.3.-Calcul de la pression moyenne du réservoir RNC.....	40
VI.4-Estimation des réserves par la méthode de MONTE-CARLO	41
VI.5-Estimation des réserves par la méthode de Bilan de matière	42
VI.5.1-La méthode graphique	43
VI.5.2-La méthode Analytique	43
VI.6-Les mécanismes de drainage et leurs contributions.....	47
VI.7-Calcul de (VRR)	47
VI.8- L'injection à RNS central	50
VI.9- Calcul prévisionnel.....	50
VI.9.1-Les Scenarios futurs.....	50
VI.9.2-Prévision Boosting.....	53
VI.9.3- Approche économique	56
VI.9.4- Scénario BLOWDOWN	60
VI.10-Optimisation de la réinjection	60
VI.11- La modélisation géologique par Petrel.....	62
conclusion	71
Prospectives	72

Les annexes

Références bibliographiques

- Figure I.1 :** Situation géographique de la région de Rhourde Nouss
- Figure I.2 :** Les Principaux champs de Rhourde Nouss
- Figure I.3 :** Colonne stratigraphique de la région de Rhourde Nouss
- Figure VII.2 :** La richesse en condensat et GPL
- Figure II.1:** Diagramme de phase (pression–température) d’un gaz humide
- Figure II.2 :** Diagramme de phase (pression–température) d’un gaz sec
- Figure II.3 :** Diagramme de phase (pression–température) d’un gaz condensat
- Figure II.4 :** schéma du test CCE
- Figure II.5 :** schéma du test CVD
- Figure III.1 :** Processus de recyclage du gaz
- Figure IV.1 :** l’identification du régime du drainage par la méthode d’Havlena odeh
- Figure V.2:** bilan matière pour les réservoirs de gaz en déplétion et avec waterdrive
- Figure VI.1:** les étapes de la simulation géologique
- Figure V.1 :**La carte en isobath au top de réservoir TAGS de RNC
- Figure VI.2 :** CCE Z-factor
- Figure VI.3 :** CCE-Liquid dropout
- Figure VI.4 :**CVD-Gaz (FVF)
- Figure VI.5 :**CVD-Liquid dropout
- Figure V.6:** Les PFS des puits de RNC
- Figure V.7:** La pression moyenne du réservoir RNC
- Figure V.8 :**Energy-plot
- Figure V.9:** Estimation de réserves par la méthode « MONTE CARLO » avec MBAL.
- Figure V.10:** La résolution de MBE par la méthode graphique (P/Z).
- Figure V.11 :** La résolution de MBE par la méthode analytique.
- Figure V.12 :**Pression de réservoir (historique et simulation) en fonction de temps
- Figure V.13 :**Cumul de production du liquide en fonction de temps
- Figure V.14 :**Cumul de production du gaz (historique et simulation) en fonction de temps.
- Figure V.15 :**EFFET DE LA REINJECTION SUR LA PRODUCTION
- Figure V.16 :**Injection groupée de RNS
- Figure V.17 :**Evolution de la pression en fonction du t pour les différents Scénarios
- Figure V.18 :** taux de récupération du gaz en fonction du t pour les différents scénarios.
- Figure V.19 :** taux de récupération des condensats en fonction du temps pour les différents Scénarios

Figure V.23 : les failles de RNS central

Figure V.24 : Modèle 3D des Failles de RNS

Figure V.25:Bottom grill

Figure V.26 : La grille (top,mid et bottom).

Figure V.27: Réglages pour le processus Make horizon

Figure V.28 : Réglages pour le processus Make zone

Figure V.29 : Modèle structurale après le processus Make layers

Figure V.30 : Construction des horizons

Figure V.31 : Construction des horizons avec les failles

Figure V.32 : Modèle de porosité 3D de la zone central de RNS

Figure V.33 : - Modèle de perméabilité 3D de la zone central de RNS

Figure V.34 : Modèle de la saturation Sw 3D de la zone central de RNS

Liste des tableaux

Tab I 01 :CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RNS CENTRAL

Tab VI.1 : Etat initial d'exploitation des puits de RNC

Tab VI.2 : Tableau représentatif de cumulatif de gaz brut, condensat et Gpl

Tab VI. 3 : Tableau représentatif de réserve de gaz brut, condensat et Huile

Tab VI.4:Pression d'abandon pour chaque scénario

Tab VI.5 : résultats de Boosting

Tab VI.6: comparaison des paramètres de production entre les scenarios en2030.

Tab V.7 : comparaison économique entre les différents scenarios à l'abandon.

Liste des symboles et abréviations

Symbole	Désignation	Unités
OGIP	Originally gas in place	scf , Sm^3
GIIP	Gas initially in place	scf , Sm^3
RF	taux de récupération	fraction
GOR	gas oil ratio	scf/bbl
G	La quantité de gaz en place	scf
Swi	La saturation en eau initiale	fraction
Bgi	Facteur volumétrique de formation pour le gaz	ft ³ /scf
Bga	Facteur volumétrique de gaz à l'abandon	ft ³ /scf
Tr	temperature de reservoir	460+°F
Tcc	temperature cricondentherme	460+°F
Pcc	pression cricondenbar	Psia
P	préssion	Psia
Z	facteur de compressibilité	/
T	température absolue	460+°F
Mw	molecular weight	/
Tc	température critique	/
Pc	pression critique	/
Pi	pression initiale du réservoir	psi
P	pression moyenne du réservoir	psi
dP	Variation de la pression du réservoir	psi
Gp	Production cumulée en gaz	scf
Bginj	Facteur volumétrique du gaz injecté	bbl/scf
Winj	Injection cumulée d'eau	bbl/scf
Wp	Production cumulée en eau	bbl
We	Entrées d'eau cumulées	bbl
Bw	Facteur volumétrique de l'eau	m^3/Sm^3
Ginj	Injection cumulée en gaz	scf
Cw	Compressibilité de l'eau	psi-1
Swi	La saturation en eau initiale	fraction
Cf	Compressibilité de la formation	psi-1
Psc	pression atmosphérique	1 bar
Tst	température dans les conditions standard	15°C
Rv	CGR (condensat gaz ratio)	Sm^3/Sm^3
Qw	débit d'eau produite	m^3/jr
Qinj	débit de gaz injecté	m^3/jr
Qo	débit d'huile produit	m^3/jr
Qg	débit du gaz produit	m^3/jr
Bo	Facteur volumétrique de formation d'huile	m^3Sm^3

Introduction Générale

Pour tous les champs de pétrole La valorisation des réserves en hydrocarbures, et l'établissement d'un plan de développement où on optimise la production, on tient compte des prévisions de tous les scénarios, et maintenir une production constante le plus long possible, et assurer la longévité de durée de vie de réservoir .

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle due à l'énergie propre du réservoir, Mais comme dans la majorité des cas, cette récupération primaire devient insuffisante à cause de l'épuisement du l'énergie du réservoir qui se traduit par la chute de sa pression, alors on intervient avec une énergie supplémentaire dont le but est de rapprocher le gisement vers son état initial, en augmentant sa pression.

C'est dans ce cadre qu'on utilise la réinjection de gaz (Gas-Cycling) dans les réservoirs de gaz à condensat afin d'assurer une longue durée de vie pour ce dernier, et récupérer un maximum de condensat, cependant la quantité du débit à réinjecter est le facteur influant sur la quantité produite, et qui désigne la rentabilité de la technique. Une quantité insuffisante de gaz injecté engendre la chute de pression et ne remédie pas au problème de (Condensat Banking) , mais la quantité de gaz commercialisée est importante.

Une quantité Nécessaire de gaz injecté, contribue au maintien de la pression, et retarde l'apparition du problème de (Condensat Banking) , la quantité de gaz commercialisée est acceptable

C'est dans ce contexte qu'une étude d'efficacité d'injection (avec plusieurs débits d'injection) est primordiale afin d'optimiser cette dernière.

Pour ce faire, on a utilisé un des logiciels de PETEX (Petroleum Experts) MBAL.

Le travail a été réalisé comme suit

1. Collecte de données de production (historique de production journalière) pour tous les puits du réservoir TAGS- Rhourde el Nouss central
2. Collecte de données de pression de fond statique (PFS) pour tous les puits .

Introduction Générale

3. Calage et simulation de l'historique de production du réservoir TAGS avec l'outil Bilan matière de MBAL, à partir duquel une estimation des réserves initialement en place a été fait
4. Prédiction de la performance future du réservoir pour différents scénarios de incluant le cas de la déplétion naturelle et du recyclage avec des débit d'injection variables
5. Estimation de la rentabilité de chaque scénarios et détermination du débit d'injection optimum pour le réservoir TAGS de Rhourde Nouss central.

Les objectifs de cette étude se résument à :

1. Estimer les réserves en place .
2. Modéliser le réservoir en définissant :
 - Les mécanismes de drainage .
 - La modélisation de l'aquifère .
 - l'évolution de la production (Gaz sec , huiles , GOR , ..) en fonction de pression
 - Calcul prévisionnel avec plusieurs scénarii (Déplétion naturelle ou avec différents taux d'injection).
 - Analyse de l'efficacité de l'injection .



CHAPITRE I



*Présentation de champ de Rhourde
El Nouss*



I.1-Situation géographique [4]

La région de Rhourde Nous est située dans la wilaya d'ILLIZI à 280 Km au Sud-est de Hassi Messaoud, et à environ 1000 Km d'Alger, et se positionne entre :

29°16' et 30° parallèles

06°24' et 07° méridien.

Accessible via une piste goudronnée de 30 Km qui lie la région avec la route nationale n°3 (Ouargla-Illizi).

Elle est limitée au Nord par la région de GASSI-TOUIL, au Sud par les régions de HAMRA , et de TIN- FOUYE TABANKORT (TFT).

Rhourde Nous est caractérisée par son climat désertique (sec avec un très faible taux d'humidité) , avec un écart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 55°C) et une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an) et des vents de sable d'une fréquence importante L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer.

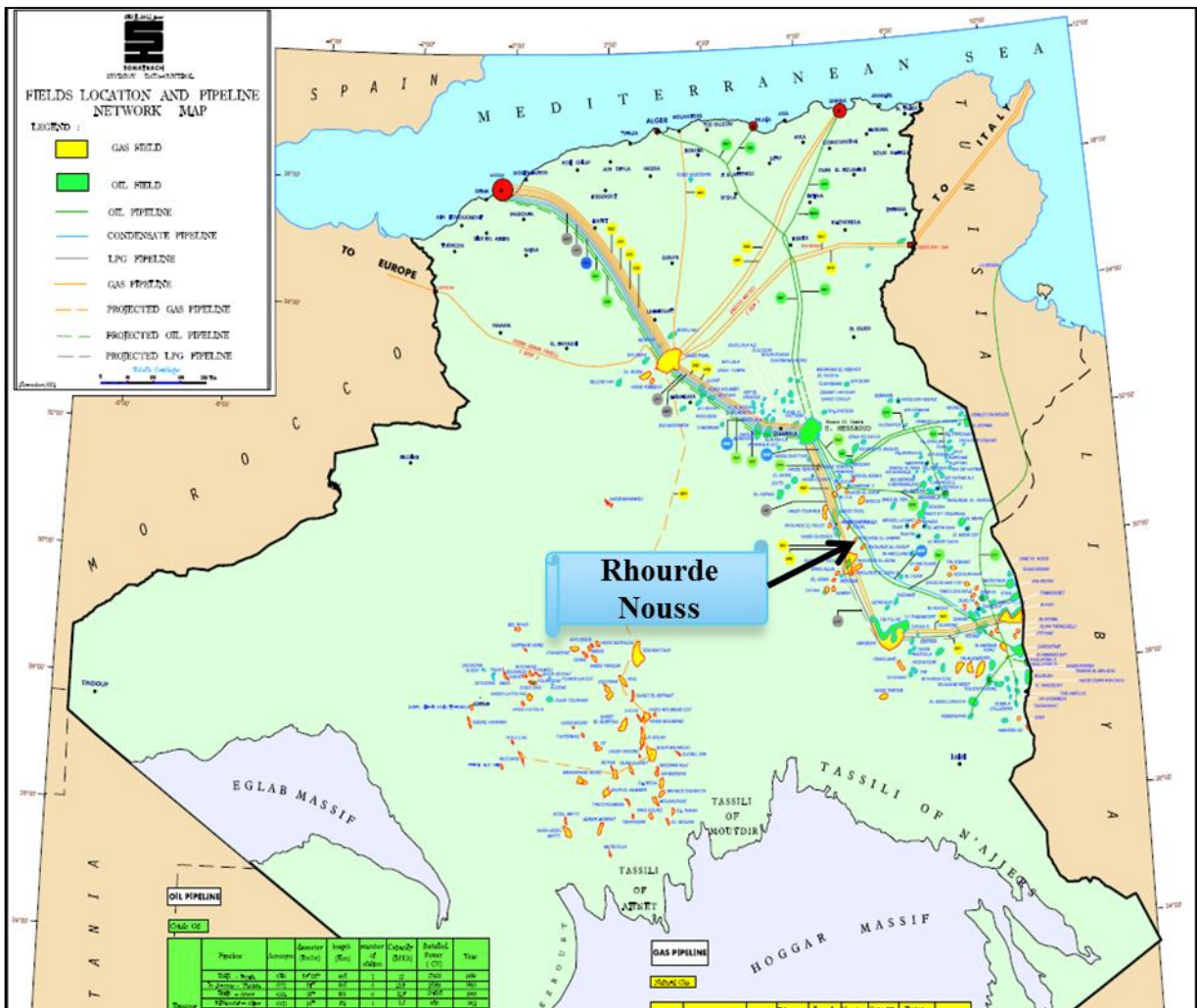


Figure I.1 : Situation géographique de la région de Rhourde Nous.

I.2-Limites géologiques

La région de Rhourde-NOUSS est située sur la bordure Sud du bassin triasique. Elle est limitée:

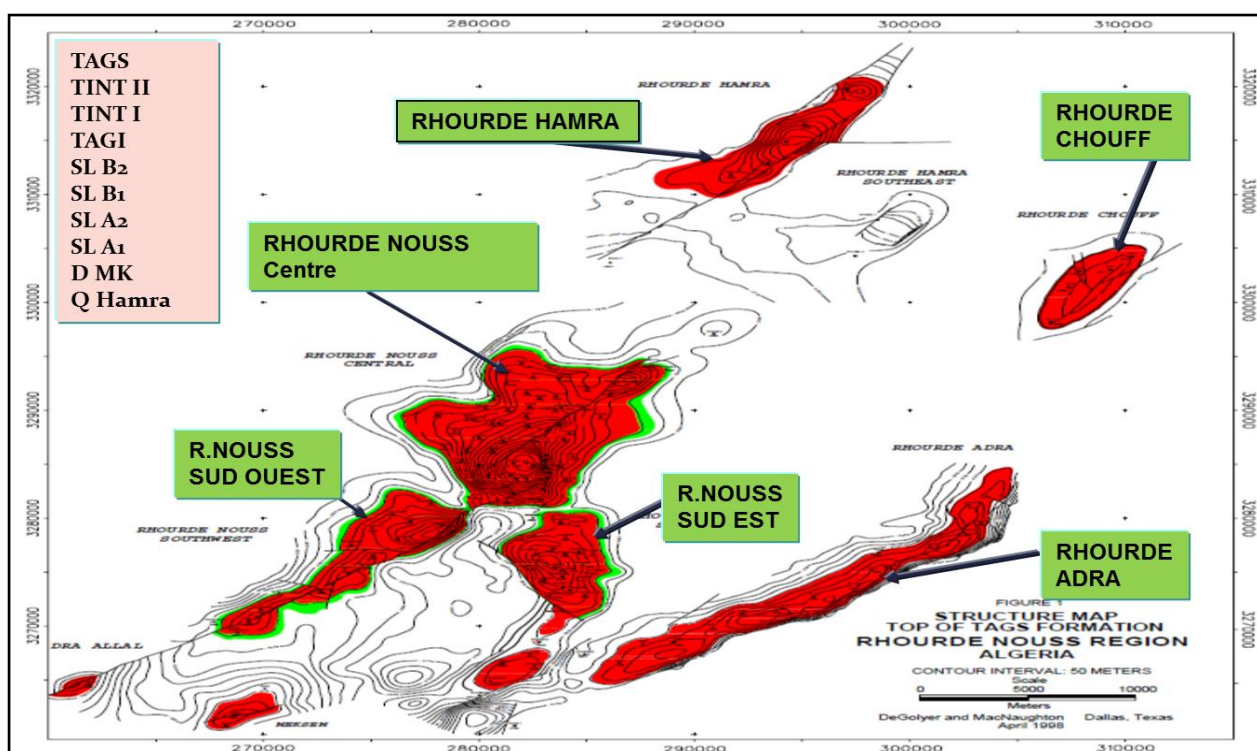
- ✓ - à l'Ouest, par le môle d'Amguid-ElBiod
- ✓ - au Sud-Est par le bassin d'illizi (Partie occidentale de môle d'Ahara)
- ✓ - au Nord Est par le bassin de Ghadames

La région de RHOURE NOUSS a été la première unité de SONATRACH à avoir installer système DCS au niveau de HAMRA en 1995 (transmission de données en real time).

I.3-Description du champ de RHOURE-NOUSS :

-Les principaux champs mis en exploitation sont :

- ✓ RHOURE-NOUSS centre.
- ✓ RHOURE-NOUSS Nord-est.
- ✓ RHOURE-NOUSS sud-est.
- ✓ RHOURE-NOUSS sud-ouest.
- ✓ RHOURE-CHOUFF.
- ✓ RHOURE-ADRA.
- ✓ RHOURE-HAMRA.
- ✓ HAMRA.



✓ **Figure I.2 :** Les Principaux champs de Rhourde Nousse

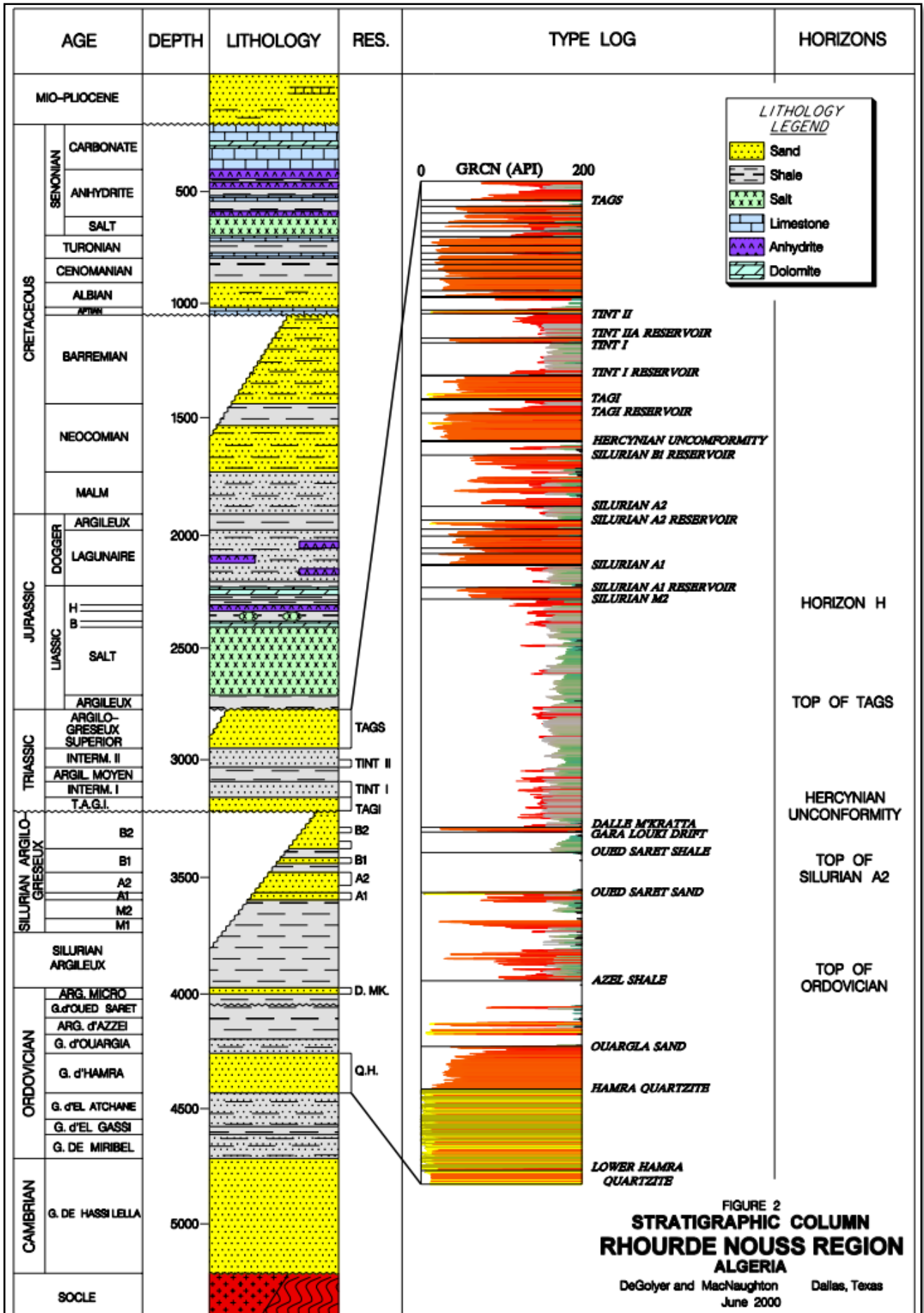


Figure I. 3 : Colonne stratigraphique de la région de Rhourde Nousse

I.4-Généralités sur la structure de RNS central :

La structure de Rhourde Nouss a été mise en production en 1988 par l'ouverture de 23 puits producteurs avec un débit moyen de $18 \times 10^6 \text{ stm}^3/\text{j}$, et 12 puits injecteurs avec un débit d'injection de plus de $8 \times 10^6 \text{ stm}^3/\text{j}$, le réservoir exploité est le Trias Argilo-Gréseux (TAGS).

I.4.1-Analyse de l'historique de production du champ de Rhourde Nouss :

Le champ de Rhourde Nouss a été mis en production en mois de février 1988 avec un débit moyen de $18 \times 10^6 \text{ stm}^3/\text{j}$ environ.

Suivant l'historique de production de cette structure on distingue 3 périodes:

1. Période de 1988 – fin 1994 :

Au début on observe des perturbations pendant le démarrage du champ, puis une stabilisation du débit à environ $18 \times 10^6 \text{ stm}^3/\text{j}$, à noter la chute de production durant la période 1993/1994 suite à des opérations W-O (changement de complétion, tubing acier carbone par un acier noble 13% Cr).

2. Période fin 1995 - fin 1999 :

Une augmentation de débit de la production à environ $20 \times 10^6 \text{ stm}^3/\text{j}$ pour compenser le manque à produire du champ de Rhourde Adra après la fermeture de 3 puits producteurs de cette structure.

3. Période fin 1999 – début 2002 :

Une augmentation de débit de la production à environ $22 \times 10^6 \text{ stm}^3/\text{j}$, après déusage de certains puits.

Comparaison avec la simulation faite par l'étude DMN :

la production de champs est supérieure à celle prévue par simulation.

I.4.2-Richesse de condensat en RNS central:

Actuellement on remarque 3 classes:

1ere Classe :

-Cette classe regroupe les puits situés à la périphérie Sud-Ouest, qui ont une richesse de 130 g/m^3 , cette partie de la structure a subi un maintien de pression avec un bon balayage.

2ème Classe :

- Cette classe regroupe les puits situés au sommet de la structure (RN01, RN26, RN47, RN28), ainsi que les puits proches des failles, qui ont une richesse faible par rapport à la richesse moyenne du champ , celle-ci varie de 40 à 70 g/m³, ces valeurs faibles sont dues soit à l'emplacement des puits au sommet de la structure où l'accumulation des gaz sont pauvres en produits condensables, ou aux arrivées du gaz sec injecté véhiculé par les failles

.3ème Classe :

- Cette classe regroupe les puits éloignés des lignes d'injection, ayant une richesse plus ou moins moyenne de l'ordre de 90 à 105 g/m³; la chute de pression suit une loi normale en fonction du régime de production.

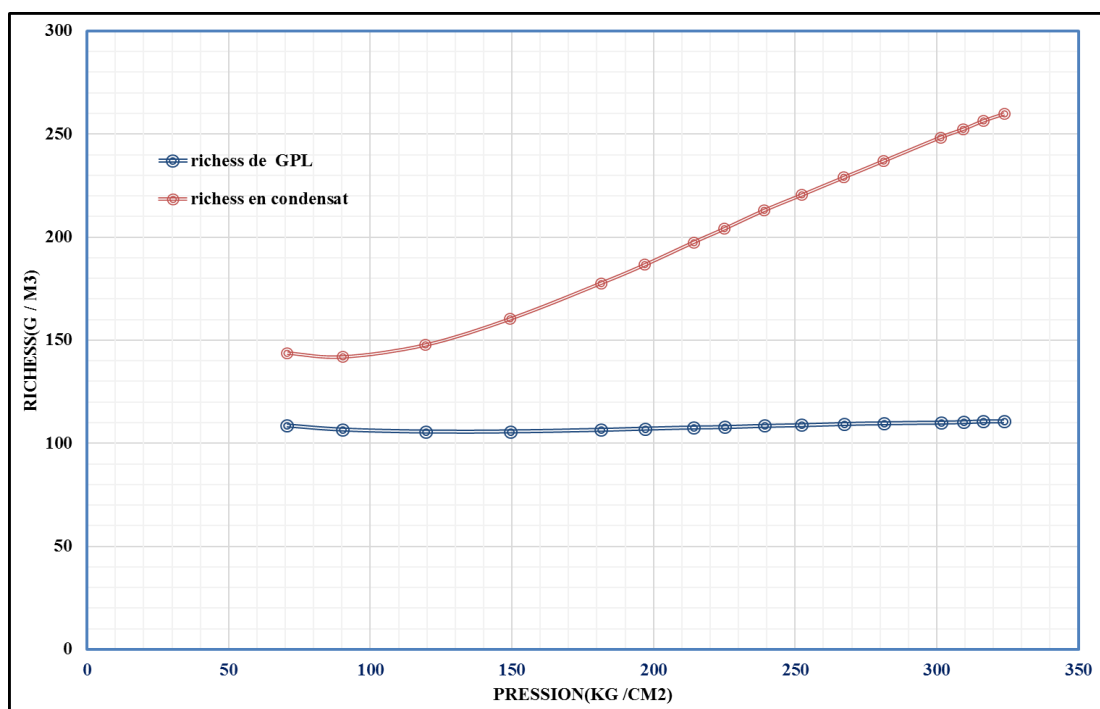
La richesse en condensat et GPL

Figure VII.2 : La richesse en condensat et GPL

I.4.3-CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RNS CENTRAL

a-Huile Evaluation des propriétés des fluides de réservoir a connu une étude de synthèse (Evaluation de Février 1977 par CORE LAB) sur les Echantillons recueillis des puits RN4 et RN6. De toutes les Etudes de laboratoire analyses au cours de cette Evaluation.

Un autre Echantillon a été effectuée par un représentant de Core Laboratoires sur le puits RN15 le 19 Octobre 1977 lors de son forage. Lors de cette Etude PVT, la pression de bulle a été trouvée & 276 Kg/cm² compare a celle initiale de 297 Kg/cm². La production cumule d'huile k cette date Etait de l'ordre de 2 MM stm³ avec une production de gaz associe de l'ordre de 4,5 MMM m³).

b-Gaz cap

Deux Etudes PVT du gaz cap du TAGS ont été effectuées, bases sur deux Echantillons provenant des puits RN2 et RN3. L 'Etude PVT de RN2 est la plus représentative. La pression de point de rosé observe 283,0 Kg/cm² est assez proche de la pression de formation initiale de 297:6-Kg/e*»2. La pression flowing Etait de 281.8 Kg/cm².

Concernant Etude de RN3, le puits débitait & 215.4 kg/cm² pendant échantillonnage a certainement cause une condensation rétrograde aux environs du puits, et les données de cette Etude ne peuvent Etre considères comme Etant représentatives.

COMPOSITION DU FLUIDE DE RESERVOIR

Composition	Fraction molaire (%)	Masse molaire (g/mole)	Densité (g/cm³)
N ₂	0,63	28,016	0,808
CO ₂	0,77	44,01	0,827
C ₁	78,92	16,042	0,300
C ₂	7,93	30,068	0,377
C ₃	3,54	44,074	0,508
iC ₄	1,11	58,12	0,563
nC ₄	1,52	58,12	0,584
iC ₅	0,7	72,146	0,625
nC ₅	0,69	72,146	0,631
C ₆	0,92	86,172	0,664
C ₇₊	3,27	133	0,688

Type de fluide	Densité	GOR(m3/m3)	P rosée(Bar)	Bg(m3/m3)
Gaz a condensat	0.74	4650	300	0,004

Tab I 01 :CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RNS CENTRAL

c-Caractéristiques de l'eau de gisement

Deux analyses de l'eau de réservoir sont disponibles du puits RN4. Ces deux Echantillons ont été recueillis du test de formation k la cdte de 2728 mètres.

Les Caractéristiques de l'eau k 300 Kg/cm² et 105° C sont :

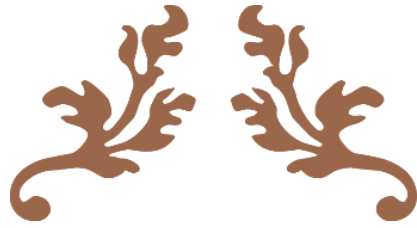
- Densité 1.124 gm/cm³
- Viscosité 0.284 cp
- Compressibilité 4.6 10e-5 l/Kg/cm²
- Rapport gaz-eau 0.516 m³/stm³
- Facteur de formation 1.038 m³/stm³

I.4.4-Géologie

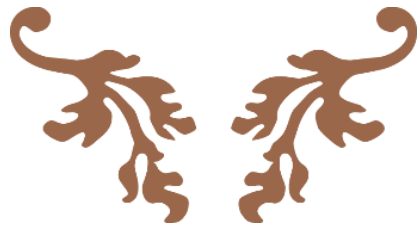
Deux couches réservoir constituant le réservoir TAGS, la couche des gré basal « Basal Sand » et la couche principale « Main réservoir », la première est d'une épaisseur de 10 à 15m et la deuxième de 100 à 200 m.

I.4.5-Pétrophysiques

D'une épaisseur de 100 à 200 mètres, avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques. La porosité varie de 15 à 20% et la perméabilité atteignant des valeurs de l'ordre du darcy, et une Swi de 20%



CHAPITRE II



Généralités sur les gisements

De gaz



Les gaz à leur tour se subdivisent en 3 groupes selon la valeur de leur température critique et selon la production de liquide dans les conditions de surface, on distingue donc : gaz à condensat, gaz humide et gaz sec

II.1-GENERALITES SUR LES GISEMENTS DE GAZ :[6]

Il existe trois types de gisements de gaz qui diffèrent suivant leur composition en surface et dans le réservoir :

II.1.1-GISEMENT DE GAZ HUMIDE:

Un gisement à gaz humide est un effluent qui est associé à une production de liquide en surface sans donner lieu à une condensation rétrograde dans le réservoir.

L'isotherme du réservoir ne coupe pas la couche de saturation ($T_r > T_{cc}$), et que le point représentatif des conditions de production en surface est situé à l'intérieur de la courbe de saturation. Souvent un gaz humide contient moins d'hydrocarbures lourds qu'un gaz à condensat

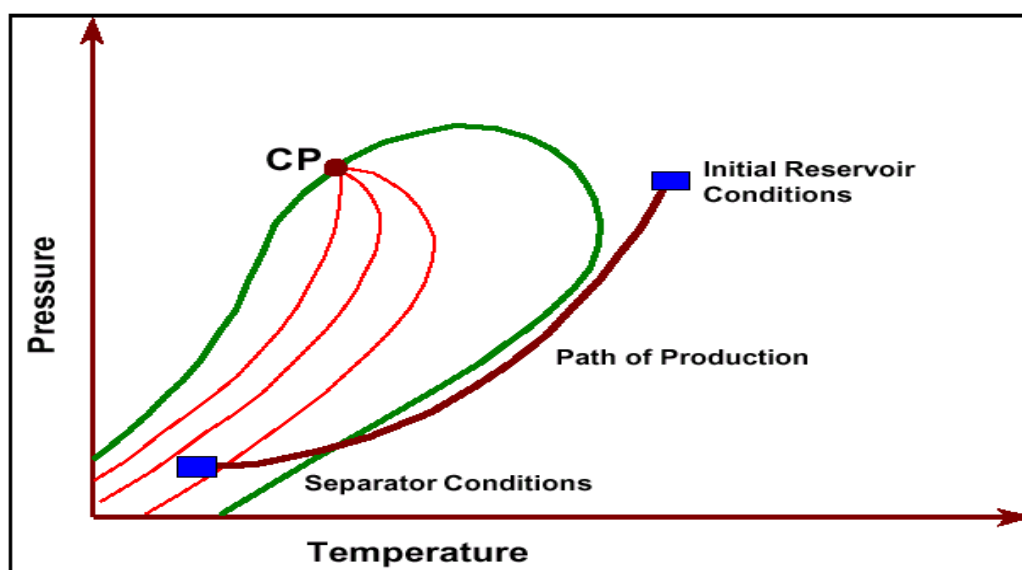


Figure II.1: Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz humide

II.1.2-GISEMENT DE GAZ SEC:

Un gisement de gaz sec, c'est un gisement ne donnant pas lieu à la condensation rétrograde dans le réservoir (formation de liquide), ni dans les installations de production, l'isotherme correspond à la température du réservoir et le point représentatif des conditions de production en surface sont situés à l'extérieur de la courbe de saturation. Le constituant prépondérant des gaz secs est le méthane (94 % à 98%) figure (III.2)

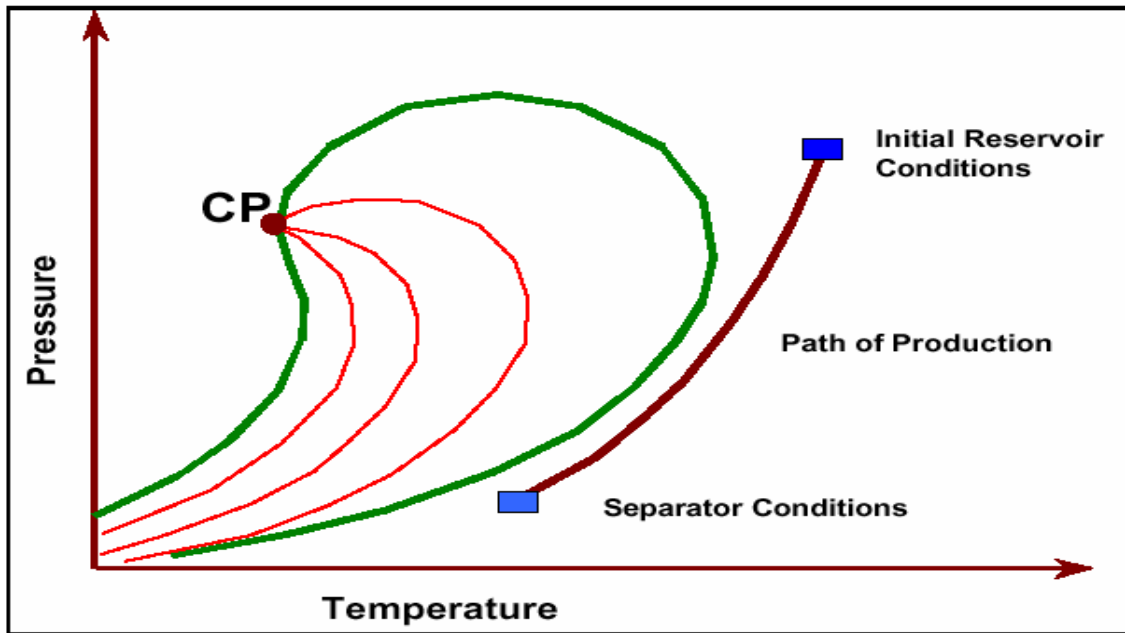


Figure II.3 : Diagramme de phase (pression–température) d’un gaz sec

II.1.3-GISEMENT DE GAZ A CONDENSAT:

Un gaz à condensat est un fluide pour lequel la température aux conditions réservoir est supérieure à la valeur de la température critique et inférieur à la température cricondentherme.

Dans un diagramme pression-température, les conditions réservoir initiales sont situées au-dessus ou sur la couche de rosée de l’enveloppe de phase

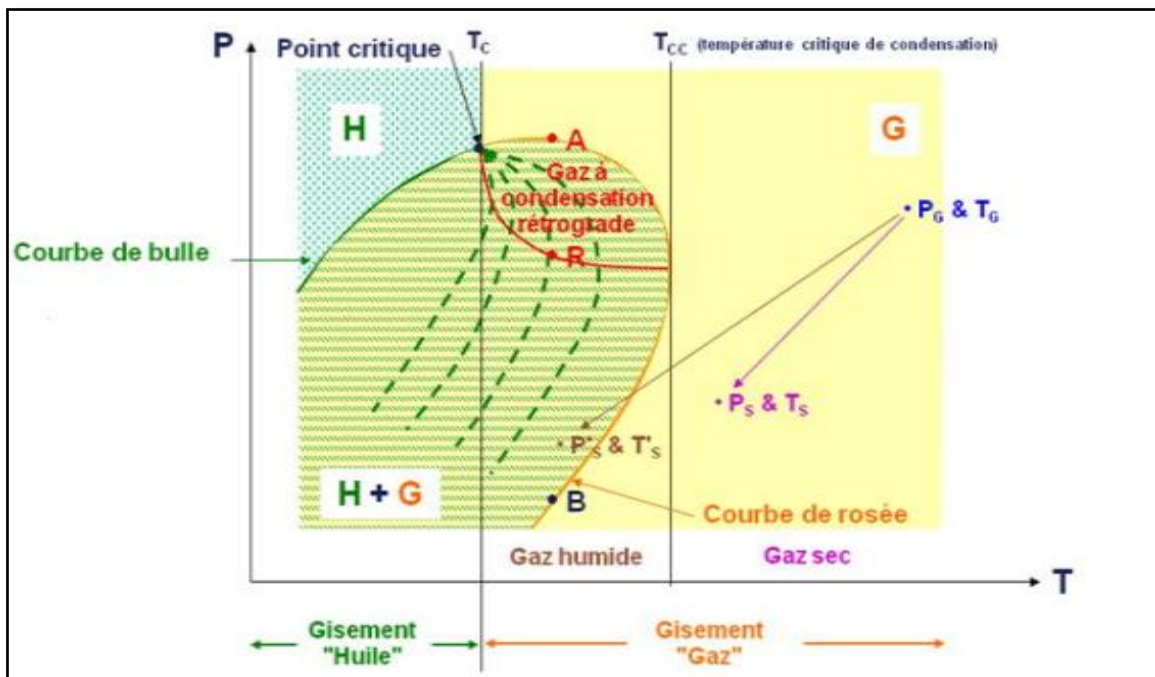


Figure II.3 : Diagramme de phase (pression–température) d’un gaz condensat

Au cours de la déplétion, le point représentatif de ces conditions réservoir se déplace parallèlement à l'ordonnée dans le sens des pressions décroissantes, lorsque la pression du gaz dans le gisement devient inférieure à la pression de rosée une phase liquide apparaît.

La saturation de ce liquide augmente et atteint son maximum au point D et ensuite diminue « phénomène de ré-vaporisation ».

La phase liquide résultant reste généralement piégée dans les pores de la roche réservoir, il en résulte qu'une partie des hydrocarbures en place dans le réservoir à haute valeur commerciale ne peut pas être produite. c'est pour cela qu'il est nécessaire d'exploiter les réservoirs contenant de tel fluide en utilisant le maintien de pression qui consiste à réinjecter du gaz sec dans le réservoir après extraction des liquides (condensat et GPL), dont le but de conserver la pression initiale au-dessus de la pression de rosée pour empêcher la condensation rétrograde au niveau du réservoir.

Le phénomène rétrograde peut être observé expérimentalement en cellule, en procédant à la décompression à température constante et égale à celle du réservoir, d'un gaz provenant d'un gisement non déplétif, dans un premier temps il y'aura formation de liquide et son volume augmente lorsque la pression chute, puis en continuant à chuter la pression, du liquide commence à s'évaporer et le volume du gaz augmente et celui du liquide diminue.

Un tel phénomène est appelé phénomène rétrograde et le domaine intérieur de l'enveloppe de phase où se produit ce phénomène est appelé zone rétrograde (partie hachurée). Ces gisements sont généralement assez profonds (>2000m), le bilan matière s'effectue à partir d'une analyse PVT très soignée.

II.1.3.1-L'écoulement d'un fluide dans un réservoir de gaz à condensât lors de sa production conduit à avoir 3 régions (Fevang et Whitson, 1995):

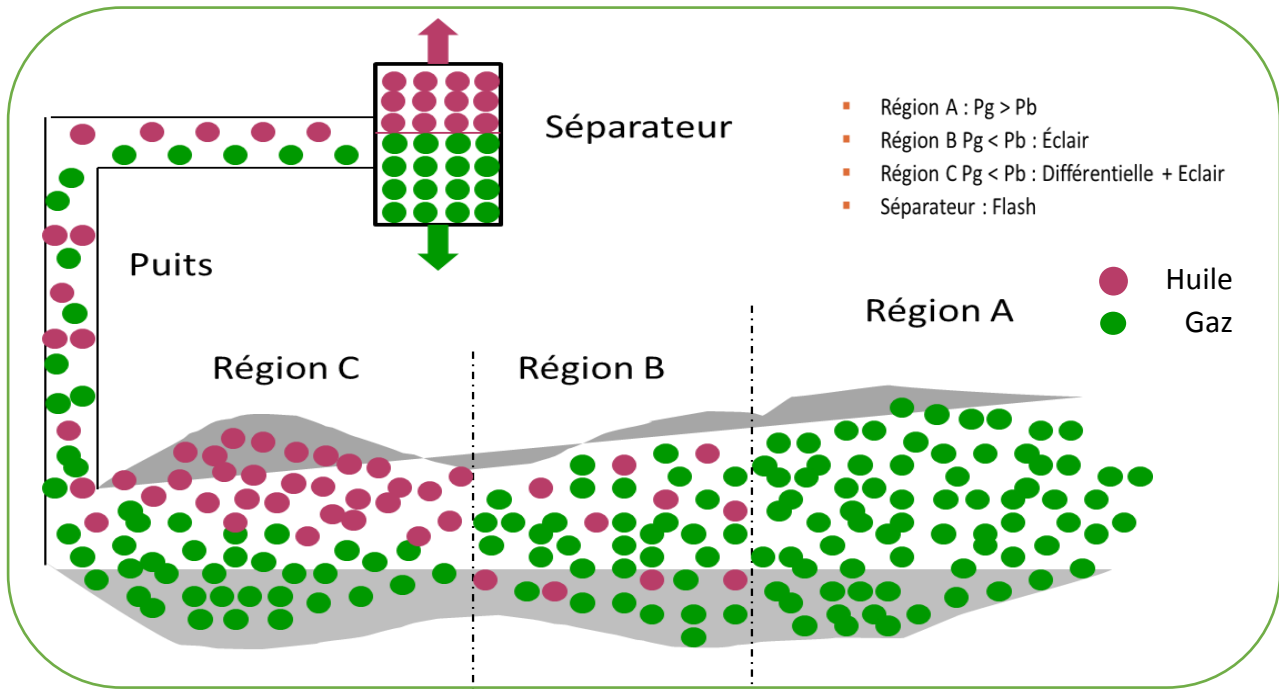
◆ **Région C** : c'est la région existante aux abords du puits où un écoulement simultané des deux phases liquide-gaz se produit avec des vitesses différentes.

◆ **Région B** : pour cette région la saturation du condensât est inférieure à la saturation critique d'où l'immobilité du liquide donc l'écoulement produit dans cette région est monophasique.

◆ **Région A** : c'est la région qui contient une seule phase (gaz), elle représente la zone lointaine du réservoir. L'écoulement produit dans cette région est monophasique.

Phillip L. Moses : « 70 à 80 % des ingénieurs réservoir ne tiennent pas compte la conversion de données différentielles aux données flash ; par conséquent, ils utilisent la courbe de la libération différentielle d'huile dans les calculs. Cela peut conduire à des erreurs de 10 à 20 % ou plus dans le calcul des volumes en place (OOIP) et de l'huile récupérable » .

Phillip L. Moses, SPE, Core Laboratories, Inc.



II.1.3.2-CHRONOLOGIE D'APPARITION DES TROIS REGIONS :

Dans la partie précédente on a discute les trois régions dans le réservoir. Cependant, les trois régions peuvent être observées à n'importe quel point du réservoir en fonction du temps. Initialement lorsque la pression de réservoir est supérieure à la pression de rosé il y a une région monophasique. (région **A**)

La chute de pression au-dessous de la pression de rosé entraîne l'apparition de la région **B**. Le temps que prends cette région aux alentours de puits est limitée entre l'apparition de la phase liquide et le moment où cette phase atteint sa saturation critique.

Après c'est seulement la région 1 qui existe aux abords de puits. Les 2 et 3 sont très courts (en termes de temps) dans cette région à l'inverse de la région lointaine du réservoir.

La région **C** se développe rapidement aux abords de puits à cause de la chute importante de pression alors que la zone 3 existe encore dans d'autres régions du réservoir.

II.2-Problèmes d'exploitation d'un gisement de gaz à condensat :[6]

II.2.1-Problèmes rencontrés lors de l'exploitation d'un champ de gaz à condensat :

Le comportement complexe du gaz à condensat dans le réservoir rend son exploitation très compliquée . On peut se trouver dès les premières années de production face à des problèmes majeurs tels que la condensation rétrograde du gaz dans le réservoir et la percée de gaz sec au niveau des puits producteurs en cas de recyclage.

II.2.2-Problèmes causés par la chute de la pression de gisement au cours de la production: La pression est fonction du volume soutiré (quantité produite) ; une chute importante de la pression engendre la condensation du gaz dans le réservoir (libération différentielle à volume constant) qui reste immobile car sa saturation généralement est très faible (inférieure à la saturation d'écoulement).

- Au cours de la production la pression de gisement chute davantage aux abords du puits entraînant le dépôt d' un volume de condensat se traduisant par un Skin supplémentaire , d'où une réduction de la perméabilité relative du gaz et une chute de la production (phénomène irréversible).

II.2.3-Problèmes causés par la percée de gaz sec injecté au niveau d'un puits producteur :L'injection de gaz (recyclage) a pour objectif de maintenir la pression de gisement, mais vu la complexité des réservoirs de Rhourde Nous (réservoir hétérogène et comprenant plusieurs layers) plusieurs puits ont subi une percée rapide due soit :A l'existence d' hétérogénéité de perméabilité qui favorise l'écoulement du gaz injecté vers les puits producteurs vu sa mobilité importante suivant une direction préférentielle .

II.3 Les différents types de Test PVT au laboratoire :

II.3.1- Constant Expansion Composition (CCE)

Les étapes du test CCE sont schématisées dans la **figure II.4** Durant cette expérience, la cellule pVT est chargée par une certaine quantité de gaz condensat à une pression supérieure à la pression initiale du réservoir. La pression est ensuite réduite par étapes, tout en maintenant la température constante. Le volume à chaque niveau de pression est enregistré après que le système atteigne l'équilibre. Pendant l'expérience, la composition d'ensemble du système est maintenue constante et aucune quantité de condensat ou du gaz n'est retirée de la cellule.

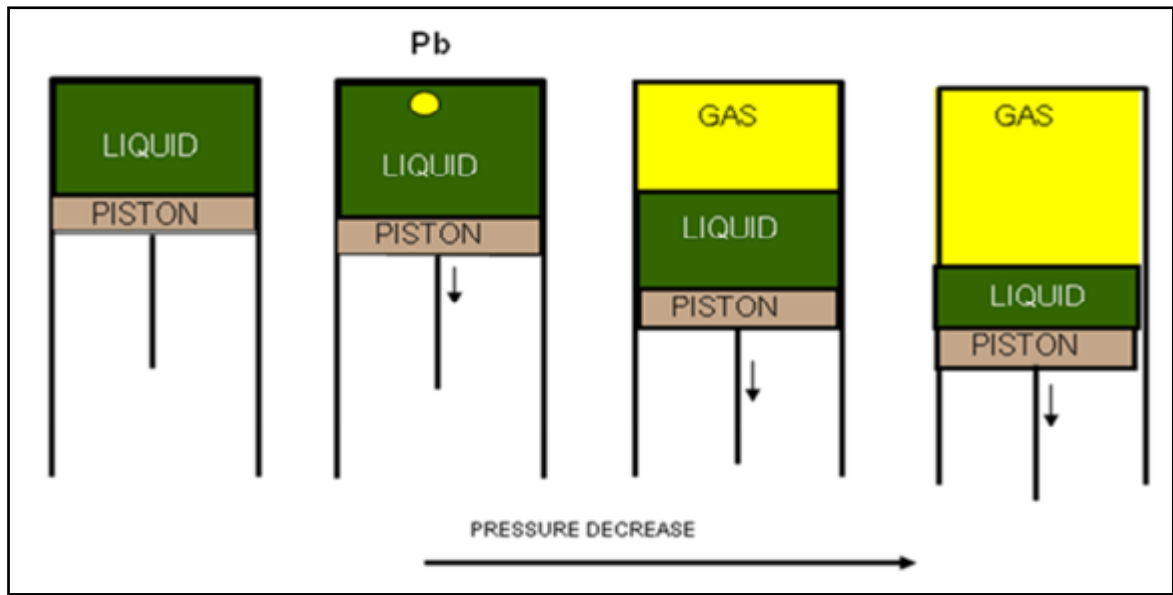


Figure II.4 : schéma du test CCE

II.3.2- Constant volume déplétion (CVD) :

Durant le test CVD la composition globale du fluide est modifiée par le soutirage du gaz. L'expérience réalisée sur un système de gaz à condensat est basée sur l'hypothèse que le condensat est immobile. La **figure II.5** montre un schéma de l'expérience CVD. Le système est ramené à son point de rosée qui a été préalablement déterminé à partir du test CCE, après quoi, une série d'expansions sont réalisées par expulsion du gaz à pression constante jusqu'à ce que le volume des fluides dans la cellule soit égal au volume initial de la cellule. A chaque étape, la pression ainsi que les volumes du liquide et du gaz sont enregistrés. Le gaz expulsé est recueilli et sa composition est déterminée, puis la nouvelle composition globale est recalculée en se basant sur le bilan matière. La température est maintenue constante durant tout le processus.

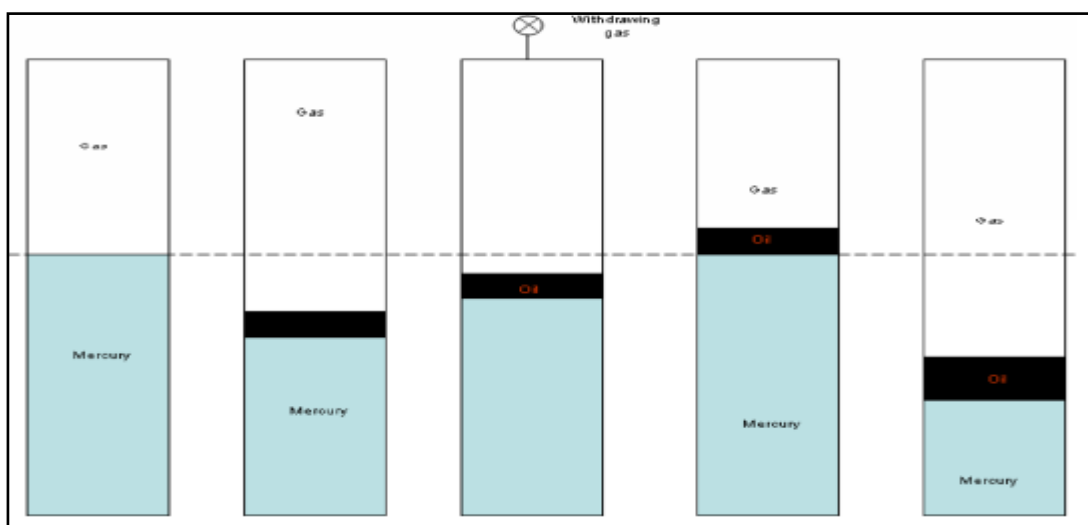


Figure II.5 : schéma du test CVD



CHAPITRE III



La récupération assistée par l'injection
de gaz



Le développement des champs des hydrocarbures et des opérations de production constituent la part essentielle de l'activité de la plupart des compagnies. Beaucoup de frais sont dépensés pour la recherche d'huile, le développement des réserves et de la récupération, mais s'affrontent au fait qu'une grande partie de ces réserves reste irrécupérable naturellement, c'est pourquoi la technologie des opérations d'injection ou de récupération assistée s'est développé pour suppléer à ce manque et mettre en œuvre une énergie extérieure supplémentaire.

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération.

III.1-Pourquoi le recyclage de gaz

Le développement par déplétion naturelle conduit à l'augmentation de la saturation en liquide dans les pores jusqu'à ce que la pression de revaporisation soit atteinte, une revaporisation qui n'est le plus souvent que partielle. Le pourcentage des composants lourds produits commence à diminuer dès que la pression de rosée est atteinte jusqu'à la pression de revaporisation.

A ce stade le pourcentage augmente mais très graduellement, Ce phénomène, très apparent dans les réservoirs close, tend à être moins sévère pour les réservoirs avec aquifère actif. Cependant, le gaz piégé à haute pression derrière le front d'eau représente une perte significative en gaz sec et en condensat.

Pour les gisements gaziers, le recyclage du gaz est la meilleure solution aux problèmes causés par la production par la déplétion naturelle vu que le gaz recyclé (gaz sec) est disponible localement, le recyclage se fait par portion de gaz brut, une partie est commercialisée (suivant les besoins socio-économiques), et l'autre recyclée pour diminuer le déclin de la pression, cependant Même si tout le volume du gaz sec disponible est recyclé, le maintien de pression qui en résulte n'est que partiel, parce que le volume du gaz brut produit est plus grand que celui réinjecté. La différence est constituée par le volume de la gazoline et du gaz commercialisé.

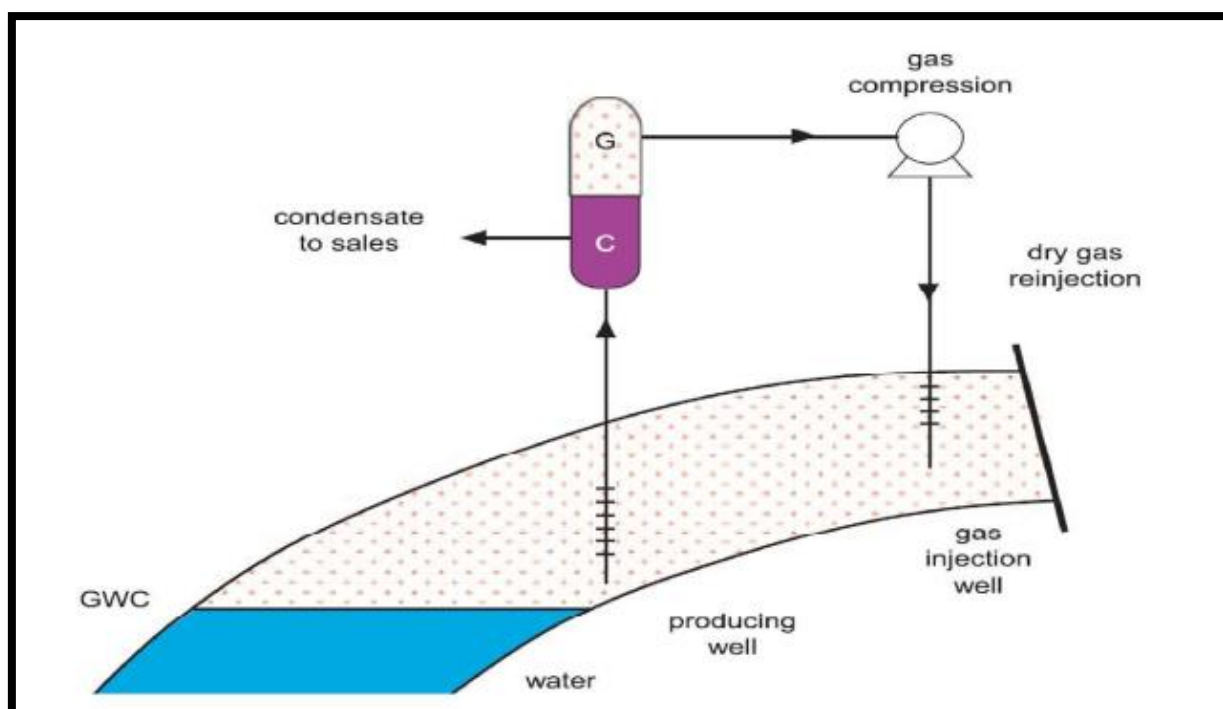


Figure III.1 : Processus de recyclage du gaz

La réinjection, après traitement, des parties légères du gaz produit peut avoir des effets technico-économiques bénéfiques, car elle permet une meilleure récupération en condensât, qui est un produit à haute valorisation. Le recyclage de gaz sec va avoir un effet double :

- limiter la chute de pression moyenne et, donc, la baisse de production des condensât due au fait que le pourcentage des produits lourds dans l'effluent décroît avec la pression ($P < P_{\text{rosée}} \text{ rétrograde}$).
- Révaporise le condensât déposé dans les zones du gisement soumises à l'injection.

Les puits d'injection seront suffisamment éloignés des puits producteurs pour éviter toute percée précoce du gaz sec.

III.2-Théorie de Rapport du remplacement du vide :

Le rapport du remplacement du vide (VRR : voidage replacement ratio) est communément utilisé pour la mesure de changement de l'énergie du réservoir, l'optimisation de ce paramètre est très important dans le management des projets de la récupération assistée.

Le VRR dans les opérations de la récupération secondaire est fondamental pour mieux comprendre l'équilibre entre l'injection et la production, cet équilibre influe profondément la distribution de la pression dans le réservoir, en retour la pression de réservoir fournit de l'énergie au système, cela a un impact sur les débits des puits dans les champs, influe aussi la condensation dans les pores.

III.2.1-Objectif du Rapport du remplacement du vide :

L'objectif primaire de chaque opération de récupération assistée est de balancer le vide du réservoir en injectant un fluide de remplacement (remplissage du vide par le fluide injecté) et qui a pour but :

- ❖ - réapprovisionner le réservoir avec de l'énergie à un degré où les puits producteurs rapportent les hydrocarbures avec des débits économiquement rentables .
- ❖ -l'amélioration de la récupération totale des hydrocarbures ;
- ❖ -l'extraction d'une quantité ultime d'huile ce qui est en profit de la compagnie.

L'injection du fluide de support avec des volumes qui excède le volume du vide du système donne un VRR supérieur à 1 (augmentation de la pression du réservoir), cependant en injectant un volume inférieur au volume du vide, donne un VRR inférieur à 1 (chute de pression du réservoir) .

La forme la plus simple du VRR est :

$$VRR = \frac{V_{inj}}{V_{pro}} \quad \dots\dots\dots(1)$$

Dans le système typique du black-oil , V_{prod} est le volume produit , et V_{inj} le volume injecté , convertis au condition réservoir dans le cas où la pression en dessous de la pression de saturation l'équation s'écrit comme

suit :
$$VRR = \frac{Q_{inj}B_g}{Q_oB_o+Q_wB_w+Q_oQ_gB_g*(-R_s)} \quad \dots\dots\dots(2)$$

Pour les réservoirs gaz à condensats, l'équation s'écrit comme suit :

$$VRR = \frac{Q_{inj}B_g}{Q_oB_o+Q_wB_w+Q_oQ_gB_g*(-R_v)} \quad \dots\dots\dots(3)$$

Lorsque le volume injecté est égal au volume du vide qui résulte de la production des hydrocarbures ($VRR=1$) dit que le réservoir est en équilibre.

si le volume injecté est inférieur au volume du vide , ($VRR<1$), on dit que le réservoir est sous-pressurisé , le volume à injecter est à revoir (on augmente le volume d'injection).

si le volume injecté est supérieur au volume du vide , ($VRR>1$), on dit que le réservoir est sur-pressurisé le volume à injecter est à revoir (on minimise le volume d'injection) .

III.3- Suivi de la performance de l'injection :

Le VRR est représenté dans le même graphe avec le trend de pression. Quand le VRR est supérieur à 1 et la pression de réservoir n'augmente pas, on suspecte la perte d'injection en Dehors de la zone. De même, quand le VRR est inférieur à 1 et la pression de réservoir ne Décroit pas, on suspecte l'afflux des fluides (afflux vertical ou horizontal) dans la zone étudiée.

La représentation de la quantité produite (échelle logarithmique) avec le VRR en fonction du temps permet de bien comprendre la relation entre ces deux variables :

Lorsqu'une relation directe est observée entre le VRR et le débit de production d'huile, la quantité d'huile produite diminue quand le VRR est inférieur à 100%, et il s'améliore quand le VRR est considérablement supérieur à 100%, on peut en conclure qu'un aquifère ne supporte pas la production dans ce champ.

Un débit de production qui n'est pas en relation directe avec le VRR peut confirmer l'existence d'un aquifère actif.

III.4-Mise en œuvre de l'injection

a) Equipement des puits : Le faible nombre des puits injecteurs amène souvent, pour l'injection en zone à huile, à la reconversion de puits producteurs en puits injecteurs dans tous les cas, il faut une installation de surface particulière en matière de série ;En plus les puits injecteurs sont dotés par un système sécurité au fond qui est le flapper valve.

b) Traitement du gaz : Le gaz injecté provient des séparateurs du champ, soit seulement du réservoir lui-même ce qui est le cas le plus courant, soit parfois aussi

d'un autre réservoir superposé et plus rarement d'un gisement voisin. Les impuretés gênantes sont : l'hydrogène sulfuré, (H_2S), le dioxyde de carbone (CO_2), l'oxygène (O_2) et la vapeur d'eau (H_2O).

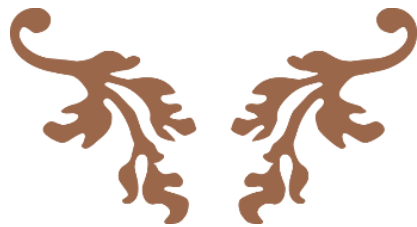
Les trois premières sont corrosives; la vapeur d'eau peut aussi favoriser la corrosion mais surtout elle entraîne la formation d'hydrates dans les conduites. Donc le gaz va être soumis à une désulfuration, une déshydratation et filtration de plus, il y a extraction des parties condensables (LPG : liquefied petroleum gases) sauf si celles-ci peuvent assurer la miscibilité.

c) Compression du gaz : il s'agit le plus souvent de compresseurs alternatifs entraînés par des turbines à gaz.

d) Suivi de l'injection : De même que pour l'injection d'eau, on va marquer le gaz injecté avec une faible quantité de substances radioactives telles que des dérivés du tritium. La percée du gaz injecté n'est pas toujours franche, le gaz « filant » par des drains dont le plus perméable donne le breakthrough. Si la pression est supérieure à la pression de bulle, l'augmentation même faible de GOR est significative. Par contre, pour une pression inférieure à la pression de bulle, le GOR a déjà augmenté, et seul le marquage par traceurs permet la détection de la percée.



CHAPITRE IV



*Mecanisme de drainage et Equation
du bilan de matière (MBE)*



Le bilan de matière est l'une des six méthodes utilisées pour estimer les réserves, et pour faire des analyses approfondies sur le comportement du réservoir en fonction de plusieurs variables ainsi que ses performances, nous développerons dans ce chapitre cette méthode en détails.

IV.1-Les mécanismes de drainage :[1]

la détermination de la contribution de chaque mécanisme de drainage revient à :

- ✓ -quantifier l'énergie du réservoir, ainsi que ses performances .
- ✓ -les caractéristiques de production (GOR , water cut ,..) .
- ✓ -la détermination du déclin de pression de réservoir .
- ✓ -l'estimation de facteur de récupération (Recovery factor « RF »).

IV.1.1- types de mécanisme de drainage

a)-Compaction drive (rock & liquid expansion drive) :

Les fluides contenus dans un gisement vierge, qui sont à une pression assez importante, sont susceptibles de se détendre. La matrice solide de la roche poreuse est également susceptible d'augmenter le volume, si la pression des fluides contenus dans les pores diminue. Cette capacité d'expansion des fluides et de la roche est l'agent moteur principal du drainage naturel. Ces mécanismes permettent la production dite primaire et permettent le calcul de l'indice de drainage, défini comme l'expansion d'un mécanisme sur la production d'huile et de son gaz associé. Le taux de récupération pour ce mécanisme de drainage est dépend largement de la nature de la roche réservoir et du fluide.

b)- Drainage par un aquifère « NATURAL WATER DRIVE » :

L'expansion de l'eau d'un aquifère lié au gisement d'huile limite la chute de pression de celui-ci et le draine. Pour un gisement de gaz, ce phénomène peut par contre , être nuisible, par piégeage de gaz haute pression derrière l'avancée de l'interface gaz – eau et l'envoyage des puits.

Les entrées d'eau dans le réservoir sont causées par un phénomène d'expansion importante de l'aquifère lorsque la taille de celui-ci est très grande (10 fois celui d'huile), l'eau se détend dans ce type et occupe une partie après avoir chassé l'huile.

C'est pourquoi, il ne faut pas sousestimer au départ la force d'un aquifère (Zarzaitine en Algérie, Pegasus Ellenburger aux USA) Le taux de récupération pour ce mécanisme de drainage est 60% pour les réservoir à huile , et 80% pour les réservoir à gaz

c)-Expansion d'un gas cap (Gas cap drive) :

Les gisements d'huile sont parfois surmontés d'une zone à gaz, appelée gas-cap. Lors de la production, la capacité d'expansion de cette masse de gaz est souvent beaucoup plus importante que celle de l'huile et de ses gaz dissous. Sous réserve de n'ouvrir les puits que dans la zone à huile, le gaz du gas-cap chasse l'huile devant lui, du haut vers le bas.

Ce mécanisme donne des résultats satisfaisants dans le cas des gisements épais homogènes, de K élevée et contenant une huile peu visqueuse. Le taux de récupération pour ce mécanisme de drainage est de 40%

d)- Libération du gaz dissous (Gas solution drive) :

Lorsque la pression de l'huile devient inférieure à celle de bulle, l'huile libère graduellement le gaz qu'elle contient en solution, le volume spécifique moyen du mélange gaz + huile qui en résulte, augmente alors très vite tandis que la pression diminue. Pendant cette phase de la décompression, la capacité d'expansion des fluides devient donc importante. Malheureusement, la mobilité du gaz devient, dès que la saturation en gaz atteint quelques pourcent, très supérieure à celle de l'huile, de sorte que le gaz s'écoule beaucoup plus vite que l'huile vers les puits producteurs. Le taux de récupération pour ce mécanisme de drainage est de 20%.

e) Gravity drainage drive :

la différences de densité entre l'huile , le gaz , et l'eau entraînent leur ségrégation naturelle dans le réservoir , ce processus peut être considéré comme mécanisme de drainage , mais il est relativement faible , en pratique il n'est utilisé qu'en combinaison avec d'autres mécanismes.

le taux de récupération engendré par le drainage par gravité est très faible par rapport aux autres mécanismes, cependant il est extrêmement efficaces sur de longues périodes et peut donner lieu à des récupérations élevées (50 à 70% d'OOIP)

f) Combination drive :

il est possible que deux ou trois mécanismes de drainage mentionnés ci-dessus coexistent dans le même réservoir, dans ce cas on dit qu'on a une combinaison de mécanisme de drainage , par exemple (Gas cap drive+ water drive)

IV.1.2-Identification des régimes de drainage :

de la méthode graphique P/Z ; on pourra savoir si on a un aquifère actif, modérément actif , aquifère faible ,ou réservoir volumétrique (pas d'entrées d'eau) Une autre courbe type (Havelena-odeh) est utilisée pour déterminer la contribution de l'aquifère. Cependant un calcul de la contribution de chaque mécanisme de drainage (caractérisé par l'indice) reste l'outil le plus fiable car elle est exprimée en pourcentage.

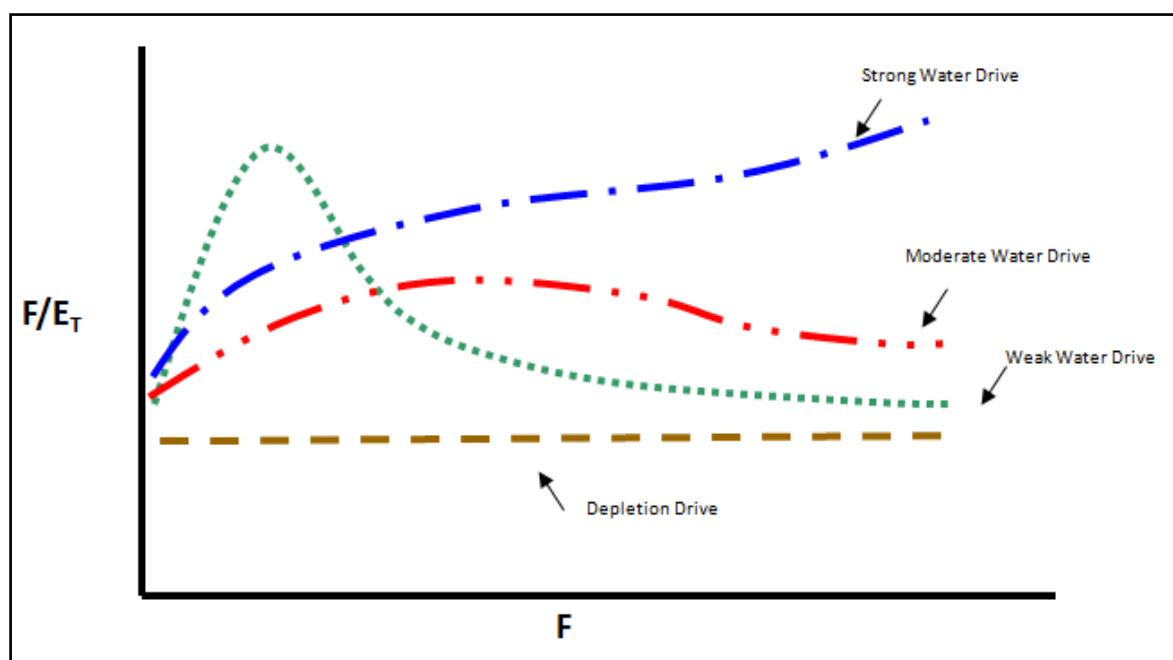


Figure IV.1 : l'identification du régime du drainage par la méthode d'Havlena odeh.

IV.2-Définition du bilan de matière :

C'est la relation entre le volume des pores dans le réservoir , la pression de réservoir et le cumul des fluides produits (huile , gaz , et eau) , et les fluides injectés (Eau , Gaz , ...), en utilisant l'historique de production, ainsi que les pression enregistrées, et les propriétés des fluides (PVT).

L'équation du bilan matière est l'outil de base pour l'ingénieur réservoir pour analyser la performance et le comportement du réservoir. Elle constitue une étape importante avant l'élaboration des modèles de simulation numérique complexes.

L'objectif final étant de:

- Identifier les régimes de drainage existants ;
- Estimer les réserves ;
- Estimer la pression moyenne du réservoir ;
- Estimer les saturations des fluides dans le réservoirs ;
- Quantifier l'aquifère et le gaz cap (s'ils existent)
- Prédire la performance future du réservoir ;

IV.2.1-Hypothèse du bilan matière :

Les suppositions mises en évidence sont :

- ✓ Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du gisement ;
- ✓ La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une manière à être négligeable ;
- ✓ Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation ;
- ✓ Les propriétés pétrophysiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil.

IV.2.2-Principe de la méthode du bilan matière :

Cette technique est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération

Lorsque on soutire un volume d'hydrocarbures, le volume du réservoir reste le même , donc volume produit est remplacé par les expansion des fluides du réservoir (eau , hydrocarbures..), l'expansion de la roche du réservoir.

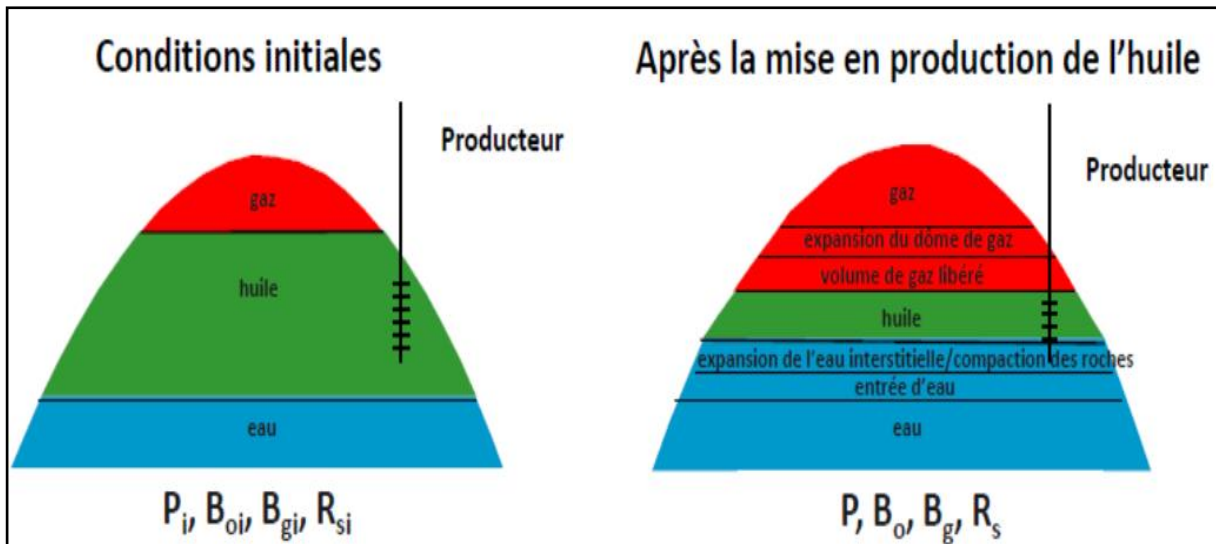


Figure IV.2 :les variations du conditions de reservoir

L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

QUANTITE PRODUITE + QUANTITE RESTANTE =QUANTITE ORIGINALE EN PLACE

La quantité originale est toujours la même , donc le volume produit sera remplacé par l'expansion de la roche réservoir et les fluide qui s'y trouvent (Eau , gaz, huile)

IV.2.3-La forme générale de du bilan de matière :

le principe ci-dessus on pouvons établir le bilan comme suit :

Volume des pores occupé par Les hydrocarbure initialement en place		GB_{gi}
	≡	
Volume des pores contenant les hydrocarbures restant		$(G - G_p)B_g$
	+	
Volume des pores contenant Les fluidzs injectée (eau +gaz...)		$W_{inj}B_w + G_{inj}B_{ginj}$
	+	
Water influx		$W_e - W_pB_w$
	+	
L'expansion de la roche et l'eau interstitielle		$GB_{gi} \frac{(C_f + C_w S_{wi})}{1 - S_{wi}} \Delta P$

De ce bilan on exprimera les réserves comme suit :

$$G = \frac{W_{inj}B_w + G_{inj}B_g + W_e - W_p B_w - G_p B_g}{[B_{gi} \left(1 - \frac{(S_{wi}C_w + C_f)\Delta P}{1 - S_{wi}} \right) - B_g]} \dots\dots\dots(4)$$

IV.2.4-La résolution de l'équation du bilan de matière :

pour résoudre l'équation du bilan de matière on pourra faire recours à deux méthodes :

IV.2.4.1-Méthodes graphiques :

pour résoudre la MBE avec la méthode graphique, on utilisera un des graphes mentionnés cidessous, via ces méthodes on pourra estimer les réserves, et avoir une idée sur le régime de drainage (aquifère fortement , modérément ou faiblement actif , déplétion volumétrique) :

a)-Méthode P/Z :

Cette méthode est de loin la technique d'interprétation bilan matière la plus utilisée pour les gaz, l'équation correspondante est formulée dans les conditions standards , en substituant le facteur du volume Bg dans le bilan mentionné ci-dessus volume on aura :

$$B_g = \frac{P_{sc}ZT}{PT_{sc}} \dots\dots\dots(5)$$

$$G - G_p = G \frac{P/Z}{(P/Z)_i} \left(1 - \frac{S_w C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta \bar{P} \right) \dots\dots\dots(6)$$

Il faut prendre en compte que dans la méthode P/Z , on néglige l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle afin de tracer (P/Z = f (Gp)) : donc on a :

$$G - G_p = G \frac{P/Z}{(P/Z)_i} \dots\dots\dots(7)$$

Après on trace le graphe :

$$\frac{P}{Z} = - \left(\frac{P}{Z} \right)_i \left(\frac{G_p}{G} \right) + \left(\frac{P}{Z} \right)_i \dots\dots\dots(9)$$

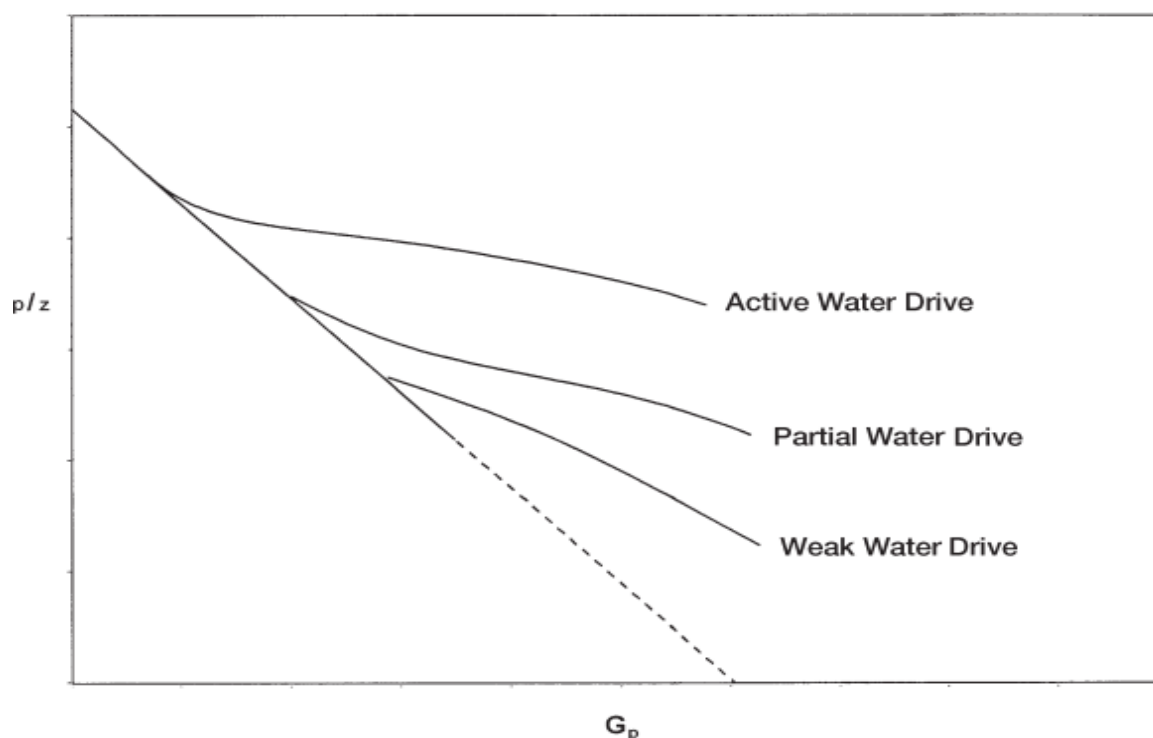


Figure V.2: bilan matière pour les réservoirs de gaz en déplétion et avec waterdrive.

L'intersection du graphe avec l'axe des abscisse on donne GIIP, ainsi que la forme du graphe on donne une idée sur la contribution de l'aquifère dans le drainage ; Si le réservoir est volumétrique, la courbe est nécessairement linéaire, comme le montre la figure ci-dessous, et son extrapolation vers l'axe des abscisses ($P/Z=0$) donne $G_p=GIIP$

Inversement, s'il y a des entrées d'eau, la courbe P/Z est en principe non linéaire. Plus la courbe s'éloigne de sa forme linéaire, plus l'aquifère est fort ; cependant La courbe peut parfois apparaitre droite et c'est là où réside le danger de l'application de cette technique :

décider de ce qui est et de ce qui n'est pas une ligne droite.

Dans de nombreux cas la courbe p/Z pour un water drive peut paraître linéaire jusqu'à un stade avancé de la déplétion, mais ne l'est pas en réalité. Ainsi, comme le montre la figure, l'extrapolation de la droite apparente vers l'axe des ordonnées donnera une valeur du GIIP qui est très grande ($G' > G$). L'erreur est grotesque. En notant l'apparente linéarité de la courbe, l'ingénieur assume que le réservoir est volumétrique c'est ce qui conduit à une surestimation du GIIP. Pour éviter de commettre une telle erreur, il est impératif de tracer la courbe sur une gamme limitée de p/Z (grande échelle), les courbes apparaissent alors comme montrées sur la figure. On peut noter que la portion linéaire de la courbe apparait très tôt durant la vie du réservoir, avant que les entrées d'eau n'aient un effet significatif, l'extrapolation de cette portion peut donner une valeur plus fiable du GIIP.

La double erreur commise dans le diagnostic du régime de drainage et le GIIP représente l'une des erreurs les plus visées par la littérature mais évidemment l'avertissement n'a pas été énoncé avec assez de force car l'erreur est toujours fréquente dans l'industrie

b)-Méthode Havelena-Odeh :

Havelena et Odeh (1963) ont exprimé le bilan de matière en terme de production de gaz ,expansion de la roche et la poussée de l'aquifère .

Le soutirage = Expansion du gaz + Expansion de l'eau interstitielle +Water influx

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{(C_f + C_w S_{wi})}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_e B_w \quad \dots\dots\dots(10)$$

En utilisant la nomenclature définie par Havlena-Odeh :

$$G_p B_g + W_p B_w = F \quad \text{le soutirage} \quad \dots\dots\dots(11)$$

$$(B_g - B_{gi}) = E_g \quad \text{l'expansion de gaz} \quad \dots\dots\dots(12)$$

$$GB_{gi} \frac{(C_f + C_w S_{wi})}{1 - S_{wi}} \Delta P = E_{fw} \quad \text{l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle} \quad \dots\dots\dots(13)$$

Donc l'équation peut s'écrire comme suit :

$$G(E_g + E_{fw}) + W_p B_w = F \quad \dots\dots\dots(14)$$

Dans les réservoir à gaz , l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle est négligeable devant l'expansion du gaz qui est beaucoup plus importante , donc on peut négliger E_{fw} , alors l'équation devient (en divisant sur E_g) :

$$G + \frac{W_p B_w}{E_g} = \frac{F}{E_g} \quad \dots\dots\dots(15)$$

En traçant la courbe (F/E_g) on pourra voir si la poussée de l'aquifère est importante ou pas , si on a W_e = 0 (Déplétion volumétrique) on aura une droite horizontale , les réserves sont déterminées en extrapolant la courbe vers l'axe des coordonnées , mais le résultats est incertain surtout si le réservoir n'est pas volumétrique.

L'avantage de cette méthode est de déterminer le régime de drainage (water drive ou non). S'il y a un water drive, la méthode la plus sage pour exploiter le réservoir serait d'accélérer la production du gaz aussi rapidement que possible dans la pratique. Le but est d'évacuer la plus grande quantité de gaz avant que l'aquifère ne piège des quantités significatives derrière le front.

Cependant les réservoir ayant une poussée d'aquifère importante (mécanisme de drainage: Water drive) sont caractérisés par un déclin de pression très lent, et assurent un facteur de récupération (recovery factor) élevé.

ils existent d'autres méthodes graphique pour la résolution de l'équation du bilan de matière comme :

c)- Méthode de Roach ;

d)- Méthode de Cole .

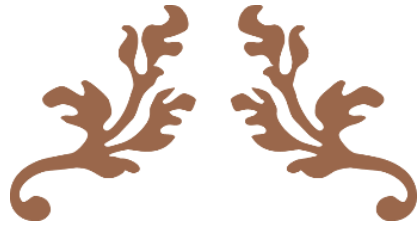
IV.2.4.2-Méthode Analytique :

la résolution de l'équation du bilan de matière (MBE) par la méthode analytique consiste à calculer la pression du gisement à partir de l'équation suivante :

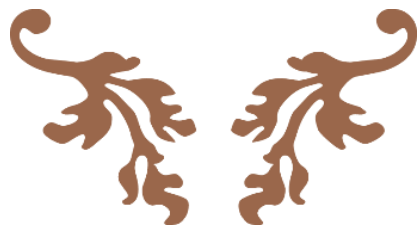
$$P = P_i \frac{G(B_{gi}-B_g)-W_{inj}B_w-G_{inj}B_{ginj}-W_e+W_pB_w+G_pB_g}{GB_{gi} \left[\frac{(S_{wi}C_w+C_f)}{1-S_{wi}} \right]} \dots\dots\dots(16)$$

On explicite à cette pression : P calculée , et les pressions de « PFS » : P mesurée .
 on fera un calcul itératif en introduisant la valeur du G (en premier temps la valeur estimée par la méthode graphique), ainsi que We , jusqu'à l'obtention de (P calculée = P mesurée)
 On fera par la suite une régression pour minimiser les erreurs, à la fin on obtient des valeurs plus affinées de :

- ❖ - Les réserves en place (OGIP) ;
- ❖ -la poussée de l'aquifère (water influx)



CHAPITRE V



*La modélisation de l'aquifère
et la simulation de réservoir*



V.1-la modélisation de l'aquifer

Pour modéliser le réservoir, la modélisation de l'aquifère est d'une importance majeure, spécialement lorsqu'on traite des réservoirs ayant comme mécanisme de drainage prépondérant « Water drive ».

Dans l'application de la méthode bilan de matière (la méthode analytique), une bonne modélisation de l'aquifère implique une bonne estimation de réserves en hydrocarbures. Les systèmes réservoir- aquifère sont souvent classés suivant :

- ❖ La Géométrie de l'écoulement (radial ou linéaire) ;
- ❖ Le Régime d'écoulement (steady state , unsteady state , pseudo-steady state) ;
- ❖ Les conditions limites extérieures ;
- ❖ Le degré de maintien de pression (-Water drive actif, partiel, limité)

On développons brièvement dans ce chapitre les différents les modèles mathématiques couramment utilisés dans l'industrie du pétrole pour la modélisation de l'aquifère.

V.1.1-Pot aquifere :

c'est le modèle le plus simple pour estimer le « water influx » dans un réservoir, surtout lorsque l'aquifère est faiblement actif, elle est basée sur la définition de base de la compressibilité, la chute de pression dans le réservoir est due à la production des fluides engendre l'expansion de l'aquifère et un écoulement à travers le réservoir des eaux,

la compressibilité est définie mathématiquement :

$$\Delta V = CV\Delta P \quad \dots\dots\dots(17)$$

Water influx= (compressibilité de l'aquifère)x(Volume initial de l'eau) x(chute de pression)

$$W_e = (C_w + C_f)W_i(P_i - P) \quad \dots\dots\dots(18)$$

Avec :

W_e :Cumulatif water influx (bbl) ;

C_w : Compressibilité de l'eau de l'aquifère (Psi-1) ;

C_f : Compressibilité de la roche de l'aquifère (Psi-1) ;

W_i : Volume initial de l'aquifère (bbl) ;

P_i : la pression initiale du réservoir (psi) ;

P : la pression actuelle du réservoir (psi) ;

le calcul du volume initial de l'eau nécessite la connaissance de dimensions de l'aquifère et leurs propriétés, cependant, elles sont rarement mesurées si les puits ne sont pas forés jusqu'à l'aquifère pour obtenir ces informations, si la géométrie de l'aquifère est radiale :

$$W_i = \left[\frac{\pi(r_a^2 - r_e^2)h\phi}{5.615} \right] \dots\dots\dots(19)$$

Avec :

ra : rayon de l'aquifère (ft)

re : rayon du réservoir (ft)

h : l'épaisseur de l'aquifère (ft)

φ : porosité de l'aquifère

V.1.2 Schilthuis' steady-state

Schilthuis (1963) a proposé pour un écoulement permanent d'aquifère, que le comportement du fluide est régi par la loi de Darcy, le débit du « water influx » e_w peut être déterminé en

appliquant la loi de Darcy :

$$\frac{dw_e}{dt} = e_w = \left[\frac{0.00708Kh}{\mu_w \ln\left(\frac{r_a}{r_e}\right)} \right] (P_i - P) \dots\dots\dots(20)$$

L'expression précédente est souvent exprimée comme suit :

$$\frac{dw_e}{dt} = e_w = C(P - P_i) \dots\dots\dots(21)$$

avec :

e_w : le débit de la poussée d'aquifère bbl /day ;

K : Perméabilité de l'aquifère (md) ;

h : l'épaisseur de l'aquifère (ft) ;

ra : le rayon de l'aquifère (ft) ;

re : le rayon du réservoir (ft) ;

t : temps (jours) .

le paramètre C est appelé la constante de la poussée d'aquifère et exprimée en (bbl/day/psi). Cette constante peut être calculée à partir des données de l'historique de production

V.1.3- Hurst's modified steady-state

un des problèmes associés à l'application du modèle de Schilthuis steady-state (régime permanent) est lorsque l'eau est drainée à partir de l'aquifère, le rayon de drainage (r_a) augmente avec le temps, Hurst (1943) a proposé que le rayon de l'aquifère « apparent » (r_a) pourrait augmenter avec le temps par conséquent le rayon adimensionnel (r_a / r_e) peut être remplacé avec la fonction qui dépend du temps :

$$\frac{r_a}{r_e} = at \quad \dots\dots\dots(22)$$

en substituant dans l'équation de Schilthuis on obtient :

$$\frac{dw_e}{dt} = e_w = \left[\frac{0.00708Kh}{\mu_w \ln\left(\frac{r_a}{r_e}\right)} \right] (Pi - P) \quad \dots\dots\dots(23)$$

L'équation du régime permanent d'Hurst modifiée peut s'écrire sous la forme :

$$\frac{dw_e}{dt} = e_w = \left[\frac{C(Pi - P)}{\mu_w \ln(at)} \right] \quad \dots\dots\dots(24)$$

En terme de « water influx » cumulé :

$$W_e = C \sum_0^t \left[\frac{\Delta P}{\ln(at)} \right] \Delta t \quad \dots\dots\dots(25)$$

V.2-La Simulation de réservoir [9]

La Simulation de réservoir est une forme de modélisation numérique utilisée pour quantifier et interpréter les phénomènes physiques avec la possibilité d'étendre à projeter la performance future.

Le procédé consiste à diviser le réservoir en plusieurs unités discrètes en trois dimensions et la modélisation de la progression de réservoir et les propriétés des fluides à travers l'espace et le temps dans une série d'étapes discrètes

V.2.1-Objectif de la Simulation de réservoir

Les méthodes pour gérer l'incertitude sont devenues de plus en plus utilisées pour aider les entreprises à dépenser les budgets d'immobilisations limités sur les meilleures opportunités dans leur portefeuille des champs et des perspectives.

L'utilisation typique de simulation de réservoir comprend :

- Evaluation des réserves récupérables ;
- Déterminer les installations appropriées ;
- Evaluer et anticiper les effets des percées de gaz ou coning d'eau ;
- Estimation moyenne de la satisfaction des contrats de délivrabilité de gaz.

V.2.2-Equations de bases

Pour établir le modèle mathématique, on devons utiliser trois principes fondamentaux de la mécanique des fluides.

1. L'équation de continuité (conservation de la masse).
2. Le modèle d'écoulement.
3. Le modèle fluide (Equation d'état).

V.2.3-Méthodes de résolution

Plusieurs méthodes numériques sont disponibles dans la littérature. On peut distinguer les méthodes suivantes :

- Méthodes des différences finies (MDF).
- Méthodes des éléments finis (MEF)
- Méthodes des volumes finis (MVF)

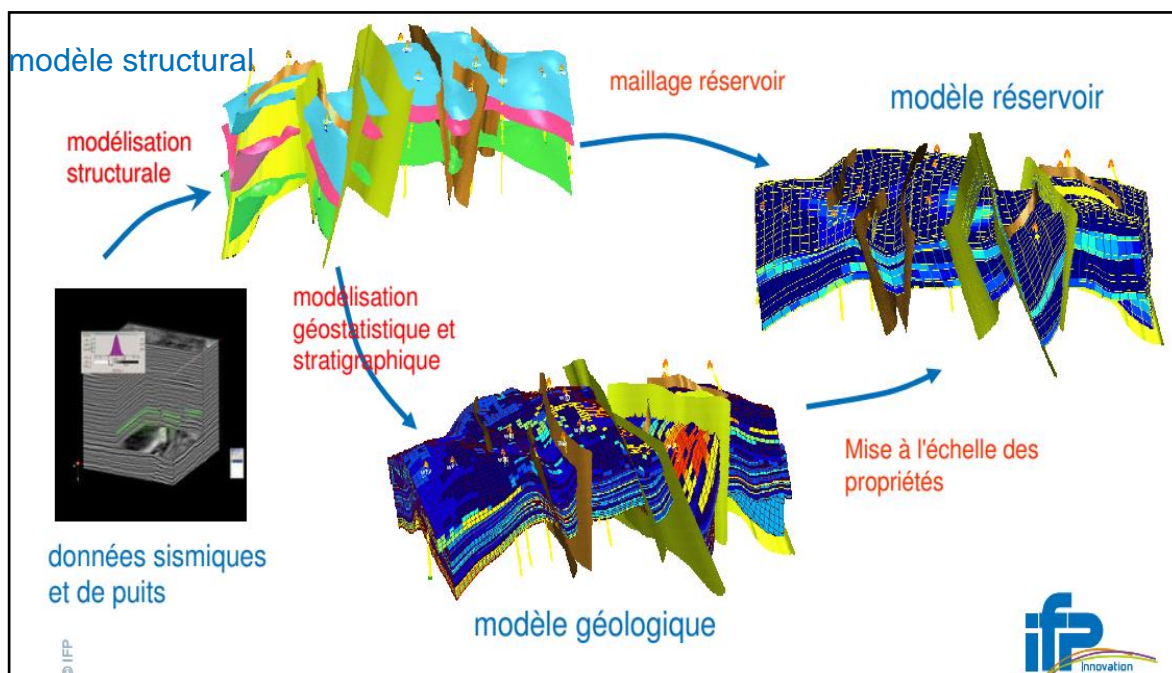


Figure VI.1: les étapes de la simulation géologique

V.2.4-Avantages principaux

- ✓ Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.
- ✓ - Les possibilités de fortes visualisations vous donnent le QC (control de qualité) instantané de toutes les données en 3D.
- ✓ - Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- ✓ - Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.
- ✓ - Le logiciel Pétrel à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défait/refait, et stockage des modèles...Etc. Il facilite l'utilisation et l'apprentissage (SLB, 2014)



Le Volet pratique



VI.1-Généralités sur la structure de Rhourde Nous central [4]

La structure de Rhourde Nous a été mise en production en 1988 par l'ouverture de 23 puits producteurs avec un débit moyen de 18 M st_m³/j, et 12 puits injecteurs avec un débit d'injection de plus de 8 M st_m³/j, le réservoir exploité est le Trias Argilo-Gréseux (TAGS).

VI.1.1-COMPARTIMENTS DE LA ZONE CENTRALE

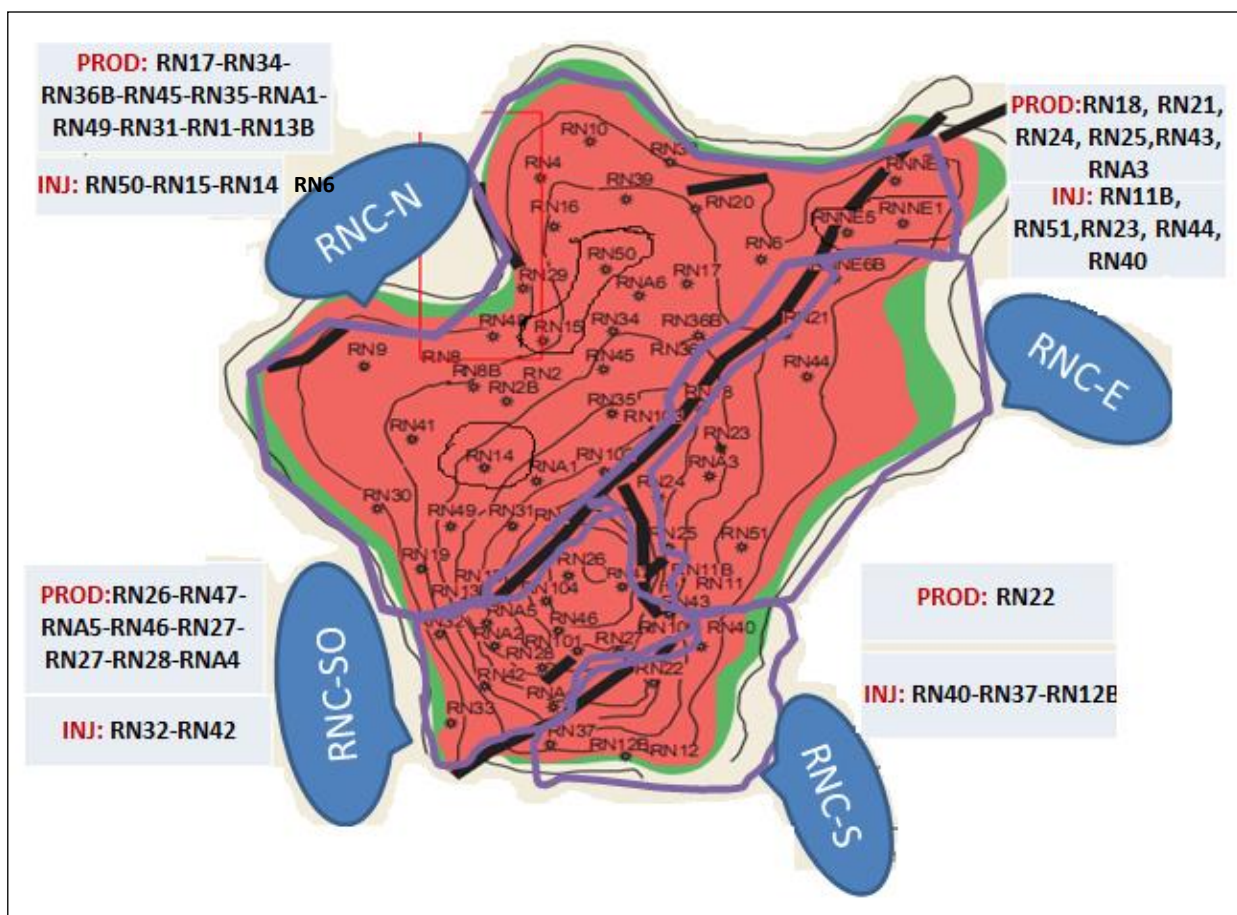


Figure VI.1 :La carte en isobath au top de réservoir TAGS de RNC

Périmètre	Nombre de puits PPG	Nombre de puits FIG
Rhourde Nous Central	25	14

PPG :Puit producteur de gaz

FIG :puit injecteur de gaz

VI.1.2-Généralités sur les puits :

<i>Pattern</i>	Puits	Date de mise en exploitation	Etat initial	Conversion
<i>RNC NORD</i>	RN6	30/05/1992	Injecteur	
	RN34	14/10/1992	Producteur	
	RN36B	12/03/1991	Producteur	
	RN45	16/04/1992	Producteur	
	RN35	01/03/1992	Producteur	
	RN10	18/02/1992	Producteur	
	RN49	08/10/1992	Producteur	
	RN31	03/10/1992	Producteur	
	RN1	15/04/1992	Producteur	
	RN13B	06/05/1992	Producteur	
	RN50	14/11/1992	Producteur	
	RN15	24/08/1992	Injecteur	
	RN4	11/05/1992	Producteur	2002-Injecteur
<i>RNC SUD</i>	RN22	10/10/1992	Producteur	
	RN40	30/08/1992	Injecteur	
	RN37	24/07/1994	Injecteur	
	RN12B	27/03/1992	Injecteur	
<i>RNC EST</i>	RN18	22/08/1990	Producteur	
	RN21	17/07/1994	Producteur	
	RN24	06/10/1992	Producteur	
	RN25	07/05/1992	Producteur	
	RN43	18/05/1992	Producteur	
	RNA3	14/05/2014	Producteur	
	RN11B	03/01/1996	Injecteur	
	RN51	16/11/1991	Injecteur	
	RN23	05/04/1985	Injecteur	
	RN44	11/02/1992	Injecteur	
RN40	30/08/1992	Injecteur		
<i>RNC S O</i>	RN26	23/04/1989	Producteur	
	RN47	04/11/1993	Producteur	
	RNA5	08/05/1992	Producteur	
	RN46	11/10/1993	Producteur	
	RN27	23/05/1992	Producteur	
	RN28	06/04/1989	Producteur	
	RNA4	05/10/1992	Producteur	
	RN32	27/09/1993	Injecteur	
	RN42	31/07/1992	Injecteur	

Tab VI.1 : Etat initial d'exploitation des puits de RNC

PATTERNS	Contribution Gaz « % »	contribution Condensat « % »	contribution GPL « % »	Taux de réinjection « % »
RNC-SW	17,8	15,6	18,2	33,7
RNC-SUD	2,1	0,8	3,2	144,2
RNC-Nord	21,4	24,6	20,9	29,2
RNC-EST	10,0	8,6	10,1	95,2

Tab VI.2 : Tableau représentatif de cumulatif de gaz brut, condensat et GPL

VI.1.3-Caractéristiques Initiale de l'effluent

Le réservoir TAGS de Rhourde Nous central est caractérisé par deux effluents a savoir le gaz à condensât avec présence d'un anneau d'huile

- Pression initiale : 300 kg/cm²
- Richesse initiale : 360 gr/M3
- Température : 102 °C

VI.2-Calage des données PVT :

On utilisé le programme PVTP pour étudier et déterminer les paramètres thermodynamiques nécessaire a étudié avec l'équation d'état. Pour cela nous utilisons les résultats de l'étude thermodynamique de l'effluent RN22. L'analyse a été résumée dans le rapport n°43/5.1064 de SONATRACH.

VI.2.1-Collage « matching » de test CCE:

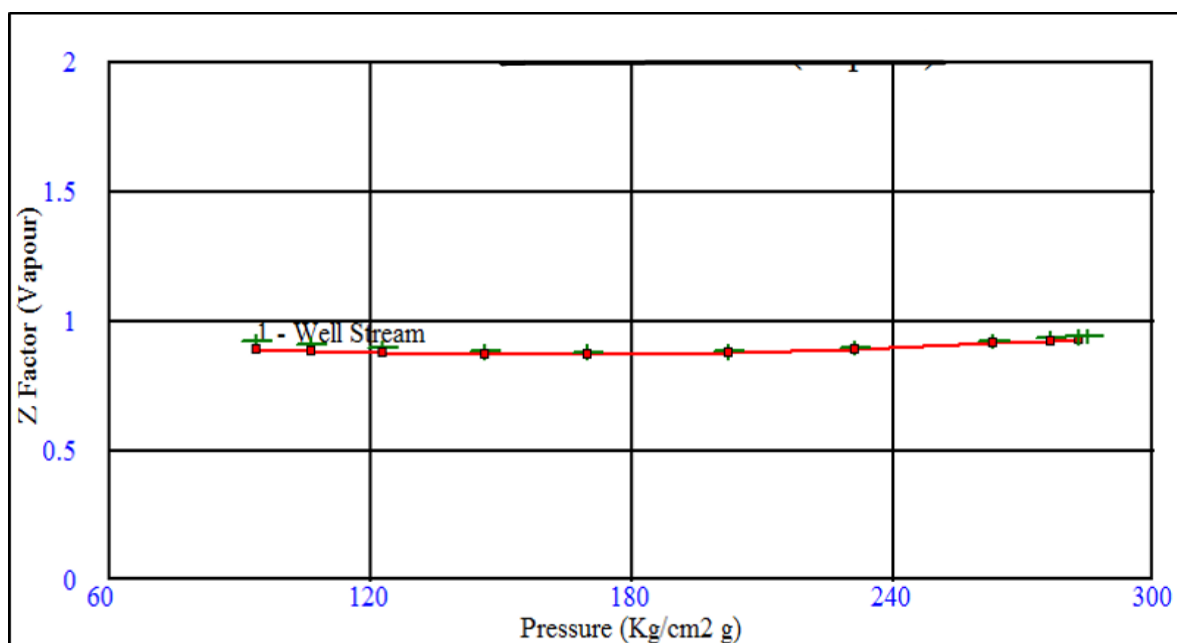


Figure VI.2: CCE Z-factor

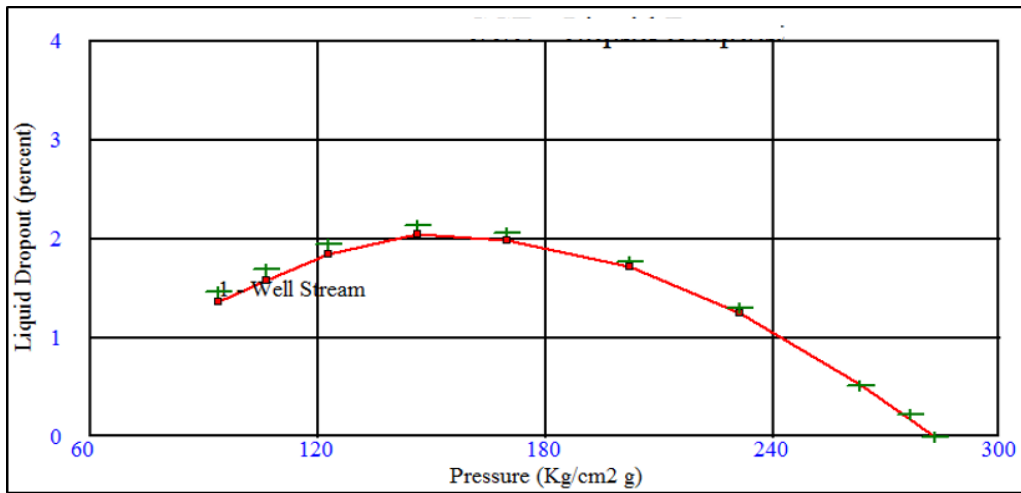


Figure VI.3 : CCE-Liquid dropout

VI.2.2-Collage « matching » de tests CVD:

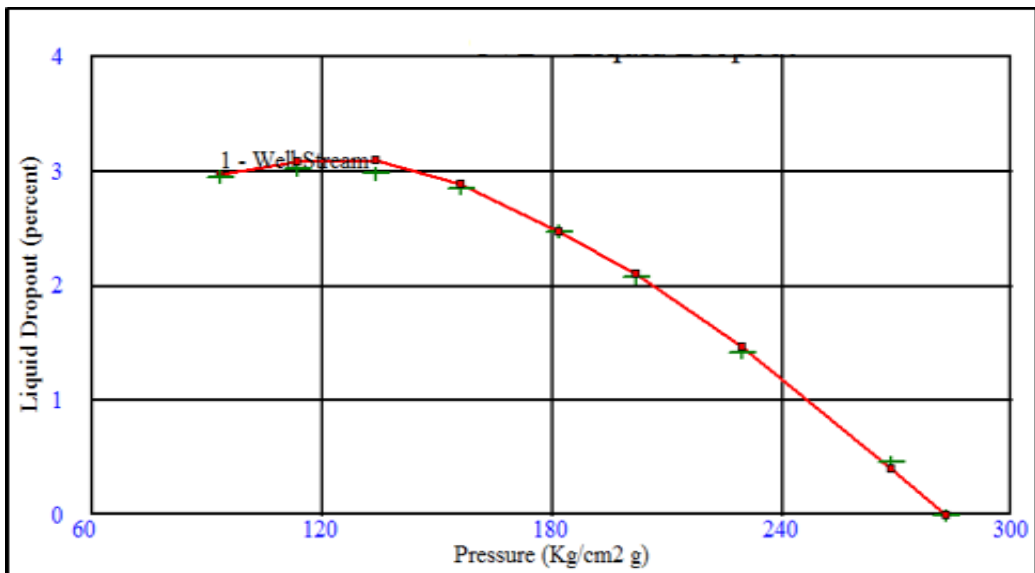


Figure VI.4 :CVD-Gaz (FVF)

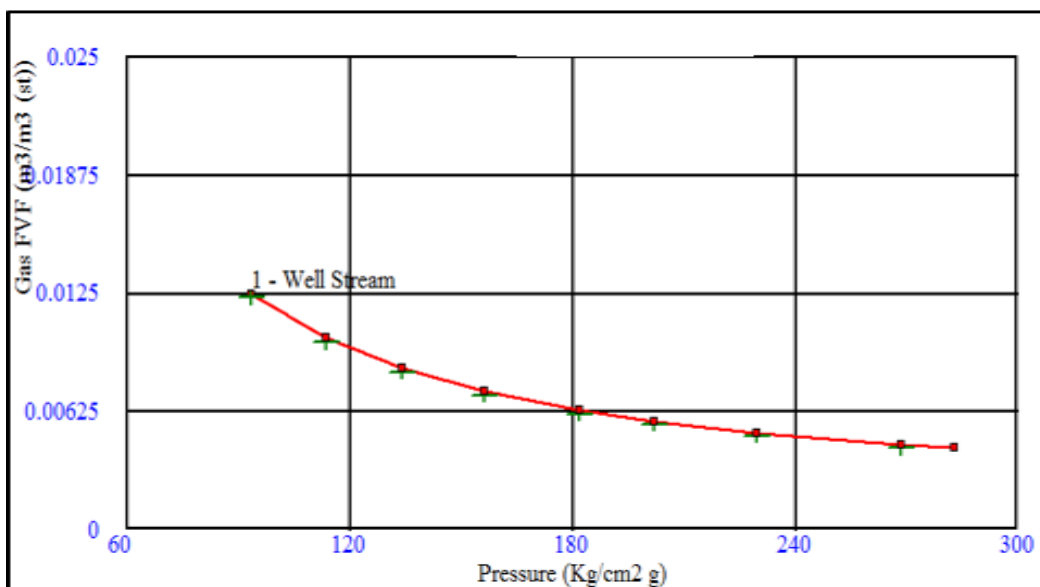


Figure VI.5 :CVD-Liquid dropout

VI.3-Calcul de la pression moyenne du réservoir RNC

Ayant calculé les PFS à leur côte de référence (2445 m en TVD) ainsi qu'à une date arrêté au 01/JANVIER de chaque année.

Le calcul se fait suivant l'équation (19) dans le chapitre (IV), les résultats de la pression moyenne sont en annexes (1), on illustre l'historique des pressions de fond statique de chaque puits dans le même graphe afin de vérifier la compartimentalisation des patterns

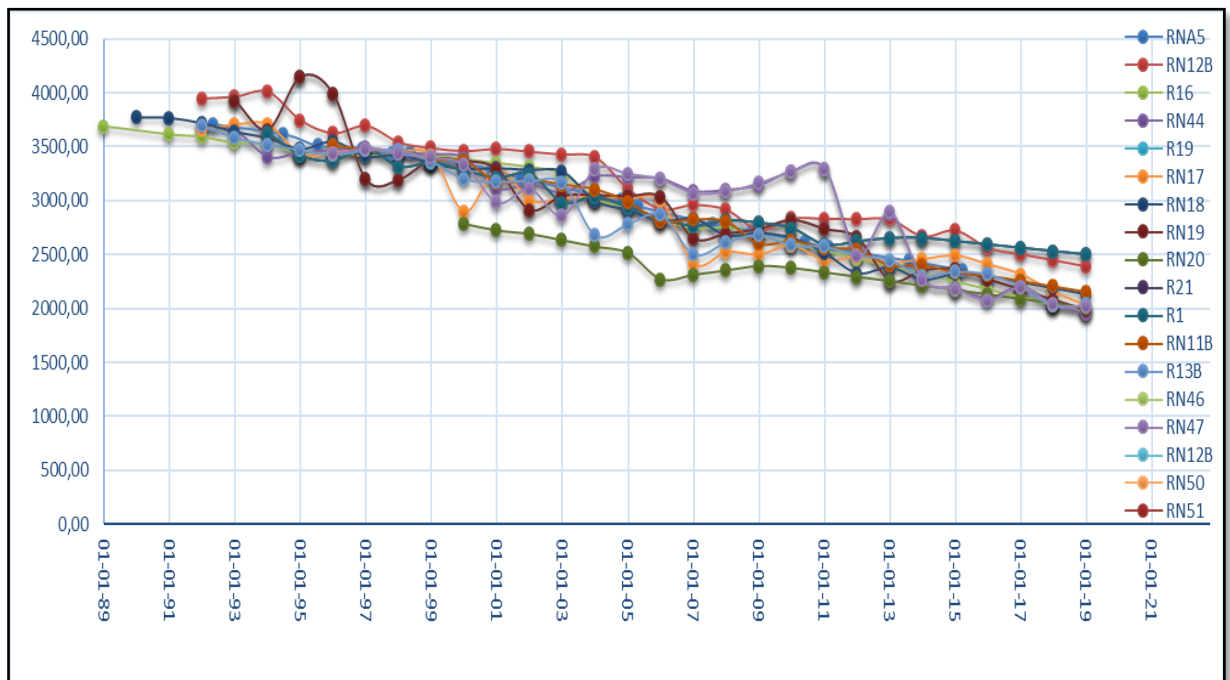


Figure VI.6: Les PFS des puits de RNC

on calculons la pression moyenne au niveau du gisement Rhourde Nous en utilisant l'équation suivant :

$$\frac{\bar{P}}{\bar{Z}} = \frac{\sum_j \frac{(PFS)_j}{Z} (G_p)_j / (\frac{\Delta P}{Z})_j}{\sum_j (G_p)_j / (\frac{\Delta P}{Z})_j} \dots\dots\dots(26)$$

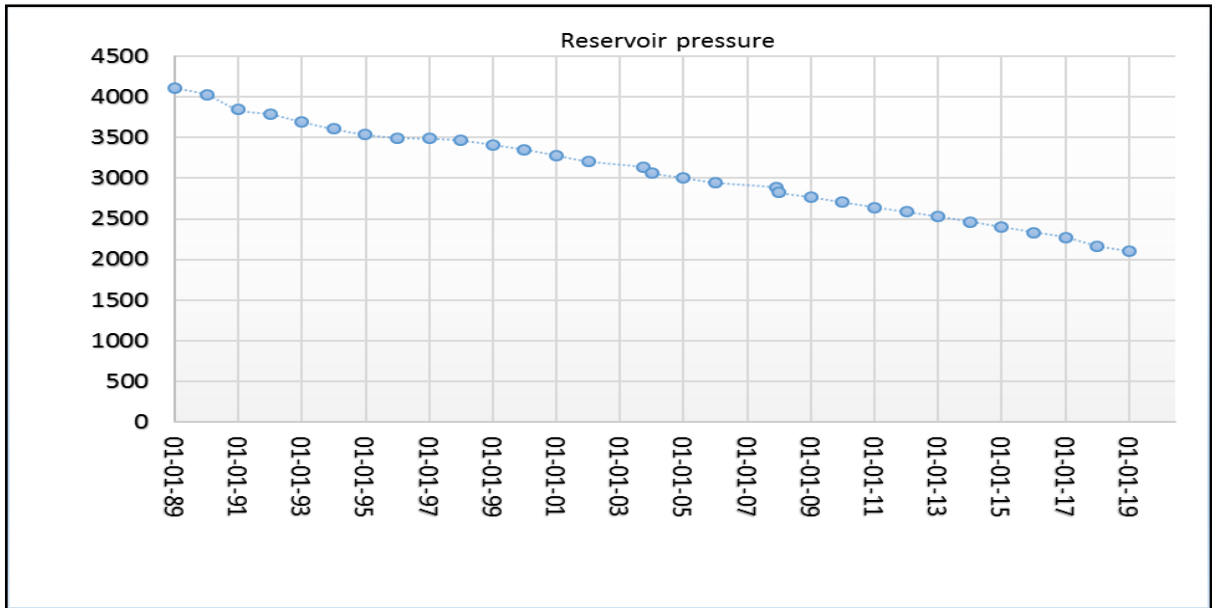


Figure VI.7: La pression moyenne du réservoir RNC

Discussion des résultats :

- ✓ -La pression actuelle est de **143 ,3 kg/cm²**
- ✓ -Le déclin moyen annuelle est de **4,3 Kg/cm²**
- ✓ -Mi-207 La pression suit une autre chute en moyenne de **7,5 Kg/cm²**

VI.4-Les mécanismes de drainage et leurs contributions :

on traçons le graphe (Energy-plot) pour déterminer le mécanisme de drainage prépondérant, et la contribution de chaque mécanisme de drainage et son évolution en fonction du temps.

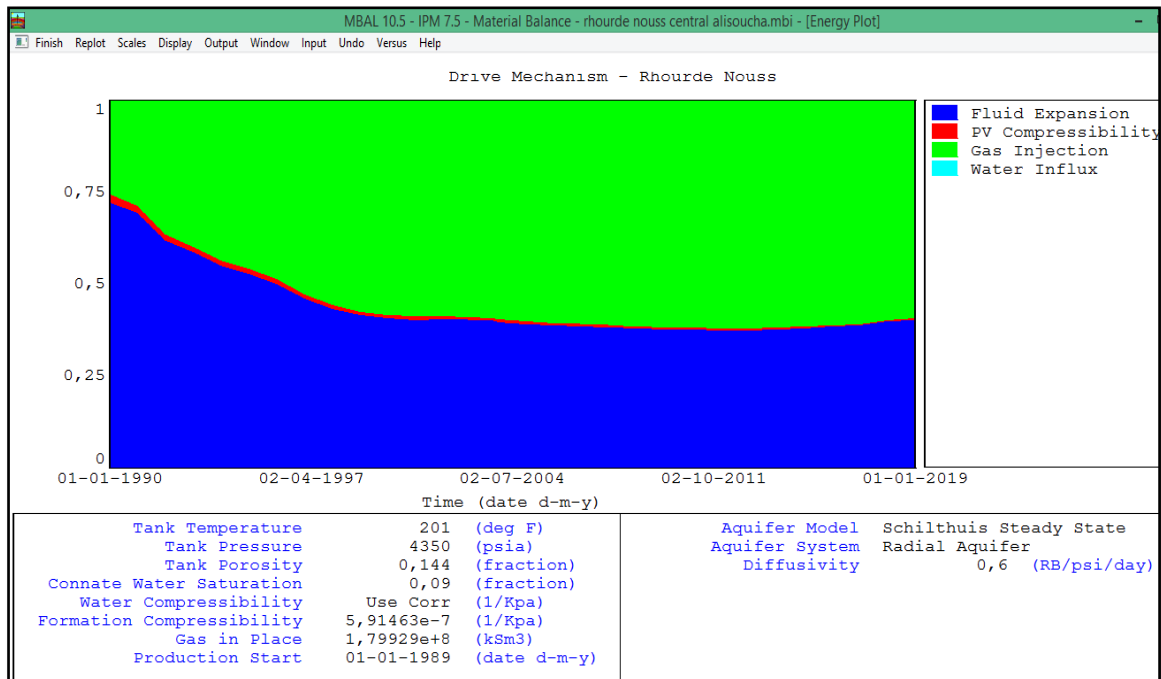


Figure VI.8: Energy-plot

discussion des résultats :

- Le mécanisme de drainage prépondérant est l'injection de gaz ;
- l'expansion de fluide est importante au début de l'exploitation du gisement après elle décroît, de même pour la compressibilité de milieux poreux, suite à la chute de pression.
- la poussée de l'aquifère est trop faible (voire négligeable).

VI.5-Estimation des réserves par la méthode de MONTE-CARLO :

On a fait appel à un logiciel de simulation de PETEX ,« MBAL» pour cela on procédons au calcul de réserves avec la méthode de « MONTE-CARLO » pour avoir estimation de réserves en place .

Cette méthode est utilisée dans la phase d'exploration pour quantifier les réserves en place avant l'exploitation du gisement, l'inconvénient de cette méthode est l'erreur grotesque, cependant on a utilisé cette méthode pour appuyer le calcul fait par la méthode « Bilan de matière».

VI.5.1-Les données utilisées et la résultat :

on utilisons les paramètres pétro-physiques à partir de l'étude DMN, on illustrons les données et les résultats dans la figure VI.8

The screenshot displays the 'Ret.condensate - Black Oil: Data Input' window. The 'Input Parameters' section includes fields for Separator pressure (440.913 psig), Separator temperature (24 deg C), Separator GOR (3932 m3/m3), Separator gas gravity (0.82 sp. gravity), Tank GOR (3069.65 m3/m3), Tank gas gravity (0.651 sp. gravity), Condensate gravity (0.771 rel.density), Water salinity (2000 ppm), Dewpoint at reservoir temperature (4374 psig), Reservoir temperature (94 deg C), Reservoir pressure (4374 psig), Mole Percent H2S (0), Mole Percent CO2 (0.73), and Mole Percent N2 (0.54). The 'Correlations' section is currently empty. A 'Summary of Results' dialog box is overlaid, showing a table of results:

	Gas in Place Sm3	Oil in Place m3
Mean Reward	1,87773e+11	4,5269e+7
Standard Deviation	6,2867e+10	1,51562e+7
90 Percent Probability	1,09137e+11	2,63113e+7
50 Percent Probability	1,86579e+11	4,49813e+7
10 Percent Probability	2,64237e+11	6,37035e+7

Below the table, there are checkboxes for 'Use Tables', 'Use Matching', and 'Model Water Vapour', all of which are currently unchecked.

Figure VI.9: Estimation de réserves par la méthode « MONTE CARLO » avec MBAL.

-Gas in-place = 187,773 GSm³.

-Oil in place=45.2659 MSm³

VI.6-Estimation des réserves par la méthode de Bilan de matière :

Pour cela on procédons comme suit :

- ❖ Le calcul de cumulatif de production (Gaz Brut , Huile , Eau) ainsi que le cumulatif de gaz injecté à la date de référence (01/01/XXXX)
- ❖ - Le calcul de la pression moyenne pondéré du réservoir à la cote de référence (2545m) et à la date de référence (01/01/XXXX)
- ❖ on introduisons aussi les paramètres thermodynamiques (PVT) du fluide de RNC-TAGS (Rapport d'évaluation des propriétés Petro-physiques SONATRACH Septembre 1977)

VI.6.1-La méthode graphique :

La méthode graphique choisie est (P/Z) , l'intersection avec l'axe des X du graphe (P/Z =(Gp))donne les réserves initialement en place .

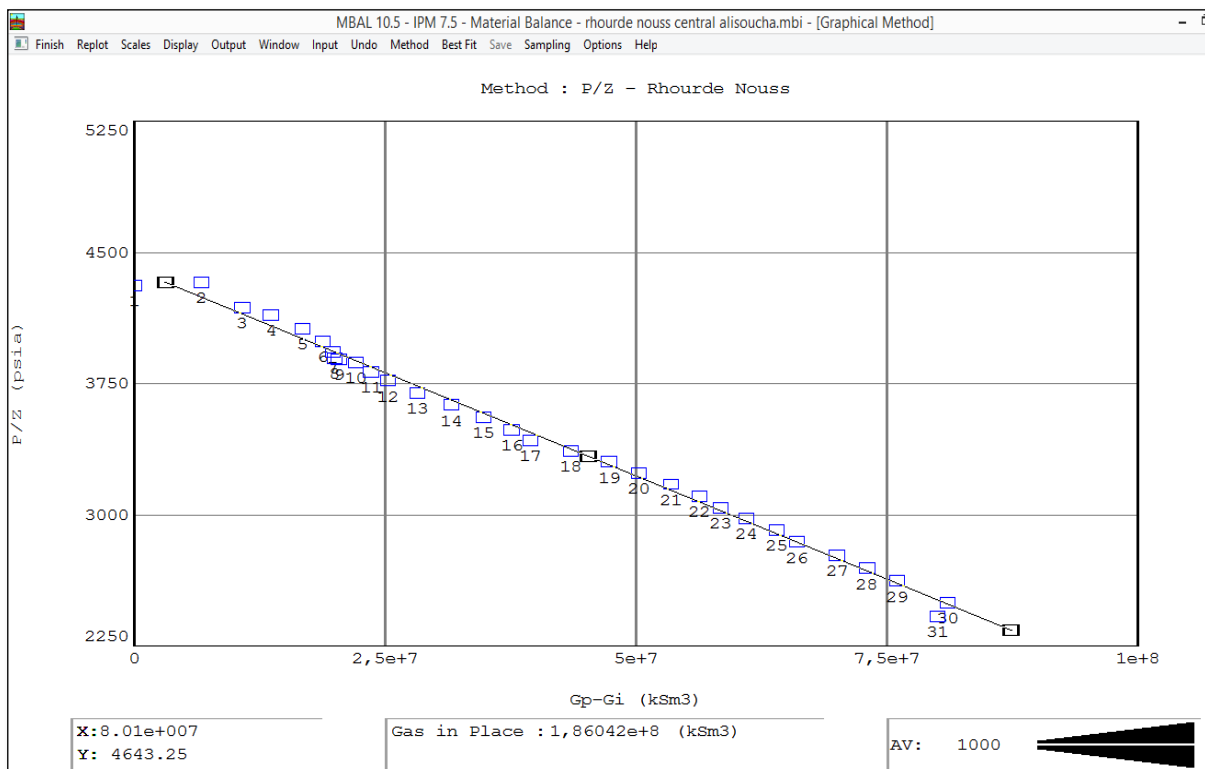


Figure VI.10: La résolution de MBE par la méthode graphique (P/Z).

Gas in-place = 186,042 GSm³.

Discussion des résultats :

La quantité de gaz en place trouvée par la méthode graphique (P/Z) est de **(186.042 Gm3)**, la tendance du graphe P/Z est une ligne droite ce qui on informe qu'on a un réservoir volumétrique (poussée de l'aquifère négligeable)

A noter que ces réserves sont estimatives et seront utilisé pour le calcul analytique

VI.5.2-la méthode analytique

Dans la partie analytique, on affinerons le calcul de réserves en place en prenant en compte l'influence de l'aquifère.

On ferons un calcul itératif dans l'équation :

$$P = P_i - \frac{G(B_{gi} - B_g) - G_{inj}B_{g\ inj} - W_{inj}B_w - W_e + W_pB_w + G_pB_g}{G B_{gi} \left[\frac{(S_{wi} + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right]} \dots\dots(27)$$

jusqu'à calage du modèle (P mesurée = P calculée)

on mettons dans le premier pas , (G= 186.042 , We=0) et on tâtonnons ces deux variables jusqu'à ce que le modèle match.

La pression est calibrée avec les réserves en place et les caractéristiques de l'aquifère

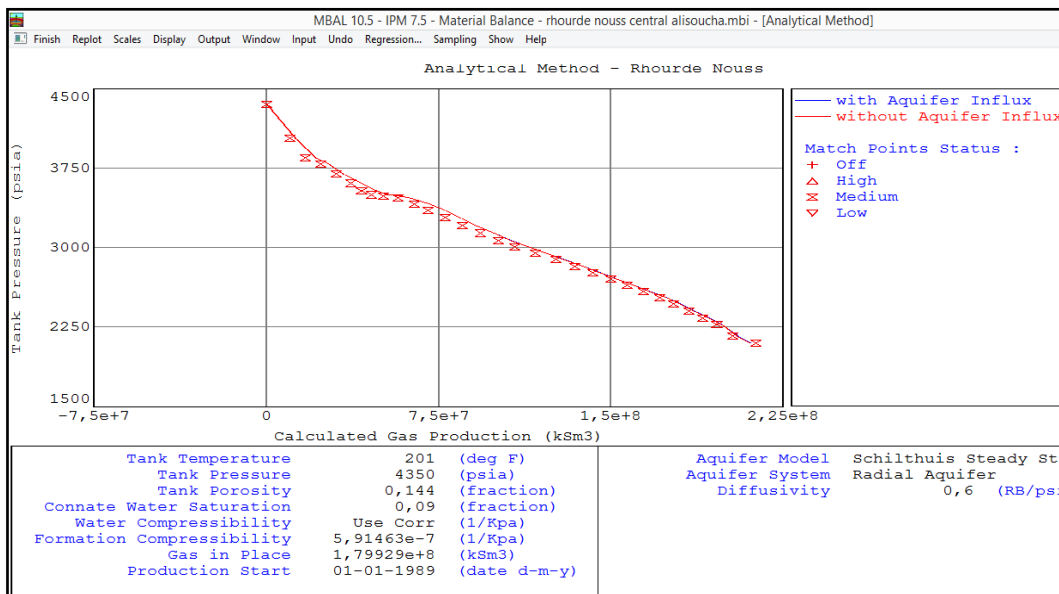


Figure V.11 : La résolution de MBE par la méthode analytique.

Gas in-place = 179,929 GSm³.

Diffusivité : 0.6 Rbbl/psi/day .

Discussion des résultats :

-Le modèle utilisé pour modéliser l'aquifère est (Schilthuis Steady-State), les équations sont résumées dans « le chapitre IV »

-Les réserves en place (G=179,929 GSm³), et pour une valeur de diffusivité dans le modèle d'aquifère de **Schilthuis** égale à 0.6 RB/ psi et après régression, permettent le calage du modèle comme illustré dans le graphe ($P=f(Gp)$) , où le graphe de pressions simulées passent par tous les points (pressions mesurées) .

Pour vérifier le matching du modèle on vérifions le calage de la pression et les débits en fonction du temps.

On traçons les graphes : pression, cumulatif de production du liquide et du gaz en fonction du temps afin de bien vérifier le calage du modèle

Résultats de la simulation (pression en fonction de temps) :

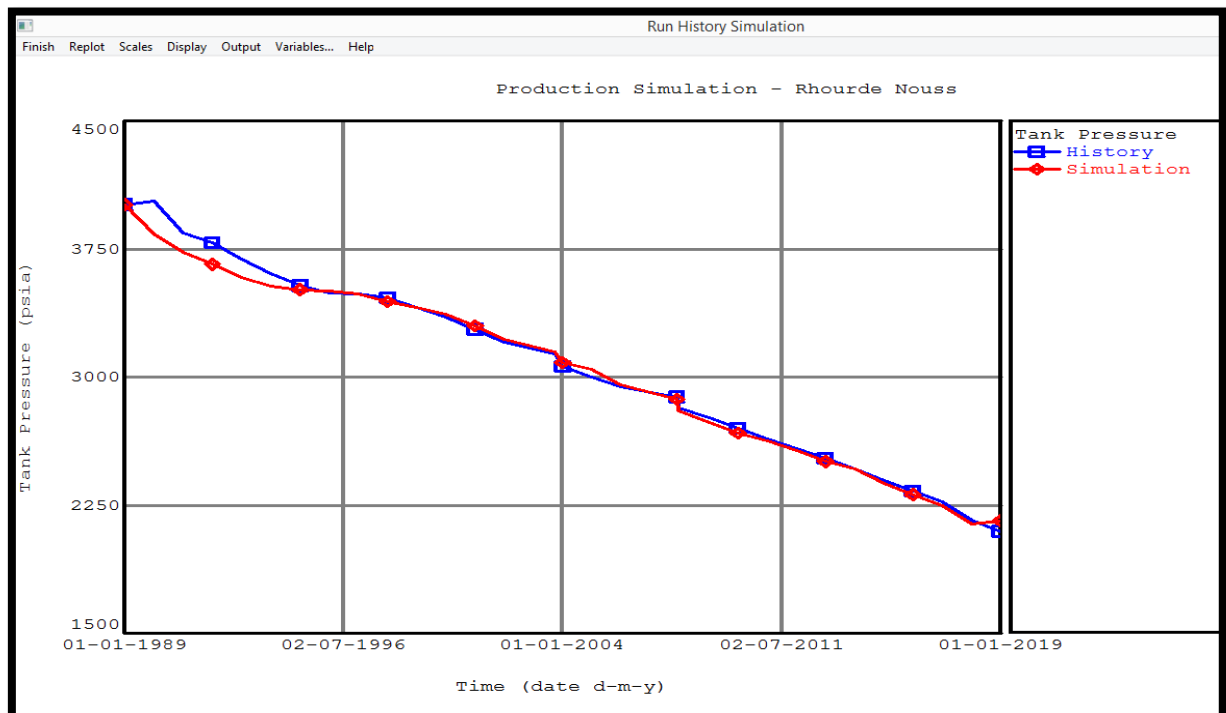


Figure VI.12 :Pression de réservoir (historique et simulation) en fonction de temps

Discussion des résultats :

Dans ce graphe $P_r = f(t)$, on remarque que l'évolution de la pression en fonction du temps est calibré ce qui confirme d'avantage les réserves calculées analytiquement.

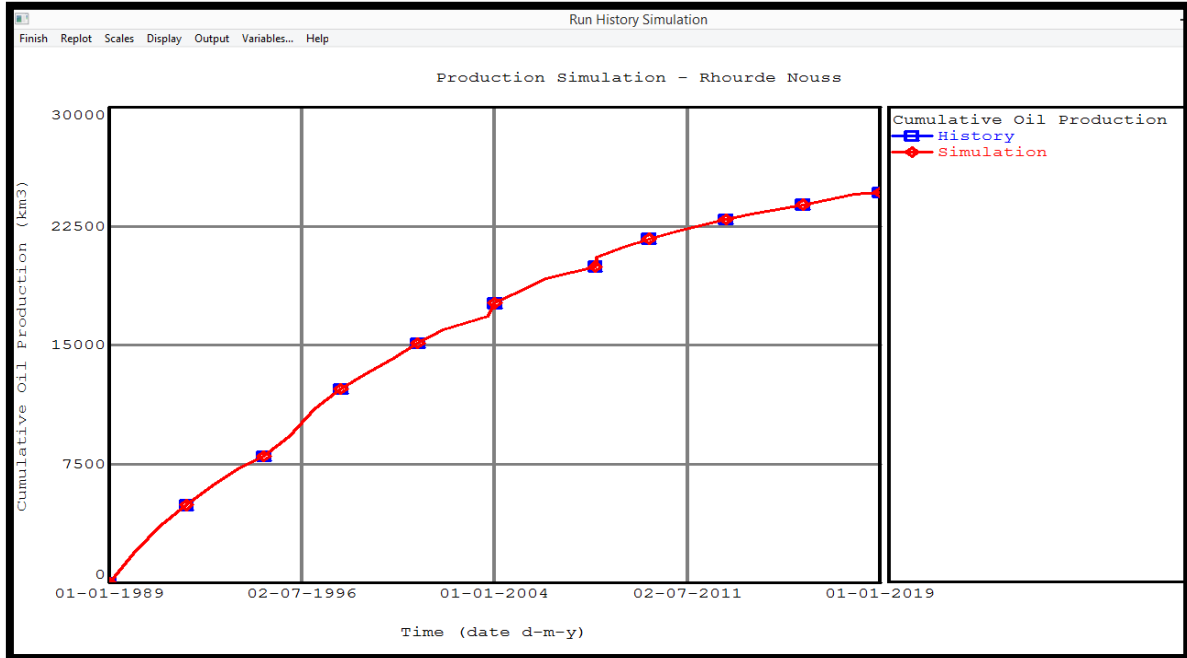


Figure VI.13 : Cumul de production du liquide (historique et simulation) en fonction de temps

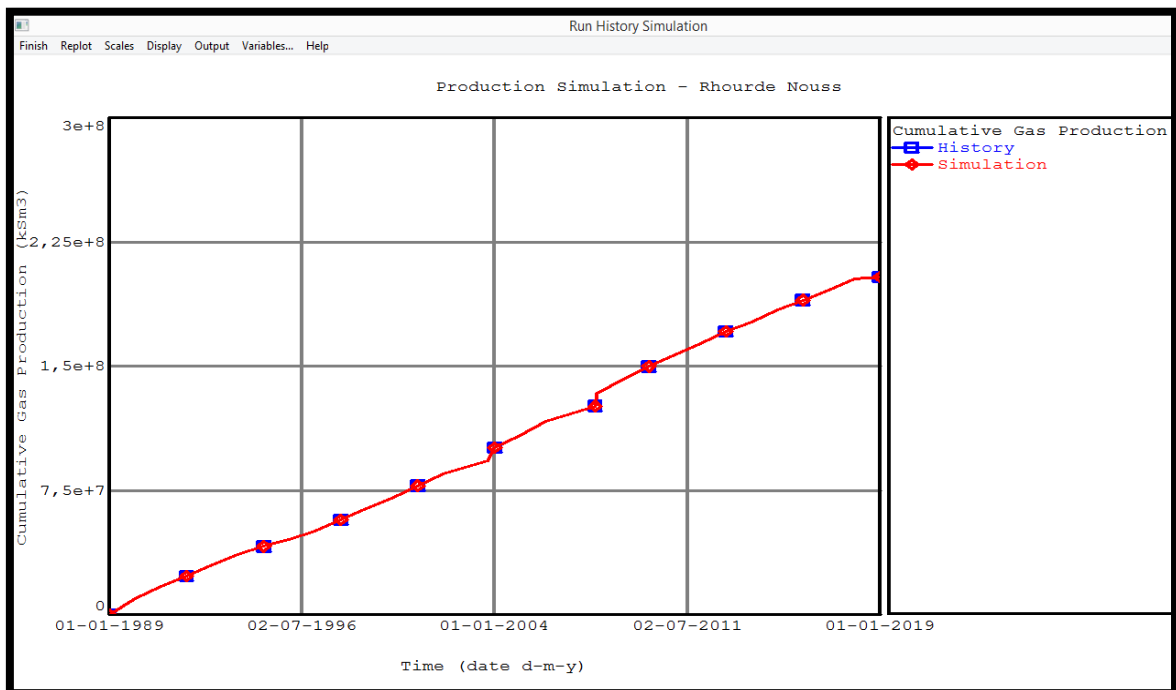


Figure VI.14 : Cumul de production du gaz (historique et simulation) en fonction de temps.

Discussion des résultats :

De la figure (VI.12) et (VI.13) on remarquons que le cumul de liquide et du gaz produits dans l'historique, et ceux calculés par la simulation du modèle se superposent parfaitement ce qui on confirme le calage du le modèle.

❖ les réserves en place du réservoir TAGS de Rhourde Nous central sont estimées :

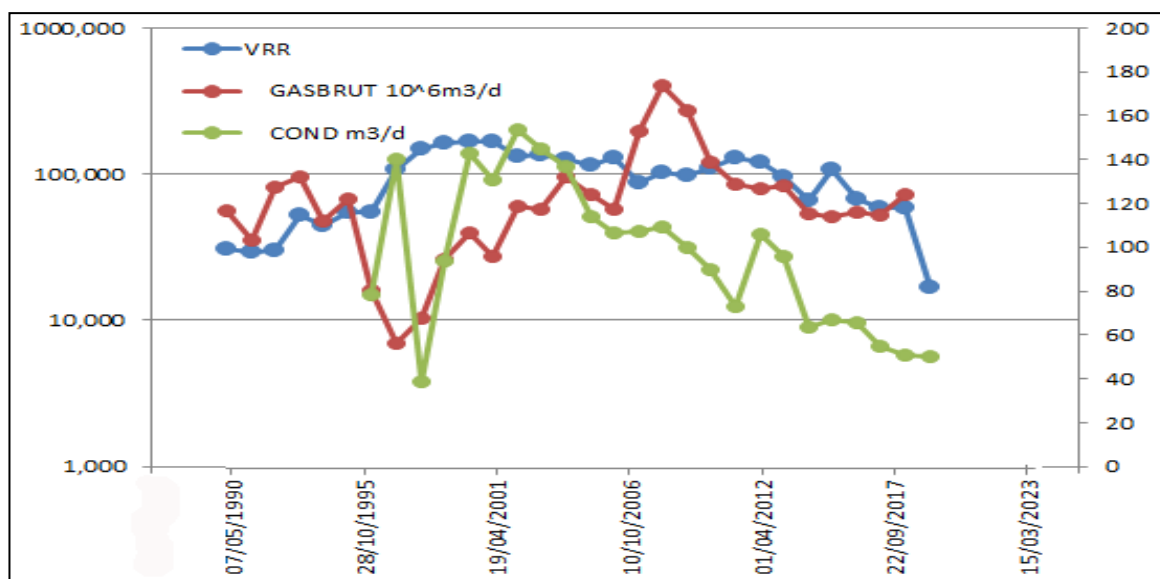
Etude	Reservoir	Hydrocarbures	Réserves en place (Km3)	Taux de récupérations (%)	réserves récupérables (Km3)	Cumule (Km3) au 01/01/19	Reste a produit (Km3)
Notre étude	TAGS Rhourde Nous centre	Gaz	179.2 E+6	60.93	107.5 E+6	81.05 E+6	26 E+6
		Condensat	69E+3	67.7	46.71E+03	31.2E+03	1.39E+04
		Huile	45.269E+3	26.26	11.88E+03	4.58E+03	7.3 E+03
Etude DMN	TAGS Rhourde Nous centre	Gaz	176.7 E+6	59.42	104.99 E+6	81.05 E+6	23.94E+6
		Condensat	53,5E+3	93.15	49.837	31.2E+03	18.63E+03
		Huile	47E+3	20.61	9.52 E+3	4.58E+03	4.94E+03
Etude BEICIP	TAGS Rhourde Nous centre	Gaz	183.5 E+6	-	-	81.05 E+6	-
		Condensat	69,7E+3	-	-	31.2E+04	-
		Huile	11E+3	-	-	4.58E+03	-

Tab VI. 3 : Tableau représentatif de cumulatif de gaz brut, condensat et Huile

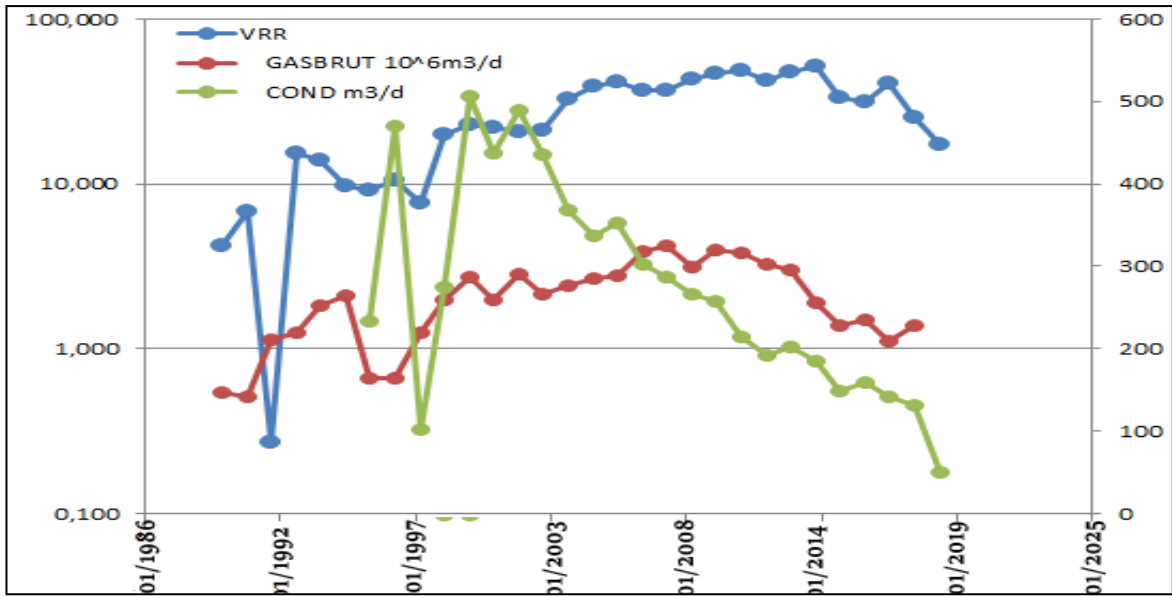
VI.7-Calcul de « Voidage remplacement ratio » (VRR) :

un calcul de VRR (Voidage Remplacement Ratio) :est un paramètre est très important dans l'analyser et l'évaluation de l'efficacité d'injection.

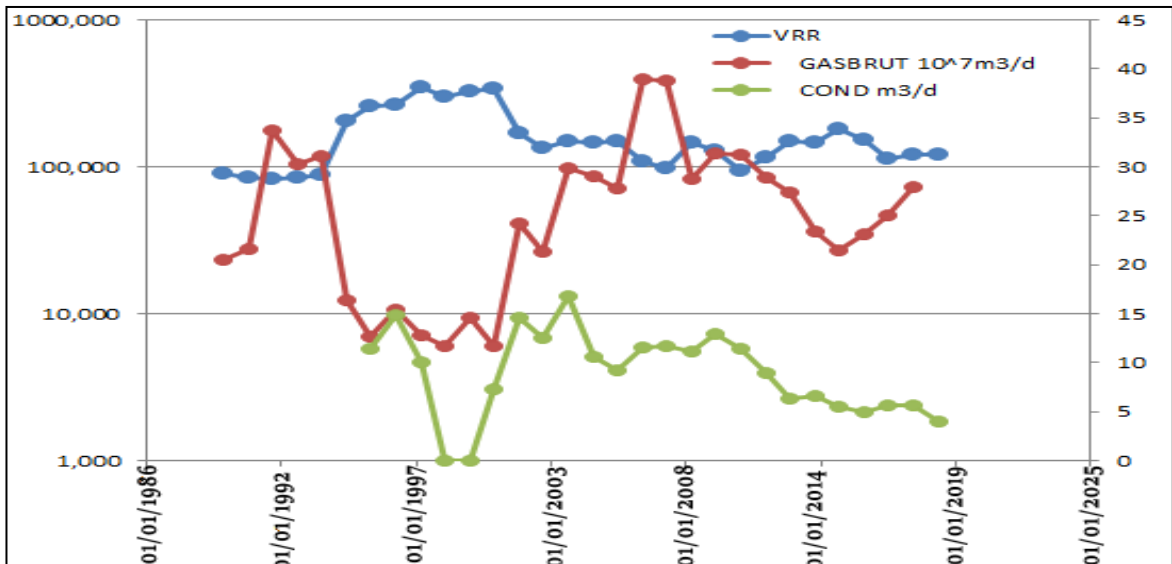
On traçons la courbe de VRR du réservoir ainsi que l'évolution du débit des liquides sur échelle semi-log en fonction du temps :



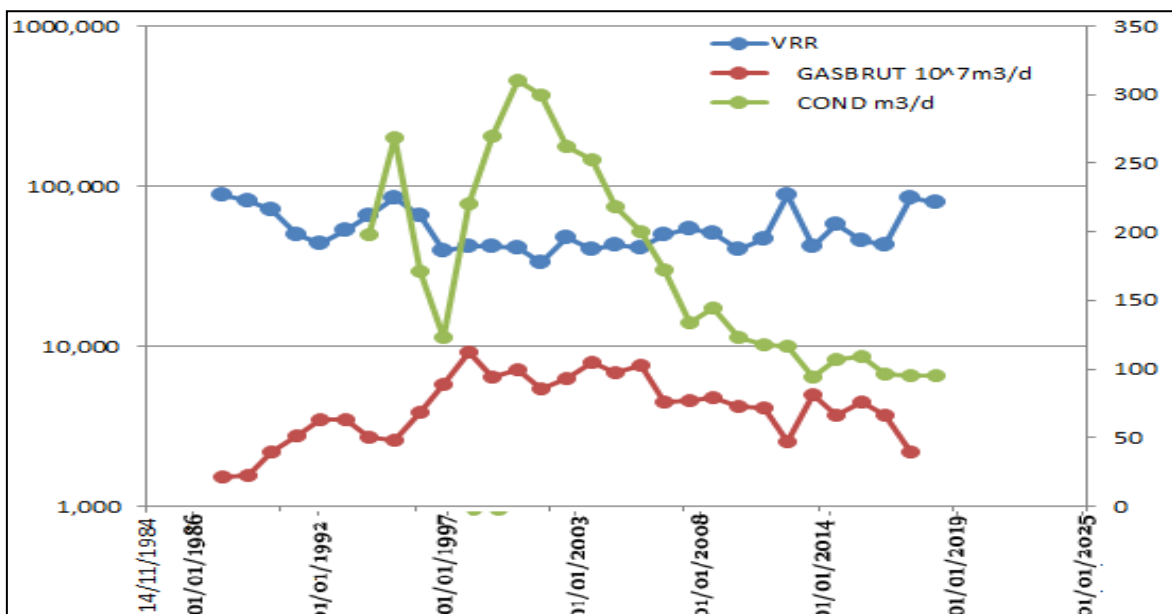
Pattern RNC-E



Pattern RNC-N



Pattern RNC-S



Pattern RNC-SO

Discussions des résultats :

- ✓ le graphe de VRR fluctue énormément, on justifie cela par la réinjection inappropriée (Débit non fixé) ;
- ✓ sur plusieurs paliers de temps même si $VRR > 1$ (réservoir sur-pressurisé) le débit des liquides produits n'augmente pas
- ✓ Le VRR détermine l'équilibre entre l'injection et la production, qui influe la distribution de la pression dans le réservoir qui, fournit de l'énergie au système, et en même temps retient le dépôt de condensat dans les pores.

PATTERNS	VRR moyen « % »
RNC-SW	33,7
RNC-SUD	144,2
RNC-Nord	29,2
RNC-EST	95,2

Tab VI 04 : VRR moyen des patterns

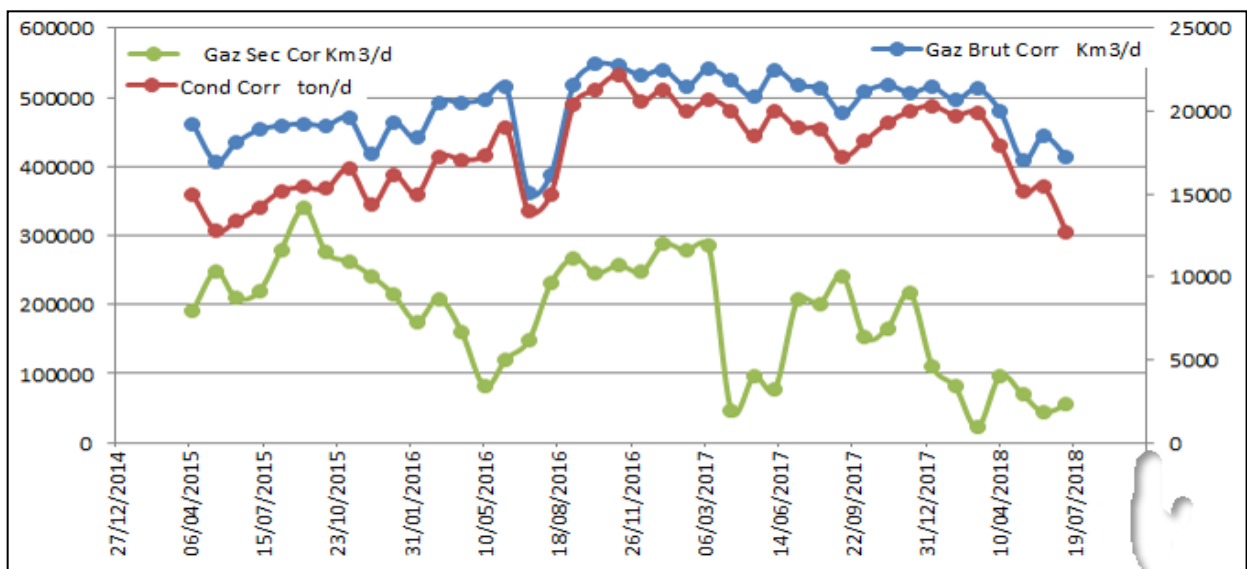


Figure VI.15 :EFFET DE LA REINJECTION SUR LA PRODUCTION

VI.8- L'injection à RNS central :

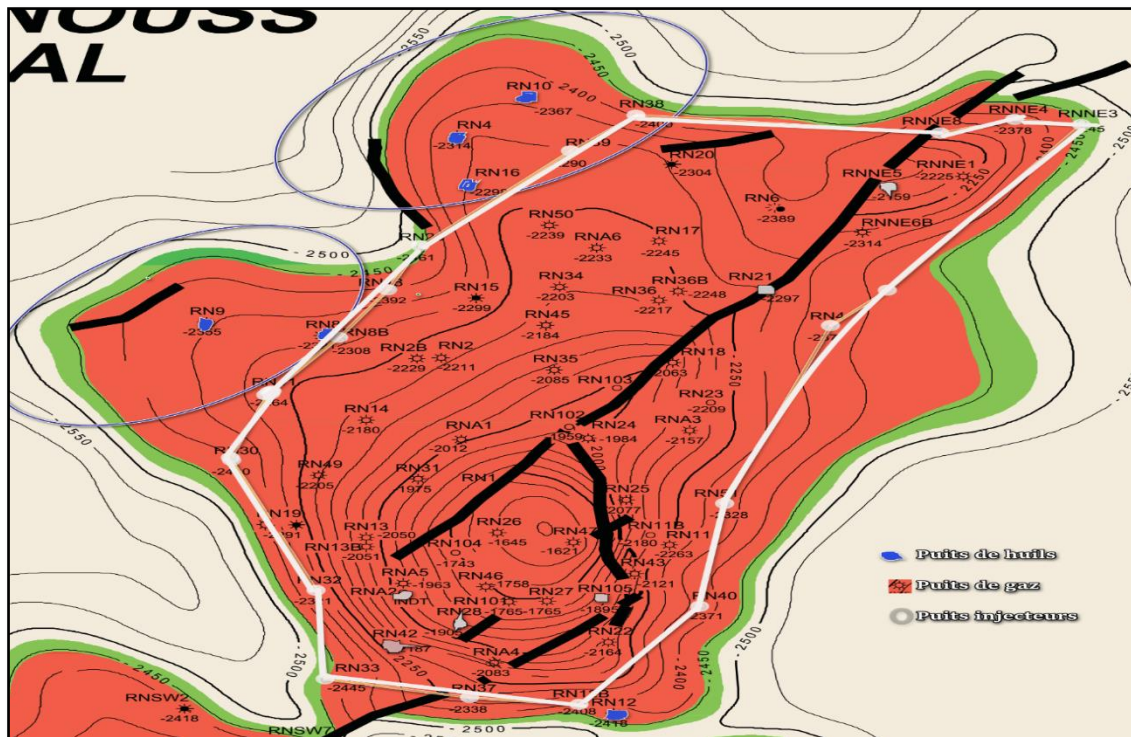


Figure VI.16 :Injection groupée à RNS central.

le projet de recyclage de gaz a été conçu, en partie, pour minimiser la migration de l'huile vers les puits de gaz ce qui est indésirable, car un très petit volume d'huile noire va changer la couleur du condensat, réduisant sa valeur.

L'injection de gaz périphérique crée un source de pression qui retarde l'immigration certains puits de gaz dans le champ Rhourde Nous South West sont fermés à cause de production d'huile noire où l'injection de gaz périphérique ne pouvait pas être entièrement mis en œuvre.

VI.9- Calcul prévisionnel

Le calcul prévisionnel de déclin de pression avec quatre scénarios d'injection :

- Les Scénarios : Déplétion naturelle (0% du débit injecté) ; 20% , 40%, 60% et 70% .

VI.9.1- Les Scenarios futurs

Les Scenario futurs Comme le résultat de VRR n'est pas appréciable, le débit de la réinjection est à revoir.

LE VOLET PRATIQUE

Pour cela on a établi 5 scénarios avec différents taux d'injection :

- 1) Scénario 1 : Déplétion naturelle (**0%** du débit injecté) ;
- 2) Scénario 2 : recyclage de **20%** du débit ;
- 3) Scénario 3 : recyclage de **40%** du débit ;
- 4) Scénario 4 : recyclage de **60%** du débit ;
- 5) Scénario 5 : recyclage de **70%** du débit.

Dans tous les scénarios, on suppose que le recyclage avec le taux voulu commence à partir du 01 janvier 2019, et on fait les prévisions de 2019-2060,

On présentes l'évolution de la pression de réservoir et le taux de récupération de gaz et des liquides.

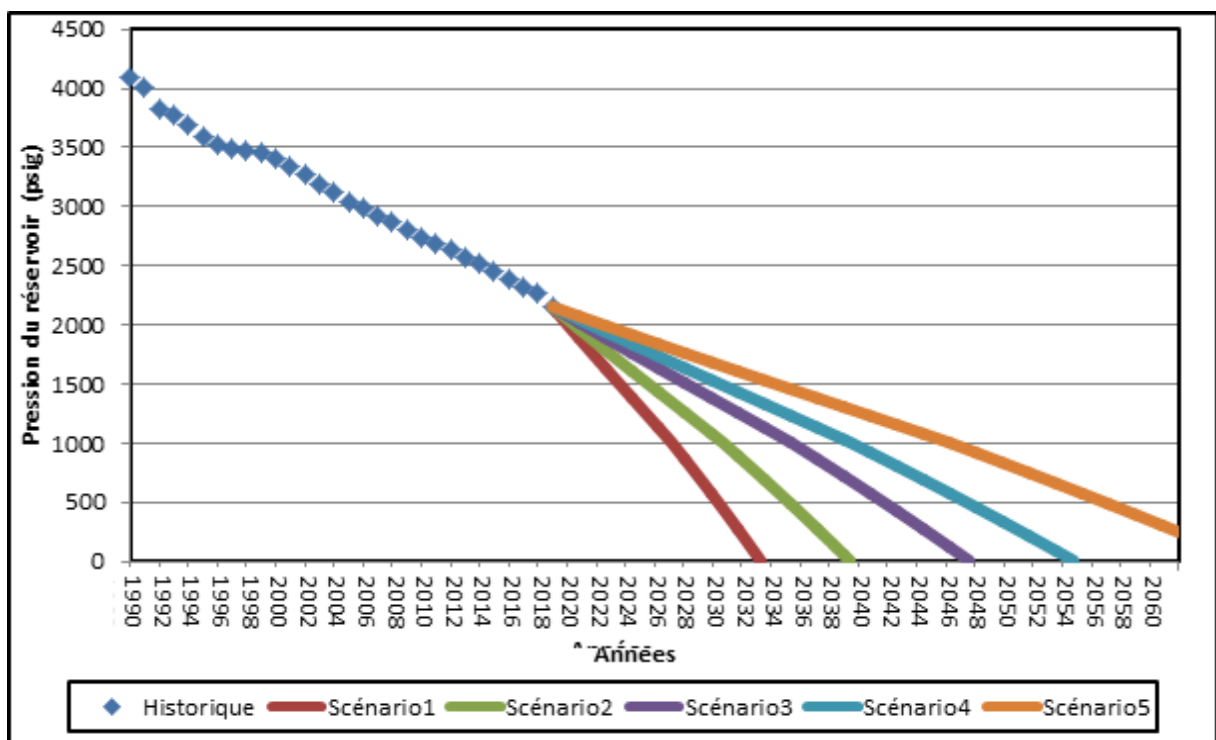


Figure VI.17 : Evolution de la pression de réservoir en fonction du temps pour les différents Scénarios

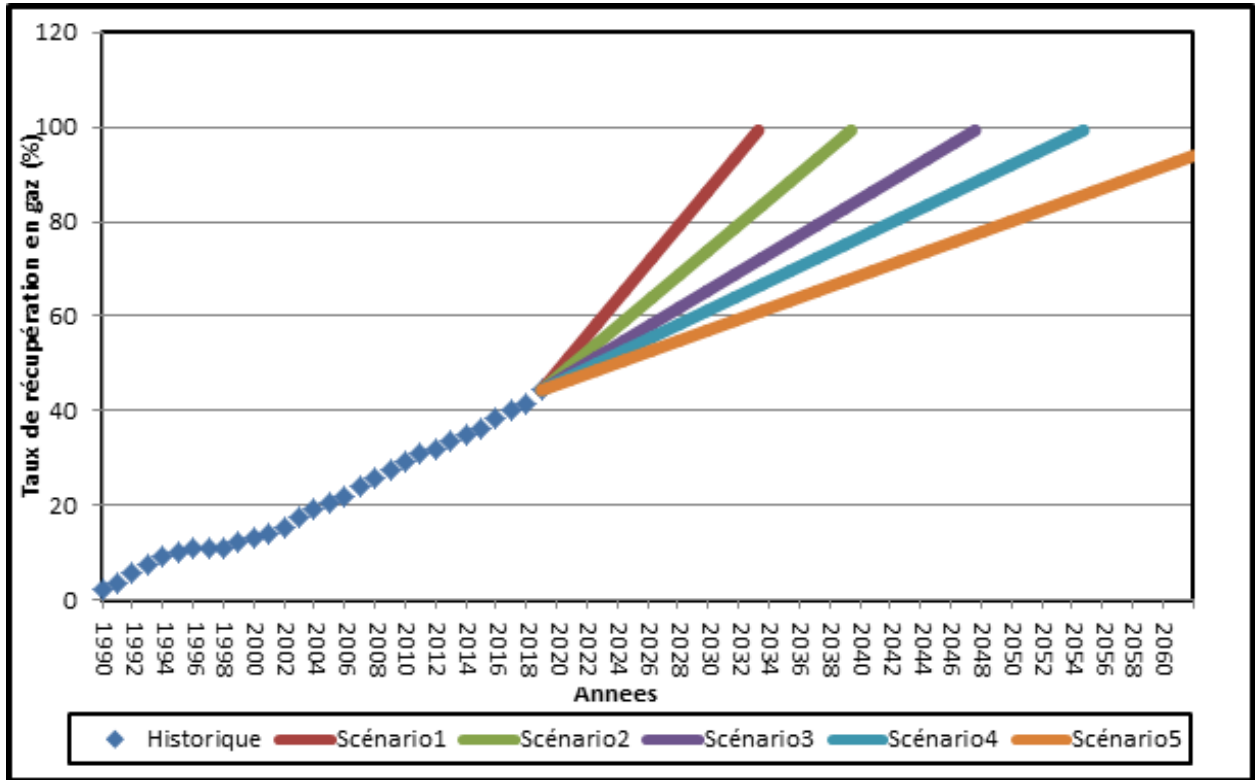


Figure VI.18 :Evolution de taux de récupération du gaz en fonction du temps pour les différents scénarios.

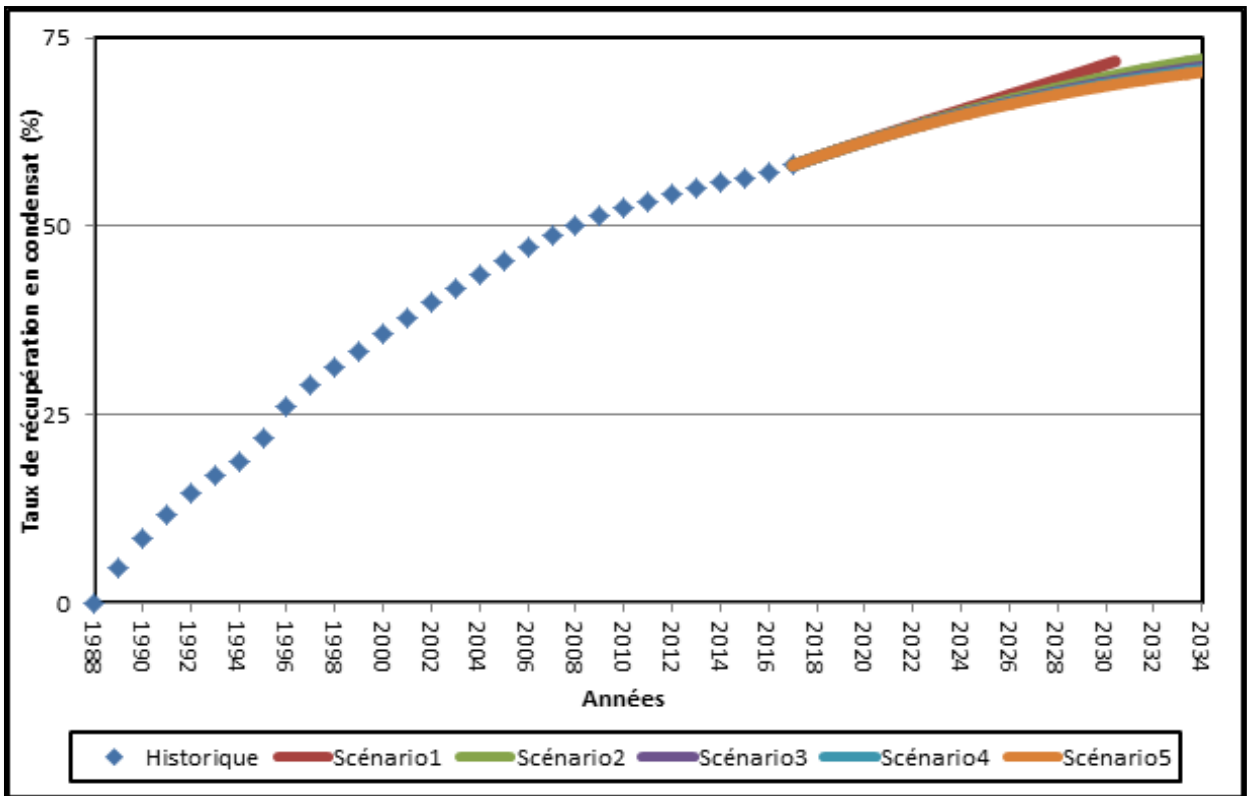


Figure VI.19 :Evolution du taux de récupération des condensats en fonction du temps pour les différents Scénarios

Discussion des résultats :

On remarquons que la réinjection a un impact direct sur l'évolution de la pression , dans le scénario de déplétion naturelle la pression (2019-2030) décroît brusquement, ce déclin est moins important (atténué) plus le taux de réinjection est important .

Le taux de récupération des liquides évolue de la même façon presque pour tous les scénarios (différence peu importante) entre (2019-2030) , on expliquons cela par le fait que ce taux déjà actuellement (2019) a atteint une valeur avancée (61%) donc son évolution au futur sera atténué , la récupération des liquides est déjà optimisée dans les scénarios 4 et 5 .il n'est pas nécessaire d'injecter 90% du débit .

Le taux de récupération de gaz est plus important pour le scénario de déplétion naturelle, ce taux de récupération est moins important plus le taux de réinjection est important. On déduisons que pour le scénario de la déplétion naturelle on aurait épuisé une quantité importante de réserves dans la période (2019-2030), cette quantité est moins importante plus le taux de réinjection est important.

VI.9.2-Prévision Boosting :

- Le calcul prévisionnel boosting est basée sur la le RNC qui prtésente la contribution la plus élevée 35% de la production total RNS

-Calcul prévisionnel de déclin de pression avec quatre d'injection a savoir 0%, 20%,40%,60% et 70% .

le taux de récupération dans le gisement TAGS de Rhourde el Nouss central est de 60 ,4% pour le gaz, et 44.75% pour les liquides, ce qui on indique qu'à l'abandon, plus que la moitié des réserves ne pourraient pas être récupérées , l'installation d'une station de compression « boosting » est fortement recommandé .

le taux de récupération pour les gaz se calcule comme suit :

$$RF = 1 - Bgi = 1 - \frac{Zi/Pi}{Za/Pa} \dots\dots\dots(27)$$

LE VOLET PRATIQUE

La pression minimale de gisement requise à la mise en œuvre du projet Boosting est de 120 Bars.

Le model réservoir, de réseau et l'unité de traitement Phase A est conçu avec les conditions suivantes:

- ✓ La pression de tête minimale pour les puits de la zone centrale RNC est de **93,4 bars**
- ✓ Capacité de l'unité de traitement de gaz 41 ensuite 51 millions de m³
- ✓ Capacité maximal de réinjection est de 31 millions de m³

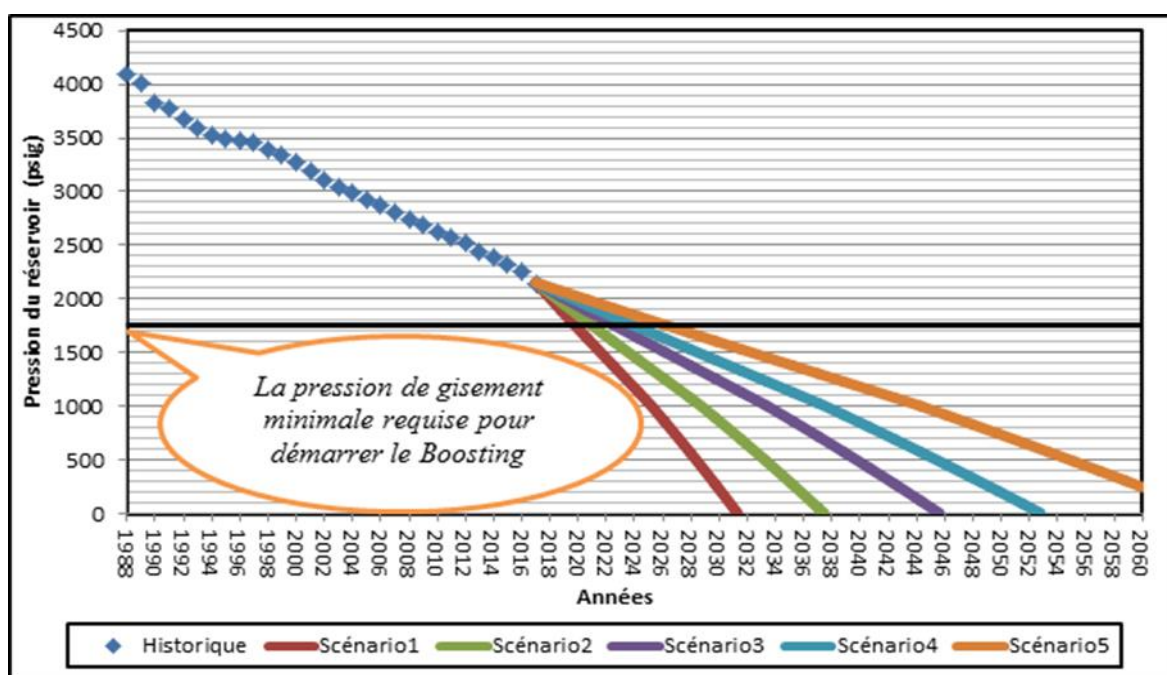


Figure VI.20 :La pression minimale requise à la mise en œuvre du projet Boosting

pour chaque scenario d'injection a la base d'une pression réservoir de 120 bars

Pa=120bar	Scénario1	Scénario2	Scénario3	Scénario4	Scénario5
	Déplétion naturelle	Taux de recyclage			
Année de démarrage de Boosting		20%	40%	60%	70%
Déclin par an (Bars)	2022	2023	2025	2026	2029
	9	7.5	5	4	3

Tab VI.4:Pression d'abondance pour chaque scénario

La structure RNC est la plus sensible à la réduction d'injection, il est donc nécessaire de maintenir la cette zone pour pouvoir récupérer les volume de liquides restants dans le réservoir.

LE VOLET PRATIQUE

On présentes dans le tableau suivant les réserves qui peuvent être récupérées dans les différentes phases de « Boosting »

	Pi (bar)	Zi	Pression de service (bar)	Pression de réservoir (bar)	Z	RF (gaz) (%)	Cumul Gaz récupéré (m3)	Cumul liquides récupéré (Km3)	RF Liqui ds (%)
1ère phase	317.3	0.9375	90	120	0.797	62.13	111.78E+09	27242	60.18
2ème phase	317.3	0.9375	61	91	0.786	65.79	118.37E+09	34906	77.11
3ème phase	317.3	0.9375	41	71	0.768	72.69	130.79E+09	42625	94.16

Tab VI.5 : résultats de Boosting

Discussion des résultats :

Le boosting dans ses trois phases donne des taux de récupération appréciables pour le gaz (72.69%) et pour les liquides (94.16%) .

La comparaison des plusieurs paramètres entre les différents scénarios sont résumés dans le tableau V.6

Evolution du taux de récupération de gaz en fonction du temps pour les différents Scénarios :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
	Natural Dépletion	injection 20%	injection 40%	injection 60%	injection 70%
Pression de réservoir (2030) psi	630	1169,035	1390,81	1500,99	1654,91
Cumul de gaz récupéré jusqu'à janvier 2019	2,13e+8	2,13e+8	2,13e+8	2,13e+8	2,13e+8
Cumul de gaz injecté jusqu'à janvier 2019	1,22E+08	1,22E+08	1,22E+08	1,22E+08	1,22E+08
Cumul liquides récupérés jusqu'à janvier 2019 (Km3)	24643,9	24643,9	24643,9	24643,9	24643,9
Cumulatif Gaz Produit (Km3)	2,86E+08	2,83E+08	2,79E+08	2,76E+08	2,74E+08
Cumulatif Gaz Recyclé (2030) (km3)	1,22E+08	1,36E+08	1,51E+08	1,65E+08	1,73E+08
Cumulatif Gaz récupéré (2030) (km3)	1.64 E+08	1.47 E+08	1.28 E+08	1.11 E+08	1.01 E+08
Cumulatif liquides récupéré (Km3)	29332,2	29061,9	28859,1	28698,9	28630
Taux de récupération des liquides (2030)	65,6446%	66,0306 %	66,569%	66,9059%	67,7505%
Taux de recuperation Gaz (2030)	88,5543%	80,58%	72,6079%	64,6348%	60,6482%

Tab VI.6: comparaison des paramètres de production entre les différents scenarios en 2030.

VI.9.3- Approche économique:

Pour que on puissions prononcer quel scenario adopter, une comparaison économique à l'abandon entre les différents scénarios est nécessaire.

On supposons que la pression d'abandon est de (1740 Psi) =120 Bar (Pression de réservoir) les pressions de têtes pour chaque puits seront différentes (<120 bars) .

LE VOLET PRATIQUE

Pa =1740 Psi =120 bars	Scénario1	Scénario2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario5
	Dépletion naturelle	Taux de recyclage			
		20%	40%	60%	70%
Année d'abandon	2022	2023	2025	2026	2029
Cumul gaz à l'abandon (m3)	2,3294E+11	2,4115E+11	2,5440E+11	2,610E+11	2,8090E+11
Cumul injection à l'abandon (m3)	1,1968E+09	5,63108E+09	1,6562E+10	2,88179E+10	4,7532E+10
Cumul Liquides à l'abandon(Km³)	25996.4	26517.1	27262,1	27554,3	28427,5
RF Gaz à l'abandon (%)	53,0534	61,0106	62,2791	63,5667	65,2316
RF Liquides à l'abandon (%)	59,0649	60,2486	61,9413	62,6051	64,5891
Quantité de gaz produite (m3)	2,32E+11	2,36E+11	2,38E+11	2,42E+11	2,47E+11
Côût unitaire /m3 injecté (\$)	0.00184	0.00184	0.00184	0.00184	0.00184
Coût unitaire de Gaz /1000 m3 (\$)	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Coût unitaire (\$) Liquides/Tonne	6	6	6	6	6
Prix unitaire de Gaz /MM Btu (\$)	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97
Prix unitaire de Liquides /Baril(\$)	120.62	120.62	120.62	120.62	120.62
Recette (\$)	27,7E+09	28,2E+09	28,6E+09	28,9E+09	29,8E+09
Charge (\$)	9,51E+08	9,67E+08	1,02E+09	1,05E+09	1,075E+09
Benefice (\$)	26,8E+09	27,2E+09	27,58E+09	27,85E+09	28,725E+09

Tab VI.6 : comparaison économique entre les différents scénarios à l'abandon.

LE VOLET PRATIQUE

la référence des prix est Nymex (New york exchange mercantile **15/05/2019**)

1Gm3 de gaz = 35687347.87 million de btu (MM Btu de gaz)

la référence des coût est REX ENERGYCORP, **15/05/2019**

prix du gpl : variant exemple le **15/05/2019** :

Pays bas : 120.62\$/bbl , Germany :110.79 \$/bbl , suisse 140.37\$/bbl

www.globalpetroleprices.com

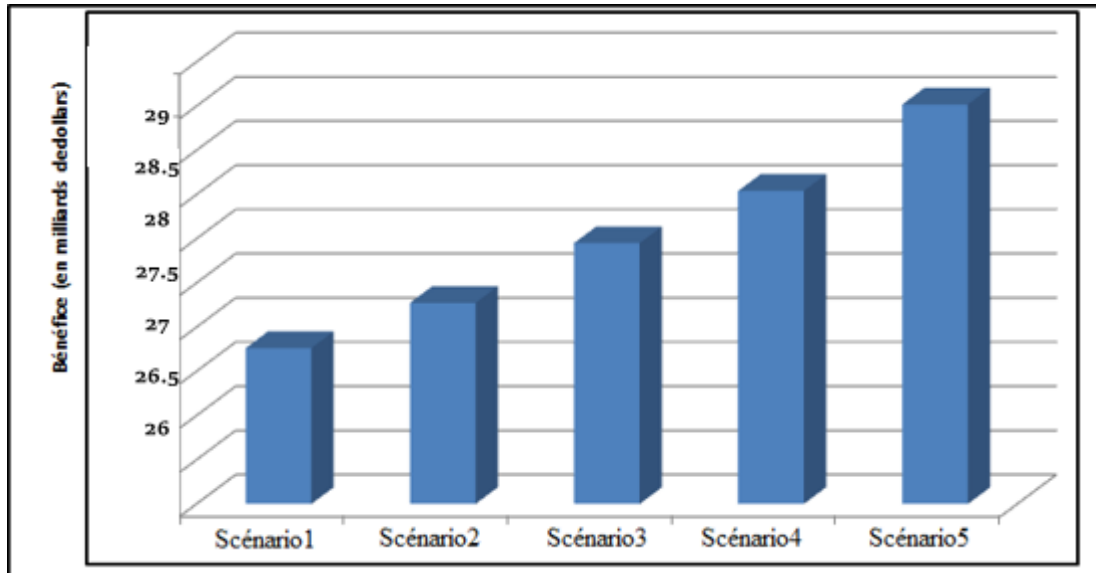


Figure VI.19 : Les Bénéfices de chaque scénario

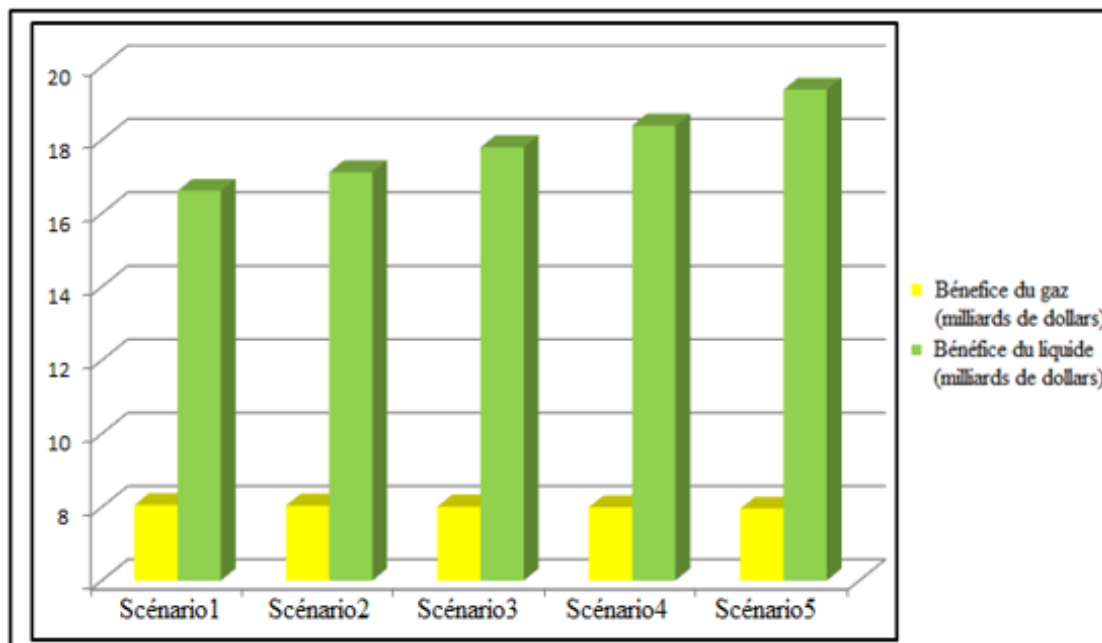


Figure VI.20 : Les Benefices de gaz et le condensat de chaque scénario

Discussion des résultats :

A l'abandon, d'un point de vue économique on remarque que plus on augmente le taux de la réinjection on aura un bénéfice plus important cependant la différence de bénéfice entre les scénarios n'est pas vraiment importante le meilleur scénario (70%) et le mauvais scénario (déplétion naturelle) donc le choix du scénario sera plus affecté par les paramètres techniques.

On remarque que plus le taux de la réinjection augmente on aura :

- une récupération plus importante de liquides
- l'abandon du réservoir sera retardé ;

En prenant compte de ce qui suit :

- les problèmes liés aux scénarios 1,2 et 3 à cause du déclin rapide de la pression (condensate banking par exemple) , et l'abandon précoce du réservoir (2022 et 2025).
- les problèmes liés au taux de réinjection élevé (>70%) : la quantité insuffisante de gaz commercialisée .

On exclurons le scénario 1 et 2 et 3 ;

Donc le scénario optimum est **le scénario 5** (recyclage de 70%) , il englobe la technicité , la rentabilité , et la durabilité du gisement caractérisé par :

- ✓ - un déclin de pression lent
- ✓ -récupération importante de gaz et des liquides ;
- ✓ -abandon en 2029 (ce qui on donne le temps de penser à une solution aux réserves non récupérées) ;
- ✓ - rentable économiquement

VI.9.4- Scénario BLOWDOWN: Dans ce scénario, on suppose que le taux de recyclage du gaz est de 70% jusqu'à 01-07-22, après, un arrêt total de recyclage.

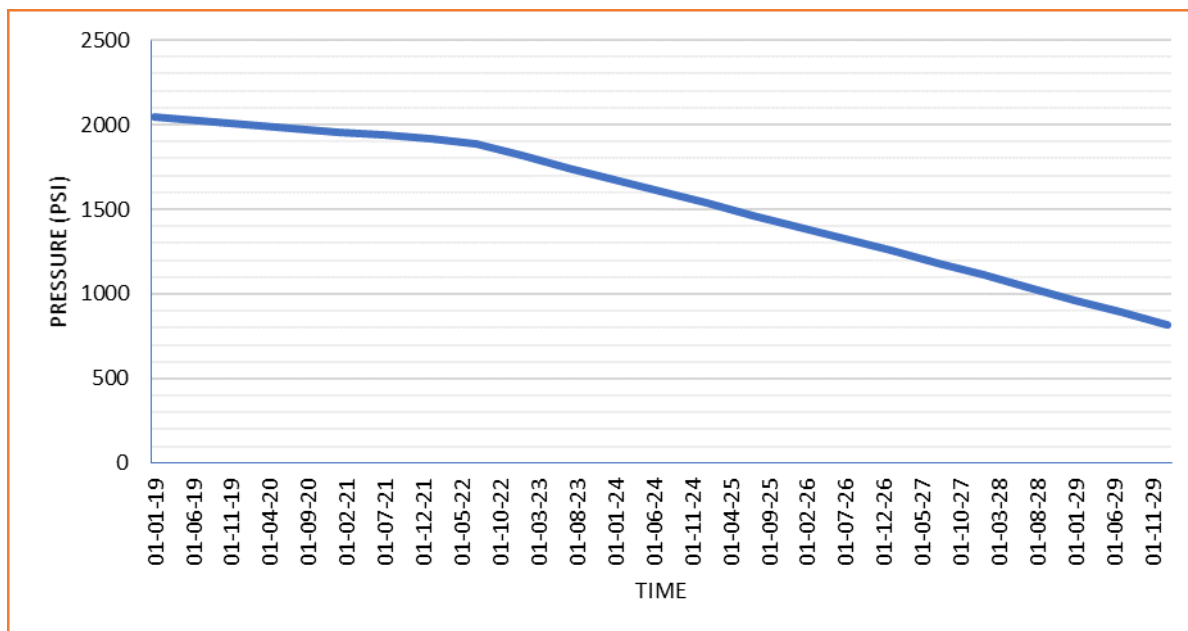


Figure V.21 : Pression de réservoir en fonction de temps de scénario (BLOWDOWN)

Discussion des résultats :

- la date de mise en service du Boosting à 07-2023
- Le Scénario « Blow-down » prévu en 2022 doit être réévaluer avec le model dynamique pour pouvoir prononcer sur la date de mise en service du boosting

-NB : les résultats de scénario (BLOWDOWN) sont en annexe.18

VI.10-Optimisation de la réinjection :

L'analyse par pattern du VRR est jointe en **Tab VI 04**, pour les patterns nord et sud, sur plusieurs paliers de temps même si $VRR > 1$ (réservoir sur-pressurisé), d'ailleurs c'est la cause de $VRR > 1$ pour le réservoir en entier, il faut minimiser le débit de la réinjection dans ces patterns

-Nous présentons ci-dessous la distribution de la richesse d'après le modèle de DMN (en 01/01/2017)

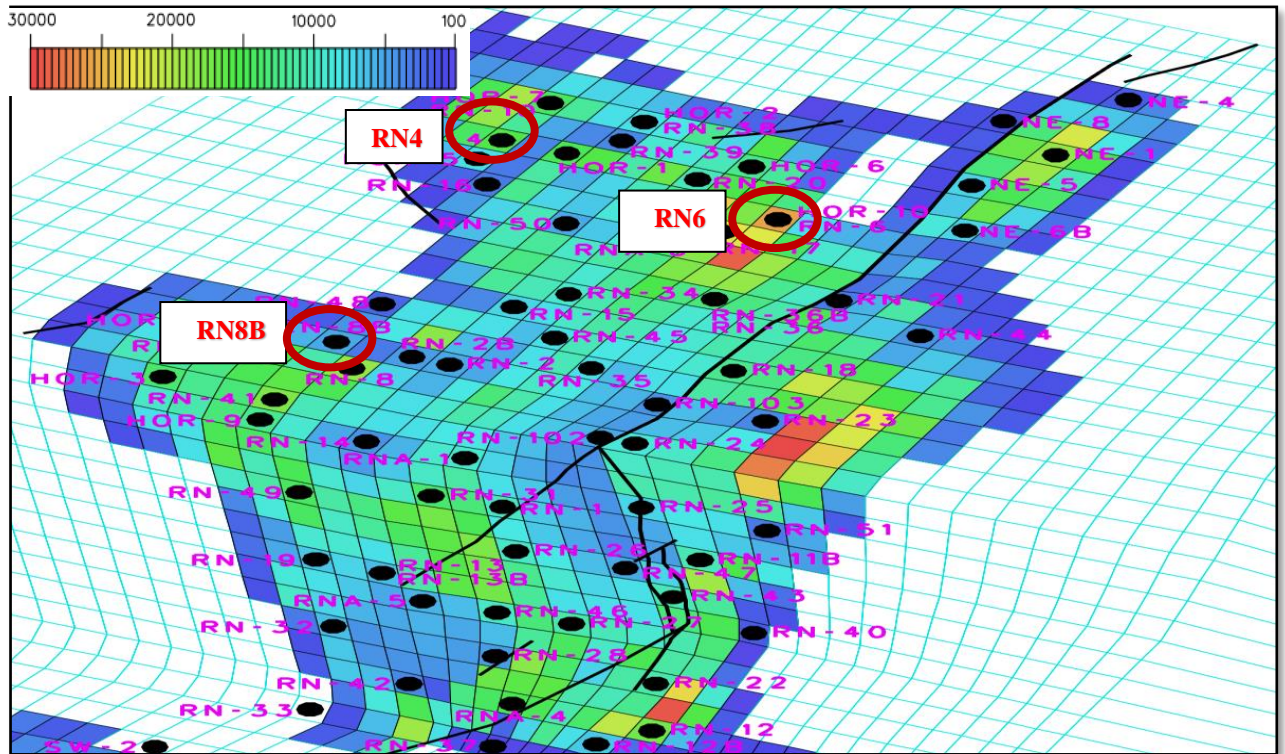


Fig VI.22 : distribution de la richesse en 01/01/2017 d'après le modèle de DMN .

Discussion des résultats :

- On remarquons que les puits (RN4, RN6) se situent dans des régions dont la richesse est importante, cependant ces derniers puits sont des puits injecteurs,
- Le puits RN6 a une pression (légèrement) plus élevée par rapport au puits avoisinants, et une richesse meilleure par rapport au puits (RN34)
- Aussi on remarquons que le puits (RN8B) se situe dans la région où la richesse est faible, cependant ce dernier puits est un puits producteur.

Pour cela il faut convertir les puits (RN4, RN6) à des puits producteurs et le puits (RN8B) à puits injecteur à cause de la faible richesse et l'emplacement de le puits (RN8B) au le périphérique de RNS Central .

VI.11- La modélisation géologique par Petrel:

VI.11.1- L'outil de modélisation :

la compagnie de service pétrolier Schlumberger a développé un logiciel de grande performance Petrel basé sur Windows pour la visualisation 3D, cartographie 2D et 3D, la modélisation et la simulation du réservoir 3D

VI.11.2-Procédures de travail

Pour construire un modèle géologique 3D de la zone étudiée on doit passer par les étapes suivantes :

- Import Data
- construction de model structurale
- propriété modeling

Import Data

Les données utilisées ont été obtenues à partir de la Sonatrach DP RNS.

On recueilli autant de rapports que nous pouvions d'autant de disciplines que possible (géologie, réservoir engineering, pétrophysique, production).

Données des puits:

Les données des puits comprennent ; well head (emplacement de tête de puits dans le monde), well path (la déviation du puits), well log (les diagraphies de puits),

Well heads

Le fichier well head est simplement un fichier ASCII contenant les informations de tête de puits organisée dans des colonnes (attributs). Les données comprennent le nom de puits, XCoord, Y-Coord, Kelly Bushing (KB), les profondeurs, et le symbole de chaque puits. La colonne nom du puits contient les noms des puits tels qu'ils doivent apparaître.

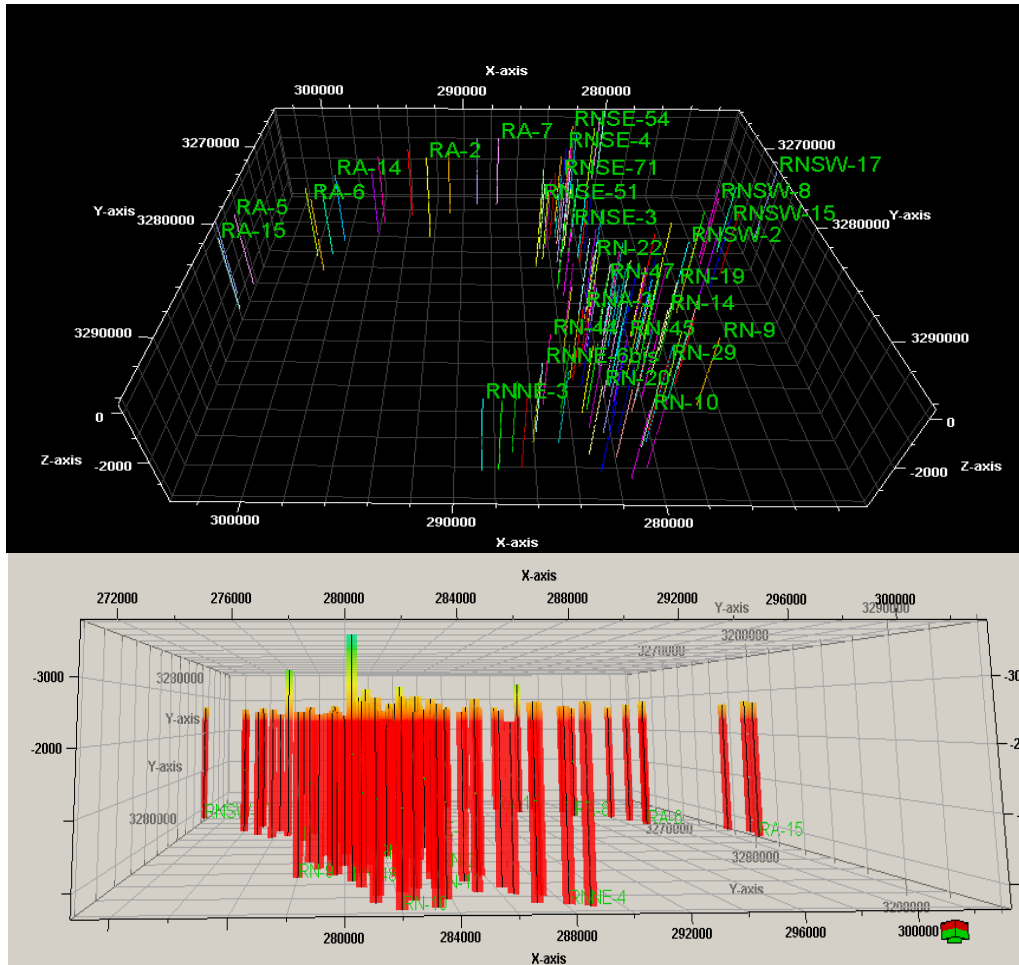


Figure VI.22 : Chargements de données et création de puits.

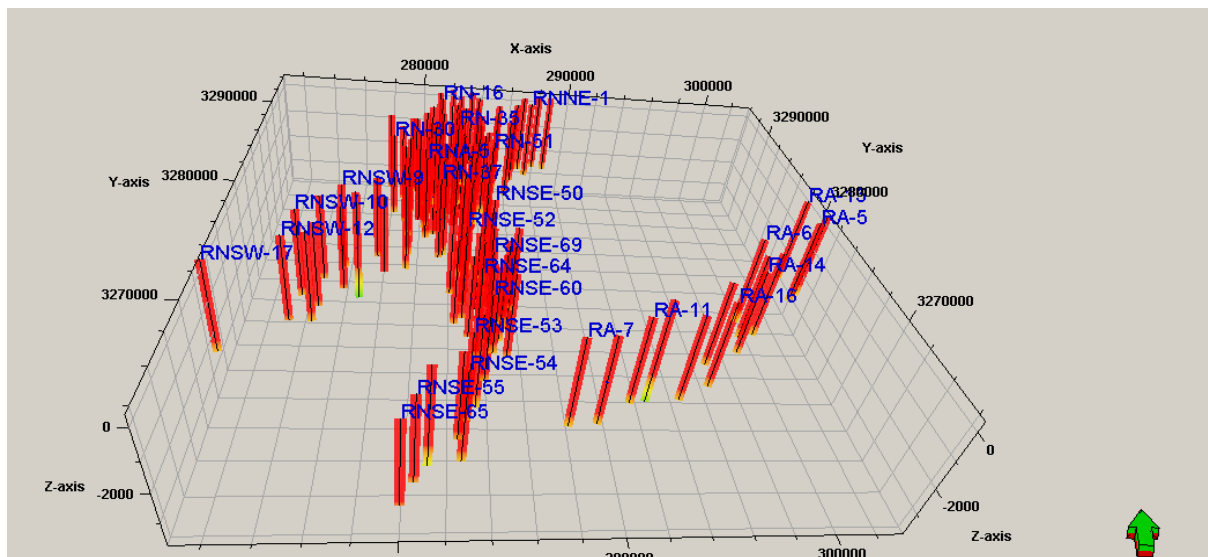


Figure VI.22 : Chargements de données et création de puits.

-Données des failles

Après l'importation des données numérique des failles en trouve plusieurs failles mais selon des études antérieures, il y a quatre failles majeur.

- ✓ Faille à RNC
- ✓ Faille à RNSW
- ✓ Faille à RNSE
- ✓ Faille à RA

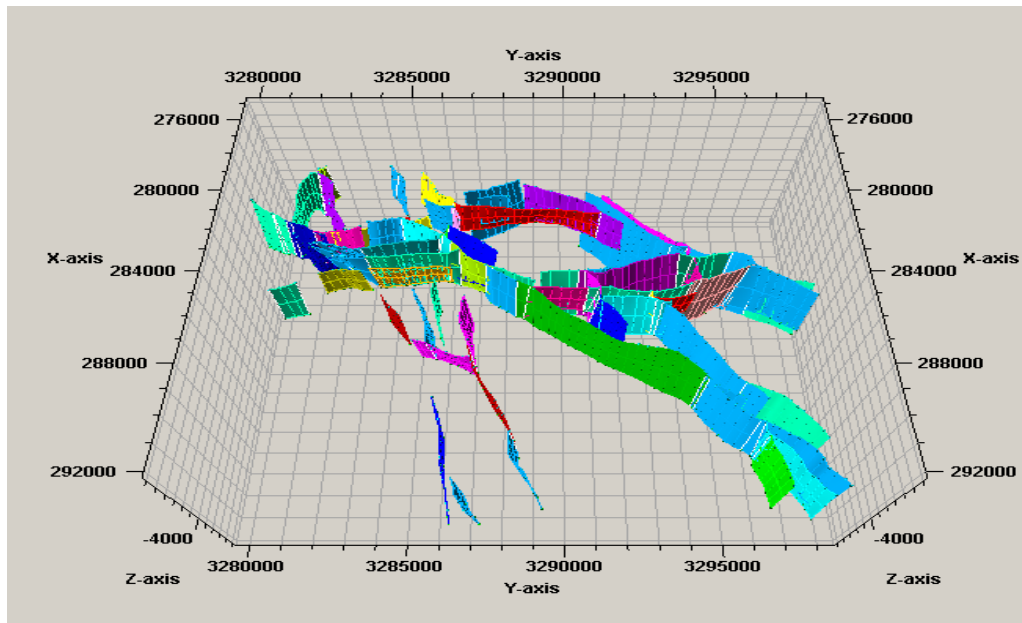


Figure VI.23 : les failles de RNS central

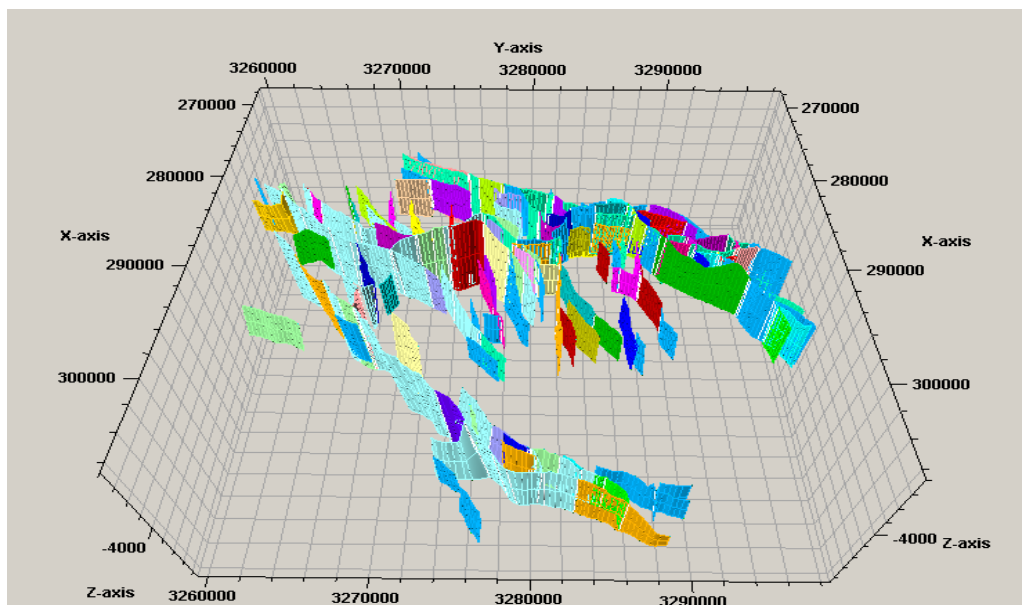


Figure VI.24 : Modèle 3D des Failles de RNS

VI.11. 3-La grille de pilier (Pillar gridding)

C'est une étape très importante dans la réalisation du modèle géologique 3D. où l'on utilise le plan des failles pour construire une grille composée de trois couches (skeleton compose d'un Top, Mid et Bottom) formant le squelette du modèle et susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude.

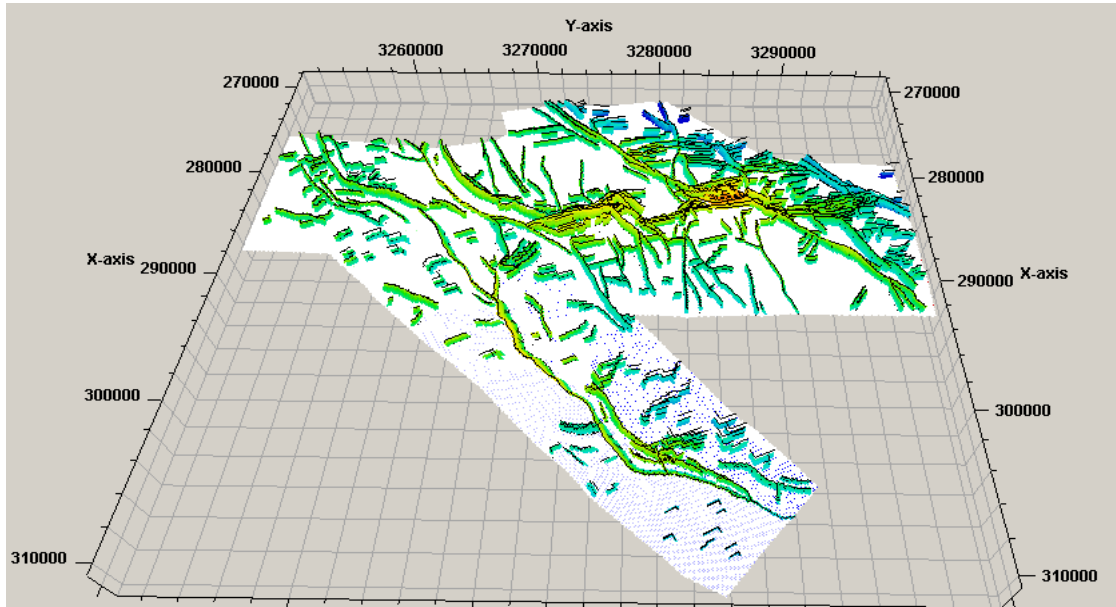


Figure VI.25:Bottom grille

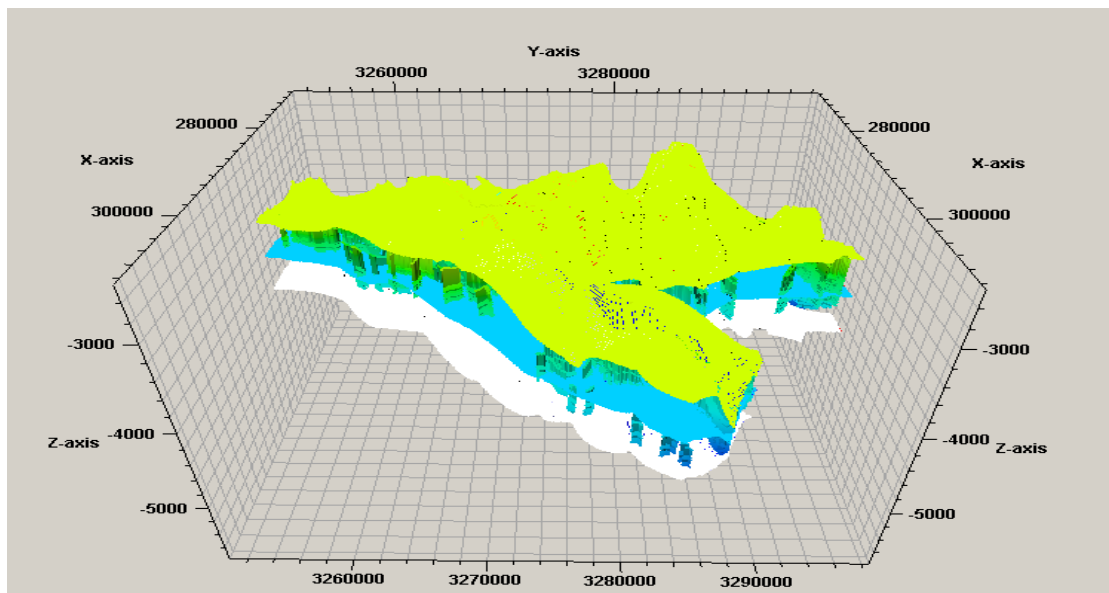


Figure VI.26 : La grille (top,mid et bottom).

VI.11.4-Construction des horizons (make horizons)

Maillage vertical

Le processus Make Horizons est la première étape dans la définition de la stratification verticale de la grille 3D dans Petrel. La stratification verticale de la grille 3D est définie en trois étapes de traitement:

1. Make Horizons : insérez les horizons d'entrée dans le réseau 3D. Les entrées peuvent être des surfaces de sismiques ou well tops, lignes de sismique, ou tous autres points ou lignes délimitant la surface.

2. Make Zones : des horizons supplémentaires sont insérés dans la grille 3D par empilement isochors vers le haut ou vers le bas des horizons précédemment entrés.

3. Make Layers : La dernière étape consiste à faire la stratification à petite échelle, nécessaire pour la modélisation des propriétés. Ces couches définissent la partie supérieure et de la base des cellules du Grille 3D

-Make Horizons

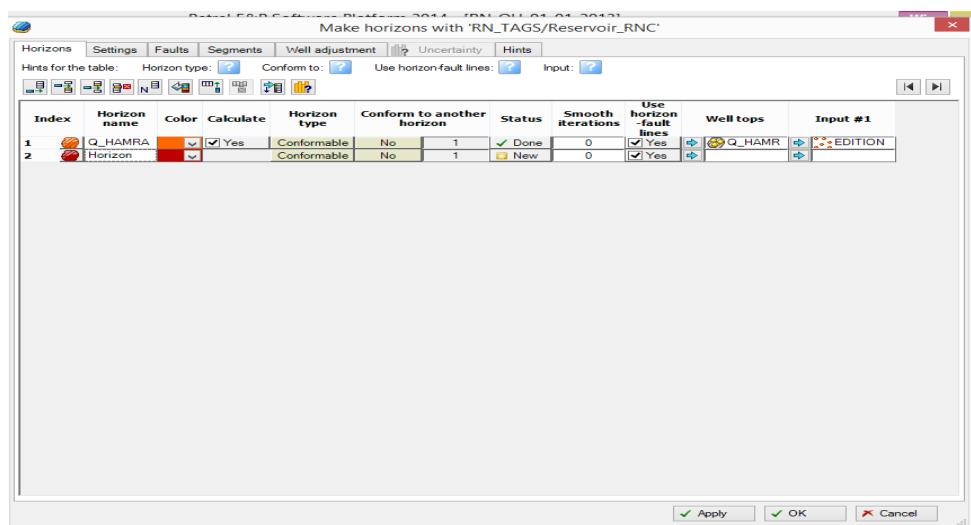


Figure VI.27: Réglages pour le processus Make horizon

-Make Zones

Le processus Make Zones est la prochaine étape dans la définition de la résolution verticale de la grille 3D

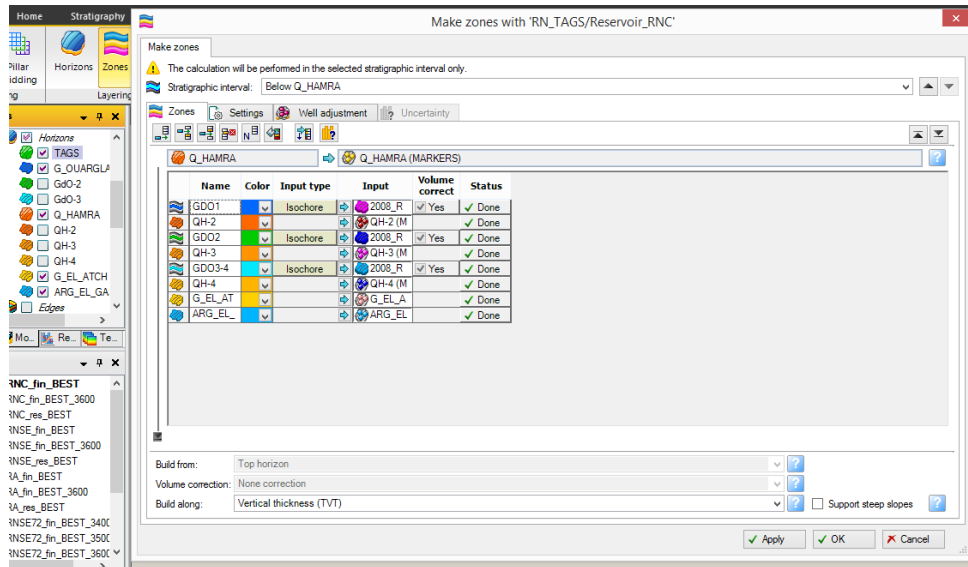


Figure VI.28 : Réglages pour le processus Make zone

-Make Layers

Les processus Make Zones et Make Layers sont les deux dernières étapes dans la définition de la résolution verticale de la grille 3D. Le processus Make Layers permet de définir la résolution verticale finale de la grille en définissant l'épaisseur de la cellule ou le nombre de couches de cellules désirées.

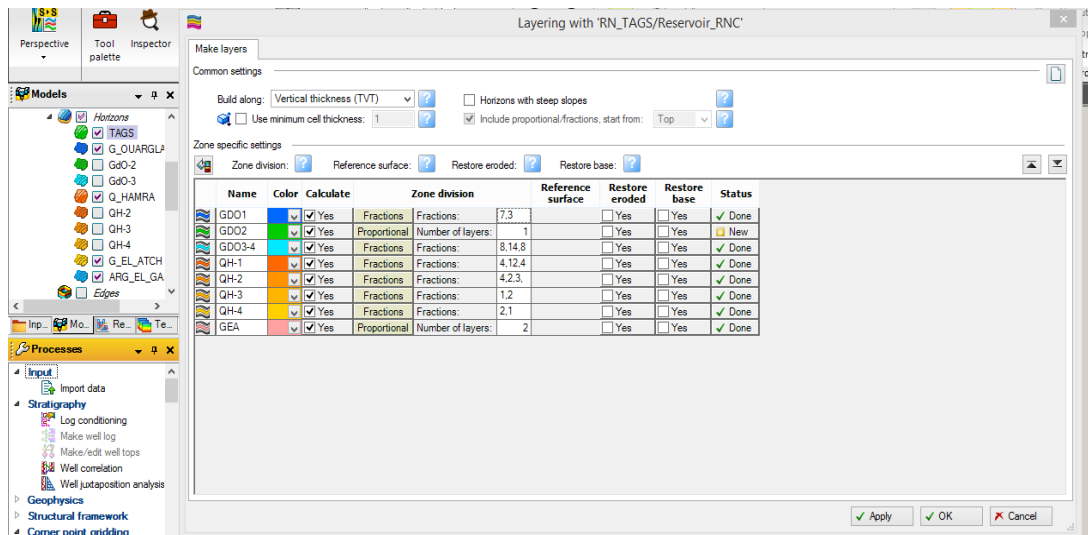


Figure VI.29 : Modèle structurale après le processus Make layers

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure.

Les horizons principaux sont générés à partir des surfaces principales déjà préparées ci-dessus

- TAGS
- G OUREGLA
- Q HAMRA
- ARG ELGASSI.

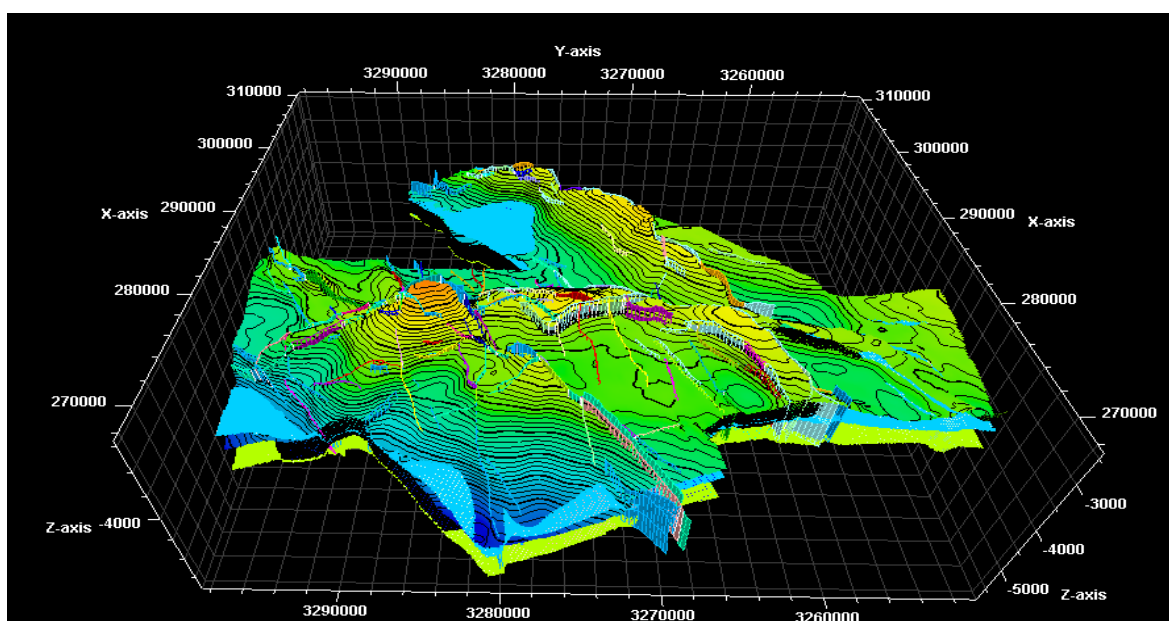


Figure VI.30 : Construction des horizons

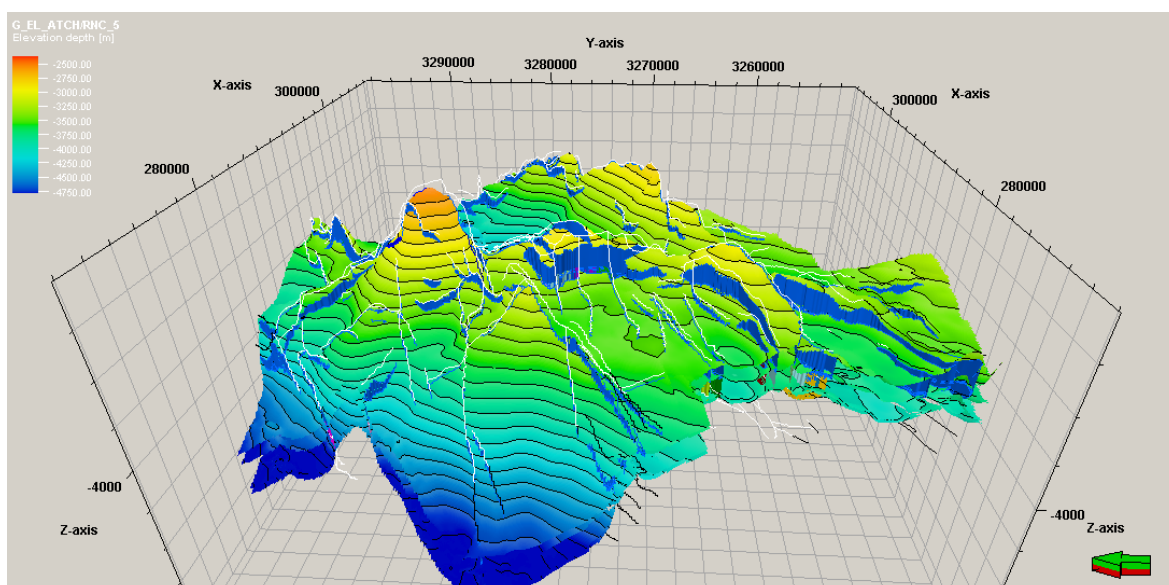


Figure VI.31 : Construction des horizons avec les failles

VI.11.5-Modélisation pétrophysique

L'étude de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...), en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides. Grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question. C'est la méthode de simulation gaussienne qui a été choisie pour modéliser les propriétés pétrophysiques, en utilisant les logs de porosités et perméabilités et logs de saturation d'eau.

-Modèle de porosités

les valeurs de porosité varient généralement de 6.5 à 3 %

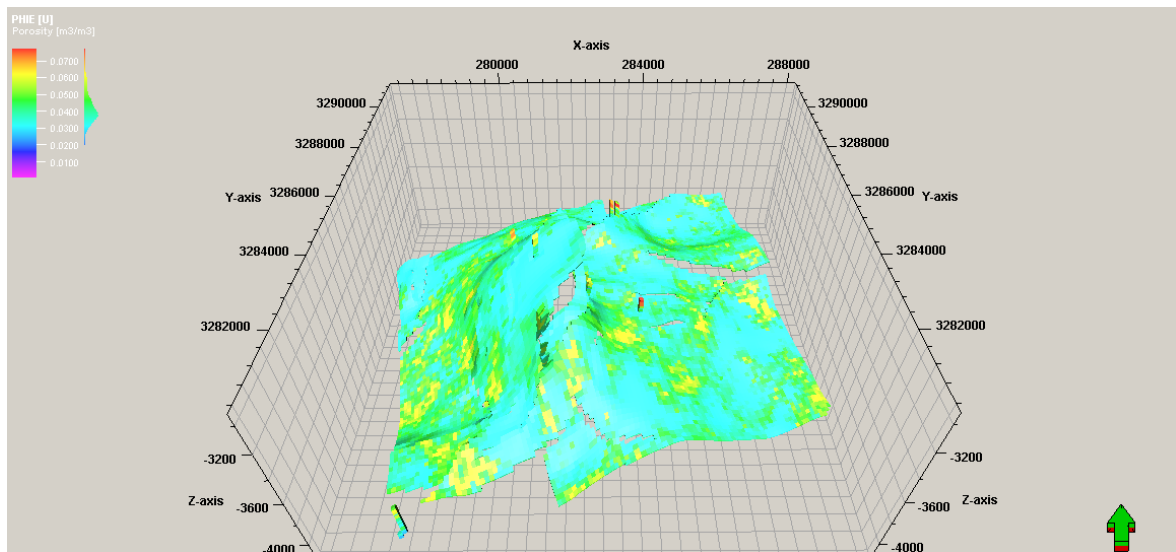


Figure VI.32 : Modèle de porosité 3D de la zone centrale de RNS

-Modèle de perméabilité

Pour générer la grille de perméabilité à travers le modèle, on a suivi la même démarche comme la porosité

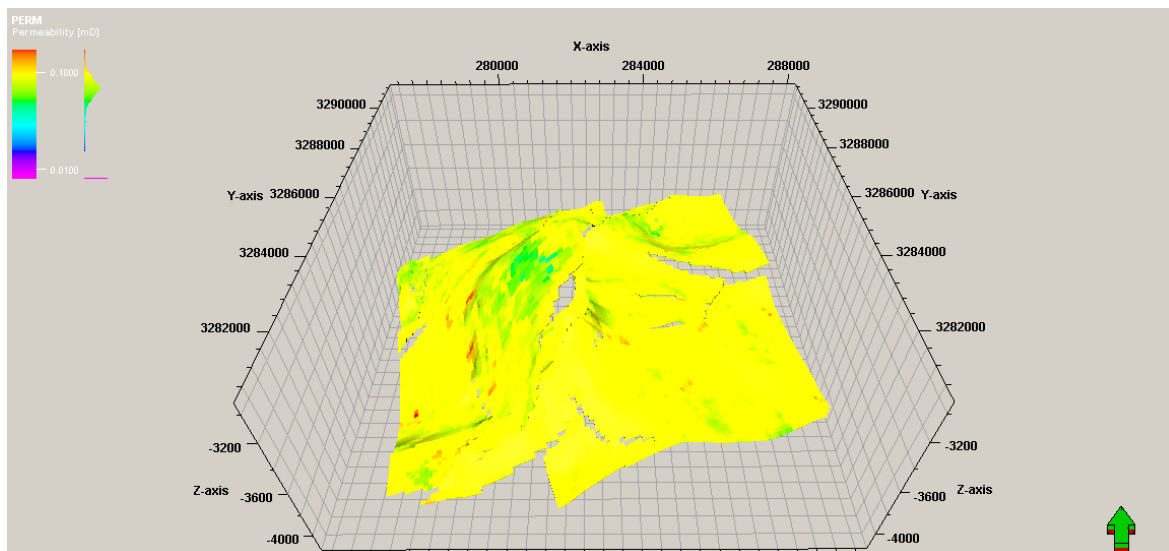


Figure VI.33 : - Modèle de perméabilité 3D de la zone central de RNS

-Modèle de saturation Sw

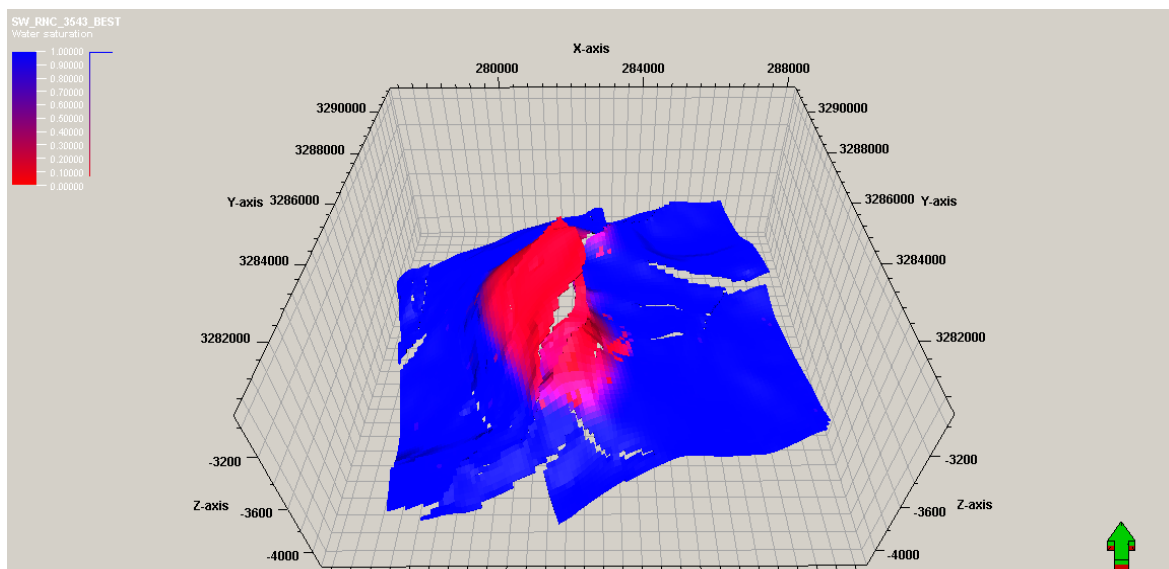


Figure VI.34 : Modèle de la saturation Sw 3D de la zone central de RNS

Ce que on pouvons conclure de cette étude :

- ❖ -Le recyclage du gaz est la meilleure solution aux problèmes causés par la production par la déplétion naturelle. Pour un réservoir de gaz à condensat, le maintien de la pression en remplaçant partiellement le volume laissé vide est souvent la méthode du développement optimum.
- ❖ -Par la méthode de récupération secondaire (Recyclage de gaz), à l'abandon, le taux de récupération est de l'ordre de (60%) pour le gaz et (67%) pour le condensat, pour récupérer d'avantage il faut adopter le «Boosting» afin de pousser la récupération des hydrocarbures à (72.69%) de gaz et (94%) pour les liquides.
- ❖ -Le recyclage de gaz à 70% apparait comme le scénario optimum afin de maximiser la récupération du condensat dans le réservoir TAGS du champ Rhourde Nous. cependant lorsque la demande commerciale sur le gaz augmente , le scénario de recyclage de 60% est la meilleure alternative .
- ❖ -L'arrêt de la réinjection présente les inconvénients suivants:
 - Favorisera la déplétion rapide.
 - Les dépôts de condensat.
 - Les venues d'eau salée saturée.
 - La migration de l'anneau d'huile 'contamination condensat coloré'
- ❖ -L'existence d'un aquifère faiblement actif.
- ❖ -Le recyclage de gaz à 70% apparait comme le scénario optimum ,

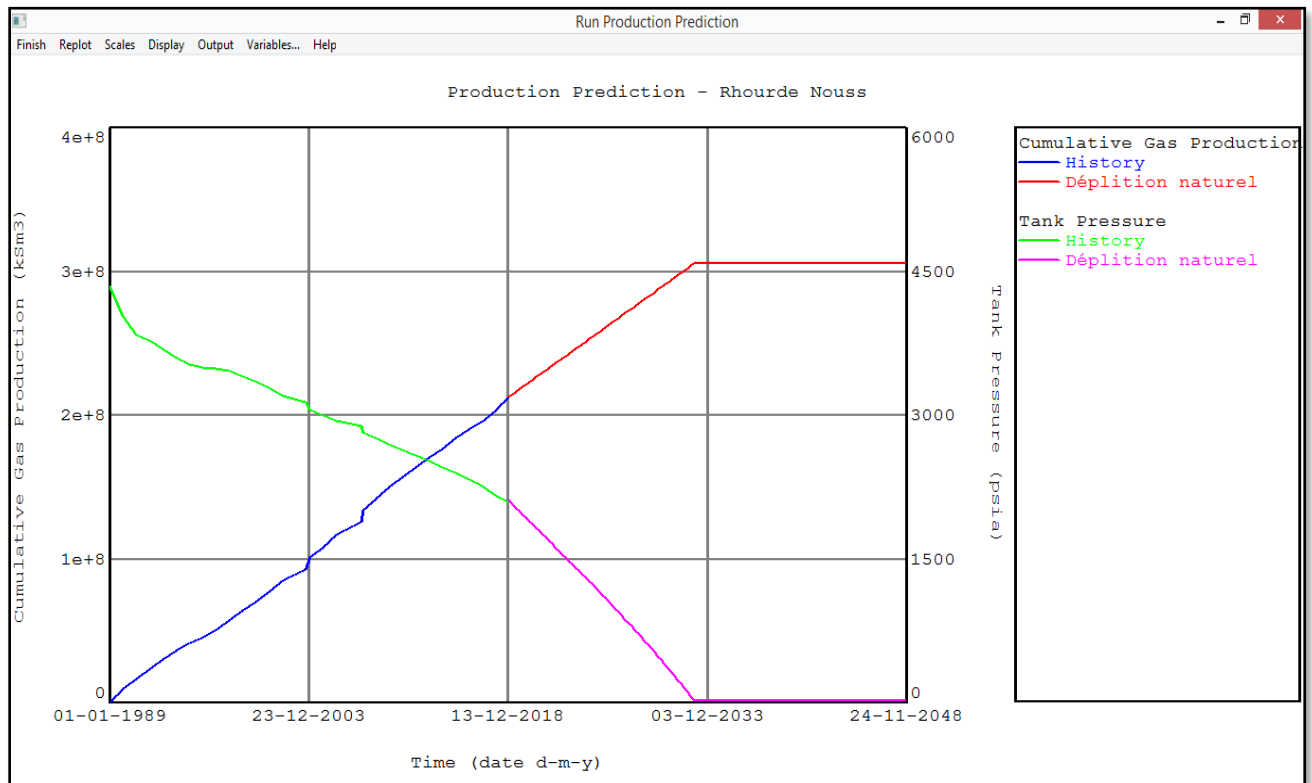
Prospectives :

- ✓ les pattern RNC-Sud et RNC-Est est sur-pressurisé, il est donc nécessaire de diminuer ce taux de recyclage pour avoir une meilleur récupération en liquide
- ✓ Les pattern RNC-SW et RNC-Nord sont sous-préssurisé, il est recommandée de lui -injecter l'excès des pattern meilleur récupération en liquide
- ✓ Afin d'assurer le suivi des puits injecteur, le monitoring ainsi que l'efficacité d'injection, nous devons disposer d'un débit d'injection le plus fiable possible.
- ✓ La structure RNS Centrale est la plus sensible à la réduction d'injection, il est donc nécessaire de maintenir la réinjection dans cette zone pour pouvoir récupérer les volume de liquides restants
- ✓ Le Scenario « Blow-down » prévu en 2022 doit être réévalué avec le model dynamique pour pouvoir prononcer sur la date de mise en service du Boosting
- ✓ Des études géologiques plus approfondies sur ce gisement sont nécessaires pour mieux connaître ses caractéristiques géologiques et petrophysiques pour une meilleure exploitation des ressources énergétiques de ce gisement.

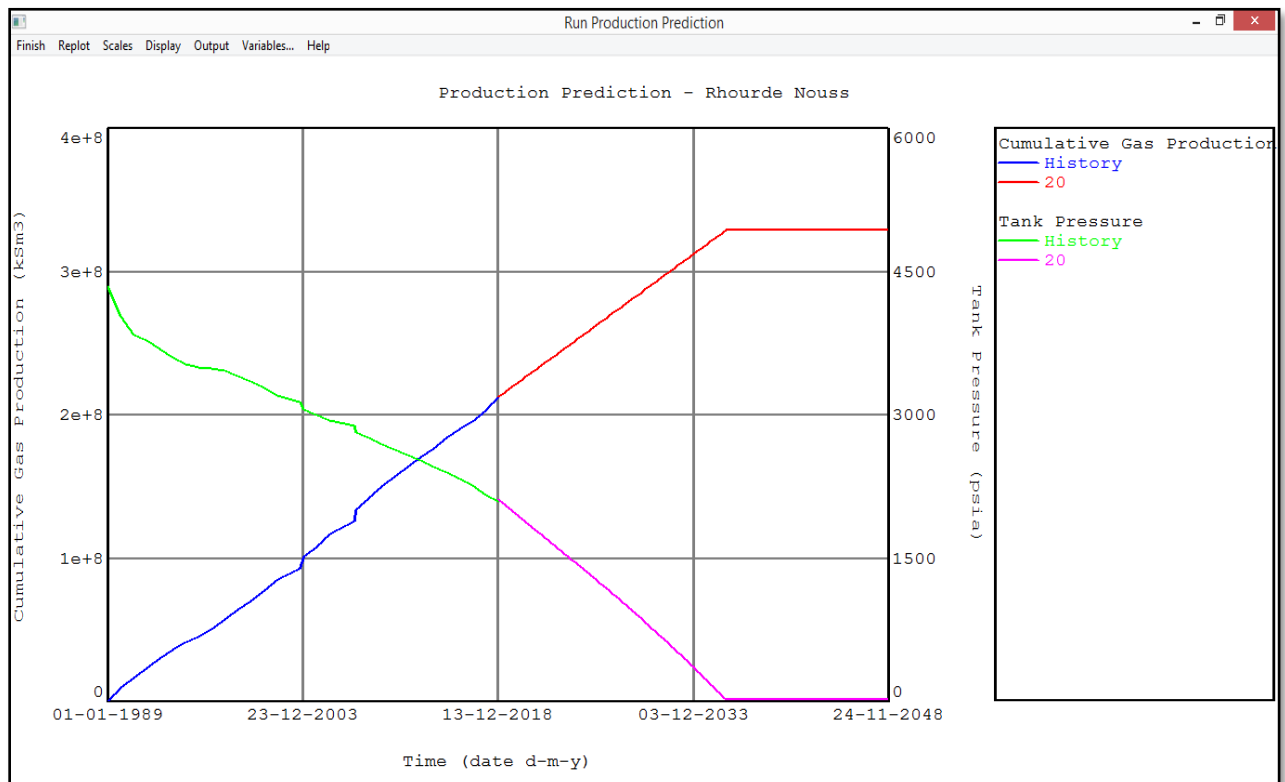
Annexe 01 :production (cumul en 01/01/XXXX)

Date	Réservoir pressure (Psi)	Cum Oil produced (km3)	Cum gas produced (km3)	Cum water produced (km3)	Cum gas injected (km3)
01-01-90	4113,26	1038,56	5,23E+06	0	1,34E+06
01-01-91	4029,06	1995,66	1,00E+07	0	3,26E+06
01-01-92	3843,74	3632,78	1,69E+07	0	6,12E+06
01-01-93	3788,41	4907,77	2,34E+07	0	9,78E+06
01-01-94	3693,83	6149,43	3,01E+07	0	1,33E+07
01-01-95	3605,65	7212,14	3,66E+07	0	1,78E+07
01-01-96	3536,81	7987,97	4,13E+07	5,54	2,15E+07
01-01-97	3496,28	9212,66	4,55E+07	17,02	2,55E+07
01-01-98	3487,6	11020,4	5,07E+07	27,74	3,03E+07
01-01-99	3466,27	12239,9	5,72E+07	33,87	3,51E+07
01-01-00	3410,66	13228	6,42E+07	43,79	4,06E+07
01-01-01	3352,63	14100,7	7,03E+07	54,67	4,50E+07
01-01-02	3280,23	15125,8	7,78E+07	68,57	4,96E+07
01-01-03	3206,13	15996	8,52E+07	83,2	5,36E+07
01-10-04	3134,59	16847,9	9,31E+07	99,86	5,83E+07
01-01-05	3063,34	17660,6	1,01E+08	117,44	6,34E+07
01-01-06	3002,61	18431,8	1,08E+08	135,37	6,85E+07
01-01-07	2944,44	19231,7	1,17E+08	153,64	7,35E+07
01-12-08	2884,13	19958,5	1,26E+08	172,44	7,87E+07
01-01-09	2822,26	20589,3	1,34E+08	189,95	8,37E+07
01-01-10	2764,09	21185,6	1,42E+08	207,01	8,85E+07
01-01-11	2701,94	21711,2	1,50E+08	227,05	9,37E+07
01-01-12	2640,35	22144,6	1,57E+08	246,33	9,86E+07
01-01-13	2583,75	22543	1,64E+08	264,96	1,03E+08
01-01-14	2526,43	22934,2	1,71E+08	280,84	1,07E+08
01-01-15	2464,13	23283,2	1,77E+08	295,92	1,11E+08
01-01-16	2397,71	23584,5	1,84E+08	312,83	1,14E+08
01-01-17	2332,72	23857,2	1,90E+08	329,75	1,17E+08
01-01-18	2270,14	24199,6	1,96E+08	345,72	1,20E+08
01-01-19	2163,32	24543,9	2,03E+08	361,9	1,22E+08

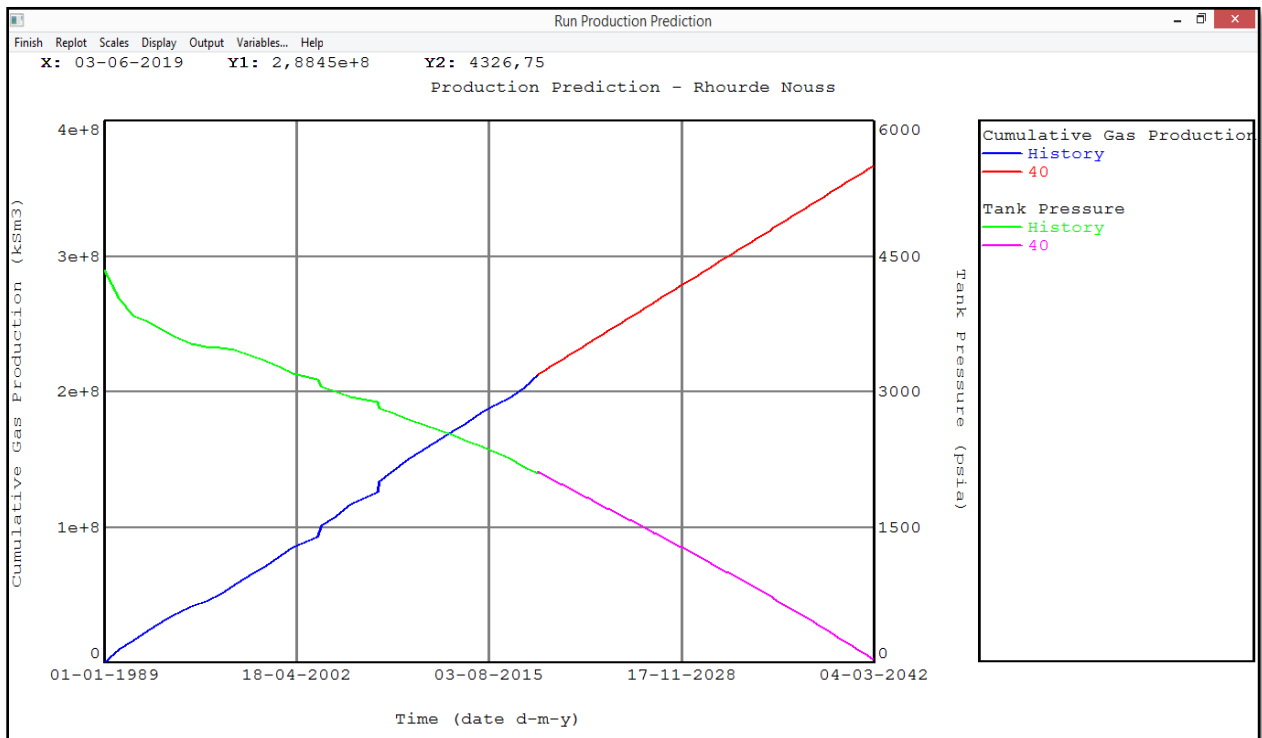
Annexe.02: Présentation des résultats de prévision) (Pression et cumul de gaz) du premier scénario (déplétion naturelle)



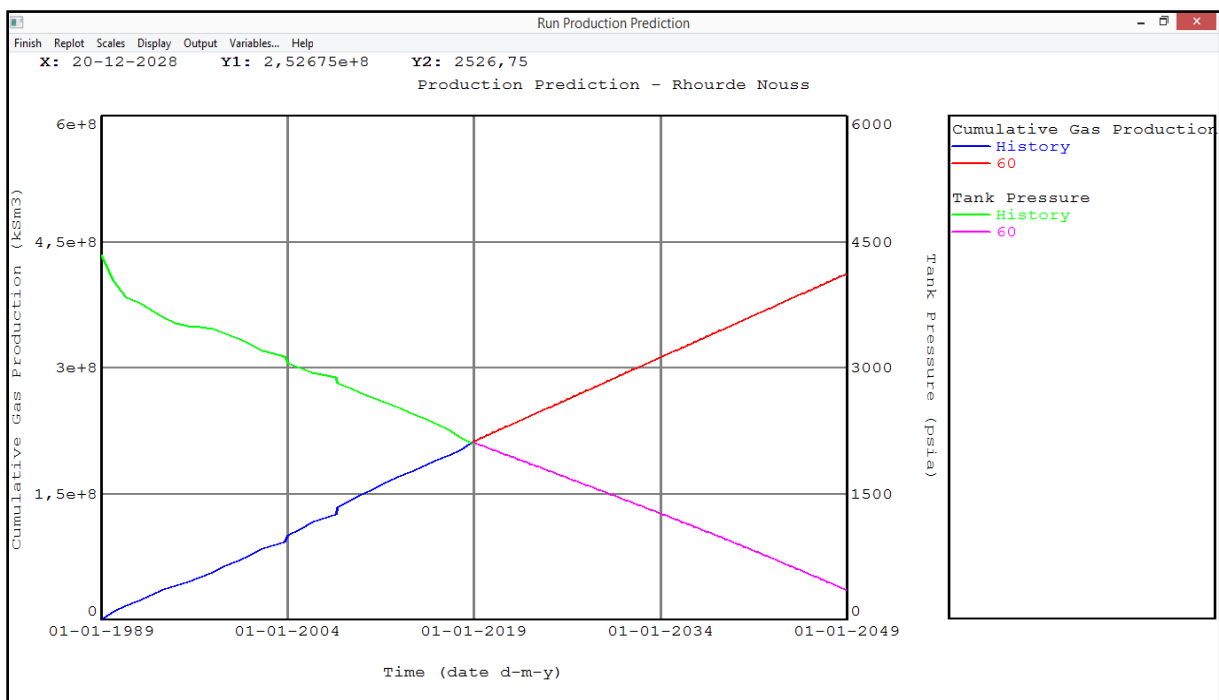
Annexe.03 : Présentation des résultats de prévision) (Pression et cumul de gaz) du second scénario (recyclage du 20% du débit)



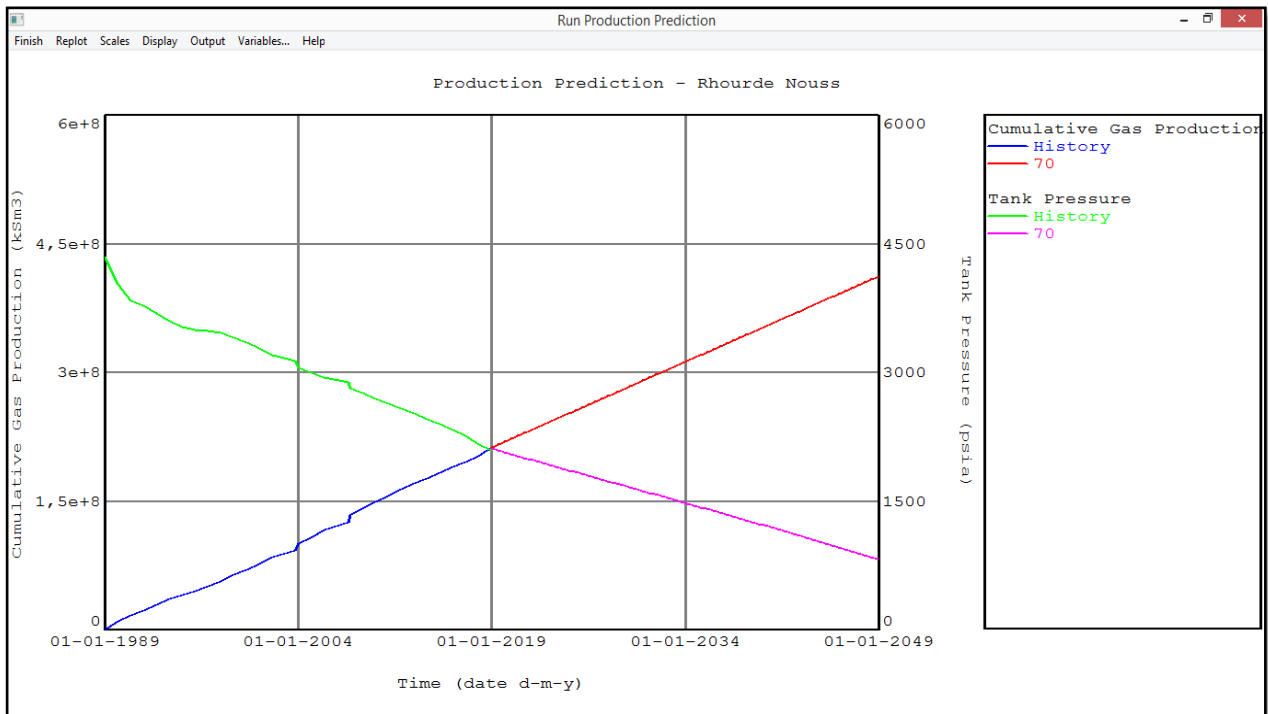
Annexe.04 : Présentation des résultats de prévision) (Pression et cumul de gaz) du troisième scénario (recyclage du 40% du débit)



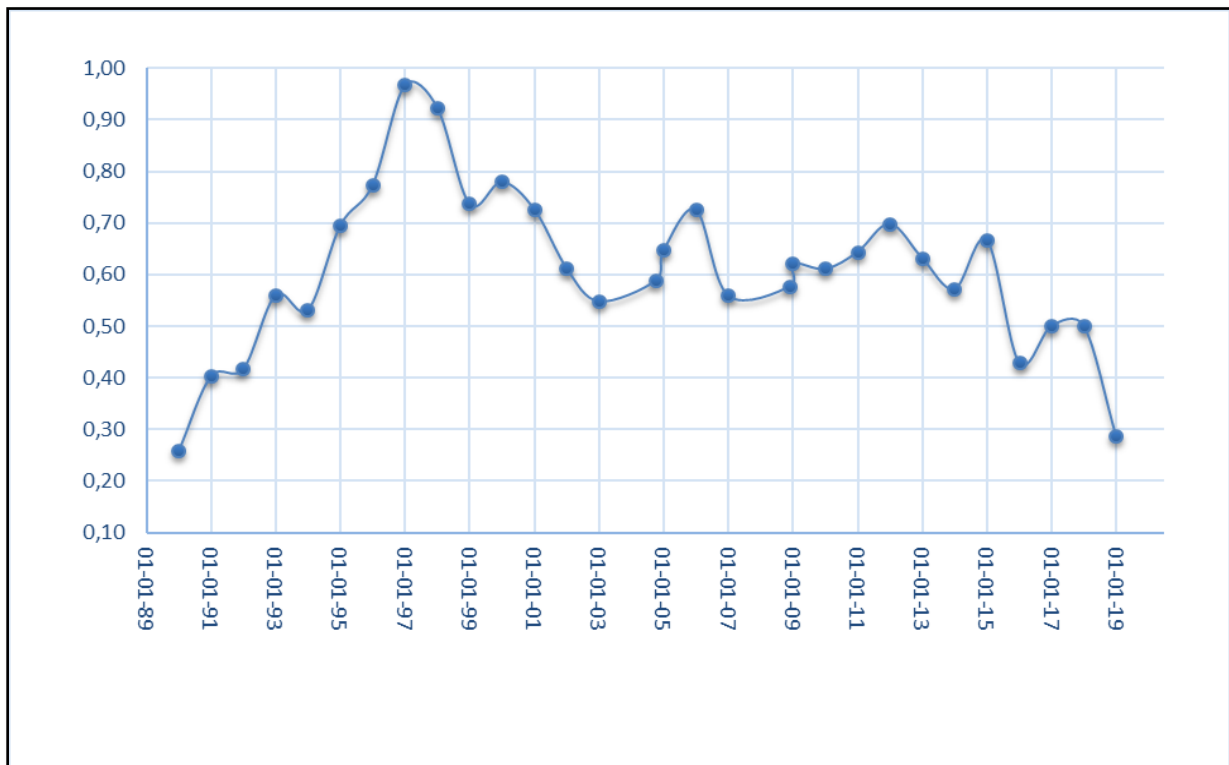
Annexe.05 : Présentation des résultats de prévision) (Pression et cumul de gaz) du troisième scénario (recyclage du 60% du débit)



Annexe 06 : Présentation des résultats de prévision) (Pression et cumul de gaz) du troisième scénario (recyclage du 70% du débit)



Annexe 07: graphe du VRR (RNC)



Annexe.08 : Résultats de prévision du premier scénario (Natural dépletion)

Time (date d- m-y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor %	Gas Recovery Factor %	Cum Oil Produced (km3)	Cum Gas Produced (kSm3)
01-01-19	2114,92	55,9925	48,6884	24643,9	2,13E+08
02-04-19	2079,68	56,259	49,5945	24761,2	2,15E+08
02-07-19	2044,47	56,5236	50,5005	24877,6	2,16E+08
01-10-19	2009,35	56,7865	51,4065	24993,3	2,18E+08
31-12-19	1974,31	57,0477	52,3126	25108,3	2,20E+08
31-03-20	1939,35	57,3073	53,2186	25222,5	2,21E+08
30-06-20	1904,45	57,5652	54,1247	25336,1	2,23E+08
29-09-20	1869,61	57,8216	55,0307	25448,9	2,25E+08
29-12-20	1834,82	58,0765	55,9368	25561,1	2,26E+08
30-03-21	1800,07	58,3299	56,8428	25672,7	2,28E+08
28-09-21	1730,67	58,8325	58,6549	25893,9	2,31E+08
28-12-21	1696	59,0818	59,5609	26003,6	2,33E+08
29-03-22	1661,34	59,3298	60,467	26112,7	2,35E+08
28-06-22	1626,69	59,5766	61,373	26221,3	2,36E+08
27-09-22	1592,03	59,8221	62,2791	26329,4	2,38E+08
27-12-22	1557,36	60,0665	63,1851	26437	2,39E+08
28-03-23	1522,67	60,3098	64,0911	26544	2,41E+08
27-06-23	1487,95	60,552	64,9972	26650,7	2,43E+08
26-09-23	1453,2	60,7932	65,9032	26756,8	2,44E+08
26-12-23	1418,39	61,0335	66,8093	26862,6	2,46E+08
26-03-24	1383,54	61,2728	67,7153	26967,9	2,48E+08
25-06-24	1348,62	61,5113	68,6214	27072,9	2,49E+08
24-12-24	1278,57	61,9859	70,4334	27281,7	2,53E+08
23-09-25	1172,81	62,6925	73,1516	27592,7	2,58E+08
23-12-25	1137,35	62,9268	74,0576	27695,9	2,59E+08
24-03-26	1101,76	63,1606	74,9636	27798,8	2,61E+08
23-06-26	1065,27	63,394	75,8697	27901,5	2,63E+08
22-09-26	1028,41	63,6269	76,7757	28004	2,64E+08
22-12-26	991,386	63,8595	77,6818	28106,4	2,66E+08
22-06-27	916,788	64,3238	79,4939	28310,7	2,69E+08
21-09-27	879,199	64,5557	80,3999	28412,8	2,71E+08
21-12-27	841,405	64,7874	81,3059	28514,8	2,73E+08
20-06-28	765,167	65,2507	83,118	28718,7	2,76E+08
19-09-28	726,705	65,4825	84,0241	28820,7	2,78E+08
19-12-28	688,003	65,7144	84,9301	28922,7	2,79E+08
20-03-29	649,049	65,9465	85,8362	29024,9	2,81E+08
19-06-29	609,836	66,1788	86,7422	29127,2	2,83E+08
18-09-29	570,354	66,4115	87,6482	29229,6	2,84E+08
18-12-29	530,593	66,6446	88,5543	29332,2	2,86E+08
19-03-30	490,544	66,8781	89,4603	29435	2,88E+08

Annexe 09: Résultats de prévision du second scénario (recyclage du 20% du débit)

Time (date d-m-y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor %	Gas Recovery Factor %	Cum Oil Produced (km3)	Cum Gas Produced (kSm3)	Cum Gas Recycled (kSm3)
01-01-19	2114,92	55,9925	48,6884	24643,9	2,13E+08	0
31-12-19	2002,42	57,0453	51,5878	25107,3	2,20E+08	1,32E+06
31-03-20	1974,42	57,3033	52,3126	25220,8	2,21E+08	1,66E+06
29-09-20	1918,54	57,8131	53,7623	25445,2	2,25E+08	2,32E+06
30-03-21	1862,81	58,315	55,2119	25666,1	2,28E+08	2,98E+06
28-09-21	1807,19	58,8093	56,6616	25883,6	2,31E+08	3,64E+06
28-06-22	1723,89	59,5369	58,8361	26203,9	2,36E+08	4,64E+06
27-12-22	1696,14	59,7758	59,5609	26309	2,38E+08	4,97E+06
28-03-23	1668,4	60,0131	60,2858	26413,4	2,39E+08	5,30E+06
27-06-23	1640,65	60,2486	61,0106	26517,1	2,41E+08	5,63E+06
26-09-23	1612,89	60,4824	61,7354	26620	2,43E+08	5,96E+06
26-12-23	1585,12	60,7145	62,4603	26722,2	2,44E+08	6,29E+06
26-03-24	1557,34	60,9451	63,1851	26823,6	2,46E+08	6,62E+06
24-09-24	1501,71	61,4013	64,6348	27024,4	2,49E+08	7,29E+06
24-12-24	1473,85	61,627	65,3596	27123,8	2,51E+08	7,62E+06
24-06-25	1418,03	62,0738	66,8093	27320,4	2,54E+08	8,28E+06
23-09-25	1390,06	62,295	67,5341	27417,8	2,56E+08	8,61E+06
23-12-25	1362,04	62,5146	68,2589	27514,4	2,58E+08	8,94E+06
22-09-26	1277,66	63,1647	70,4334	27800,6	2,63E+08	9,94E+06
22-12-26	1249,4	63,3785	71,1583	27894,7	2,64E+08	1,03E+07
23-03-27	1221,08	63,5909	71,8831	27988,1	2,66E+08	1,06E+07
21-12-27	1135,63	64,2196	74,0576	28264,9	2,71E+08	1,16E+07
21-03-28	1106,92	64,4264	74,7824	28355,9	2,73E+08	1,19E+07
19-12-28	1018,53	65,0384	76,9569	28625,2	2,78E+08	1,29E+07
18-12-29	899,174	65,835	79,8563	28975,8	2,84E+08	1,42E+07
19-03-30	869,035	66,0306	80,5811	29061,9	2,86E+08	1,46E+07

Annexe.10 : Résultats de prévision du second scénario (recyclage du 40% du débit)

Time (date d-m- y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor	Gas Recovery Factor	Cum Oil Produced (km3)	Cum Gas Produced (kSm3)	Cum Gas Recycled (kSm3)
01-01-19	2114,92	55,992	48,6884	24643,9	2,13E+08	0
02-04-19	2093,78	56,25	49,232	24761,2	2,15E+08	662480
31-12-19	2030,58	57,04	50,8629	25106,2	2,20E+08	2,65E+06
31-03-20	2009,57	57,299	51,4065	25219	2,21E+08	3,31E+06
29-12-20	1946,68	58,053	53,0374	25551,1	2,26E+08	5,30E+06
30-03-21	1925,75	58,3	53,581	25659,7	2,28E+08	5,96E+06
29-06-21	1904,85	58,544	54,1247	25767,2	2,30E+08	6,62E+06
29-03-22	1842,22	59,26	55,7556	26083,7	2,35E+08	8,61E+06
28-06-22	1821,37	59,499	56,2992	26187,2	2,36E+08	9,27E+06
27-09-22	1800,52	59,73	56,8428	26289,8	2,38E+08	9,94E+06
27-12-22	1779,68	59,962	57,3864	26391,3	2,39E+08	1,06E+07
28-03-23	1758,85	60,191	57,9301	26491,8	2,41E+08	1,13E+07
27-06-23	1738,01	60,417	58,4737	26591,4	2,43E+08	1,19E+07
26-03-24	1675,51	61,083	60,1046	26884,5	2,48E+08	1,39E+07
25-06-24	1654,67	61,3	60,6482	26980,3	2,49E+08	1,46E+07
23-09-25	1550,3	62,357	63,3663	27445,4	2,58E+08	1,79E+07
23-12-25	1529,39	62,562	63,9099	27535,7	2,59E+08	1,85E+07
24-03-26	1508,45	62,76	64,4536	27625,1	2,61E+08	1,92E+07
23-03-27	1424,48	63,55	66,6281	27973,7	2,68E+08	2,19E+07
22-06-27	1403,42	63,75	67,1717	28058,6	2,69E+08	2,25E+07
21-09-27	1382,33	63,941	67,7153	28142,6	2,71E+08	2,32E+07
21-12-27	1361,21	64,13	68,2589	28225,8	2,73E+08	2,38E+07
21-03-28	1340,05	64,317	68,8026	28308	2,74E+08	2,45E+07
20-06-28	1318,86	64,502	69,3462	28389,4	2,76E+08	2,52E+07
19-09-28	1297,62	64,685	69,8898	28469,9	2,78E+08	2,58E+07
19-12-28	1276,35	64,866	70,4334	28549,5	2,79E+08	2,65E+07
20-03-29	1255,03	65,045	70,9771	28628,3	2,81E+08	2,72E+07
19-06-29	1233,67	65,222	71,5207	28706,1	2,83E+08	2,78E+07
18-09-29	1212,26	65,39	72,0643	28783,1	2,84E+08	2,85E+07
18-12-29	1190,81	65,569	72,6079	28859,1	2,86E+08	2,91E+07
19-03-30	1169,3	65,74	73,1516	28934,3	2,88E+08	2,98E+07

Annexe.11 : Résultats de prévision du second scénario (recyclage du 60% du débit)

Time (date d- m-y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor	Gas Recovery Factor	Cum Oil Produced (km3)	Cum Gas Produced (kSm3)	Cum Gas Recycled (kSm3)
01-01-19	2114,92	55,9925	48,6884	24643,9	2,13E+08	0
02-04-19	2100,84	56,259	49,0508	24761,2	2,15E+08	993720
02-07-19	2086,82	56,5224	49,4133	24877,1	2,16E+08	1,99E+06
01-10-19	2072,8	56,783	49,7757	24991,8	2,18E+08	2,98E+06
31-03-20	2044,81	57,2954	50,5005	25217,3	2,21E+08	4,97E+06
30-06-20	2030,82	57,5474	50,8629	25328,2	2,23E+08	5,96E+06
29-09-20	2016,85	57,7965	51,2253	25437,9	2,25E+08	6,96E+06
30-03-21	1988,93	58,2864	51,9502	25653,5	2,28E+08	8,94E+06
29-06-21	1974,98	58,5271	52,3126	25759,4	2,30E+08	9,94E+06
28-09-21	1961,03	58,7652	52,675	25864,2	2,31E+08	1,09E+07
28-12-21	1947,1	59,0006	53,0374	25967,8	2,33E+08	1,19E+07
28-06-22	1919,24	59,4632	53,7623	26171,4	2,36E+08	1,39E+07
27-12-22	1891,4	59,9153	54,4871	26370,4	2,39E+08	1,59E+07
28-03-23	1877,49	60,1374	54,8495	26468,1	2,41E+08	1,69E+07
26-09-23	1849,67	60,5738	55,5743	26660,2	2,44E+08	1,89E+07
26-12-23	1835,76	60,7882	55,9368	26754,6	2,46E+08	1,99E+07
26-03-24	1821,85	61	56,2992	26847,8	2,48E+08	2,09E+07
23-09-25	1738,4	62,2185	58,4737	27384,1	2,58E+08	2,68E+07
24-03-26	1710,56	62,6051	59,1985	27554,3	2,61E+08	2,88E+07
22-09-26	1682,71	62,9821	59,9233	27720,2	2,64E+08	3,08E+07
23-03-27	1654,84	63,3496	60,6482	27881,9	2,68E+08	3,28E+07
22-06-27	1640,9	63,5298	61,0106	27961,3	2,69E+08	3,38E+07
21-09-27	1626,94	63,7077	61,373	28039,6	2,71E+08	3,48E+07
21-12-27	1612,99	63,8833	61,7354	28116,8	2,73E+08	3,58E+07
21-03-28	1599,02	64,0565	62,0978	28193,1	2,74E+08	3,68E+07
20-06-28	1585,04	64,2275	62,4603	28268,3	2,76E+08	3,78E+07
19-09-28	1571,06	64,3962	62,8227	28342,6	2,78E+08	3,88E+07
19-12-28	1557,07	64,5626	63,1851	28415,8	2,79E+08	3,97E+07
20-03-29	1543,06	64,7268	63,5475	28488,1	2,81E+08	4,07E+07
19-06-29	1529,05	64,8887	63,9099	28559,4	2,83E+08	4,17E+07
18-09-29	1515,02	65,0484	64,2723	28629,6	2,84E+08	4,27E+07
18-12-29	1500,99	65,2059	64,6348	28698,9	2,86E+08	4,37E+07
19-03-30	1486,94	65,3611	64,9972	28767,3	2,88E+08	4,47E+07

Annexe.12: Résultats de prévision du second scénario (recyclage du 70% du débit)

Time (date d-m- y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor	Gas Recovery Factor	Cum Gas Produced (kSm3)	Cum Gas Recycled (kSm3)
01-01-19	2114,92	55,9925	48,6884	2,13E+08	0
02-04-19	2104,38	56,259	48,9602	2,15E+08	1,16E+06
02-07-19	2093,89	56,5222	49,232	2,16E+08	2,32E+06
01-10-19	2083,41	56,7824	49,5039	2,18E+08	3,48E+06
31-12-19	2072,93	57,0395	49,7757	2,20E+08	4,64E+06
29-09-20	2041,53	57,7924	50,5911	2,25E+08	8,12E+06
29-12-20	2031,07	58,0374	50,8629	2,26E+08	9,27E+06
30-03-21	2020,61	58,2794	51,1347	2,28E+08	1,04E+07
28-12-21	1989,26	58,988	51,9502	2,33E+08	1,39E+07
29-03-22	1978,81	59,2184	52,222	2,35E+08	1,51E+07
28-03-23	1937,04	60,1117	53,3092	2,41E+08	1,97E+07
26-12-23	1905,73	60,7526	54,1247	2,46E+08	2,32E+07
24-09-24	1874,42	61,3693	54,9401	2,51E+08	2,67E+07
24-12-24	1863,99	61,5695	55,2119	2,53E+08	2,78E+07
25-03-25	1853,55	61,7671	55,4837	2,54E+08	2,90E+07
23-09-25	1832,68	62,1546	56,0274	2,58E+08	3,13E+07
23-12-25	1822,24	62,3445	56,2992	2,59E+08	3,25E+07
24-03-26	1811,8	62,5319	56,571	2,61E+08	3,36E+07
22-12-26	1780,47	63,0789	57,3864	2,66E+08	3,71E+07
23-03-27	1770,02	63,2563	57,6582	2,68E+08	3,83E+07
22-06-27	1759,57	63,4313	57,9301	2,69E+08	3,94E+07
21-09-27	1749,12	63,6038	58,2019	2,71E+08	4,06E+07
21-12-27	1738,67	63,7739	58,4737	2,73E+08	4,17E+07
21-03-28	1728,21	63,9417	58,7455	2,74E+08	4,29E+07
20-06-28	1717,75	64,107	59,0173	2,76E+08	4,41E+07
19-09-28	1707,28	64,2701	59,2891	2,78E+08	4,52E+07
19-12-28	1696,82	64,4308	59,5609	2,79E+08	4,64E+07
20-03-29	1686,35	64,5891	59,8327	2,81E+08	4,75E+07
18-12-29	1654,91	65,0505	60,6482	2,86E+08	5,10E+07
19-03-30	1644,42	65,1998	60,92	2,88E+08	5,22E+07

Annexe.13 : à propos de Software MBAL 10.5

Le package MBAL 10.5 fait partie de l'Integrated Production Modelling Toolkit (IPM) de Petroleum Experts v7.5

MBAL est un outils de réservoir Engineering , utilise comme équations de bases , le bilan de matière, afin de modéliser le réservoir (en le considérant comme une seule cellule , par contre la simulation avancée nécessite un maillage) , MBAL est l'outils de base pour l'ingénieur réservoir qui lui sert à définir les réserves en place , les régimes de drainage, une étape nécessaire avant la réalisation de modèles de simulation complexes .

MBAL permet de faire des calages de l'historique de production (history-matching) pour les réservoirs existants. Des profils de production réalistes peuvent être appliqués aux réservoirs.

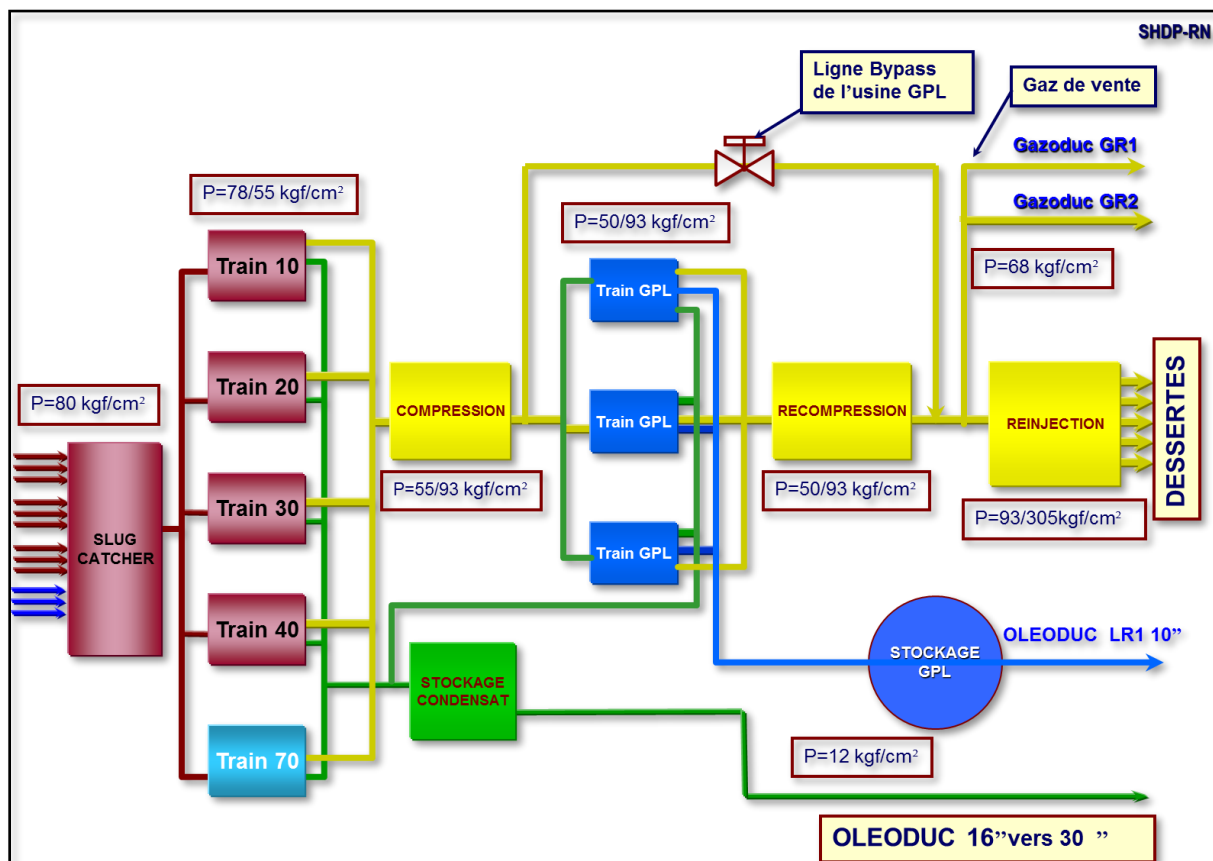
Applications:

- Calage de la performance du réservoir pour identifier les régimes de drainage et les réserves initialement en place.
- La modélisation de l'aquifère.
- Générer des profils de production
- Faire des études de développement
- Modélisation de la performance des réservoirs de gaz à condensat pour les cas de la déplétion et du recyclage.
- Analyse des courbes de déclin (DCA)
- Simulations Monté Carlo
- Modélisation du déplacement du front 1D
- Calibrer les courbes de perméabilité relative en fonction des données de la performance du champ
- Contrôle de l'injection et du recyclage .

Annexe.14 : MBL PVT Input

Input Parameters			Correlations	
Separator pressure	455,601	psia	Gas viscosity	Lee et al
Separator temperature	75,2	deg F		
Separator GOR	3932	m3/m3		
Separator gas gravity	0,651	sp. gravity		
Tank GOR	5	m3/m3		
Tank gas gravity	0,651	sp. gravity		
Condensate gravity	771	Kg/m3		
Water salinity	326000	ppm		
Dewpoint at reservoir temperature	4000	psia		
Reservoir temperature	201,2	deg F		
Reservoir pressure	4247,38	psia		
Mole Percent H2S	0		<input type="checkbox"/> Use Tables	
Mole Percent CO2	0,54		<input checked="" type="checkbox"/> Model Water Vapour	
Mole Percent N2	0,73			

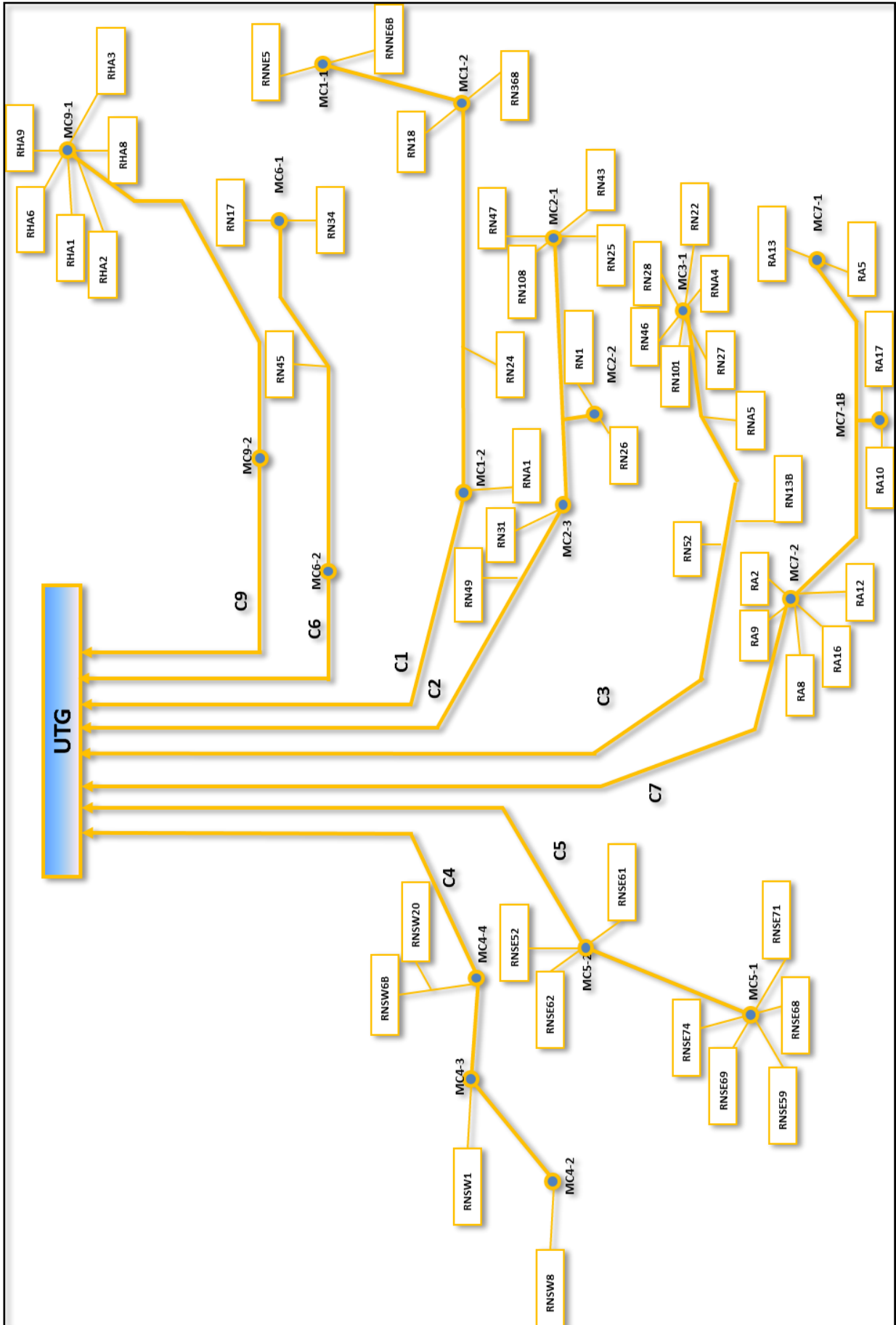
Annexe.15 : SCHEMA SIMPLIFIE DU PROCEDURE PHASE « A & B »



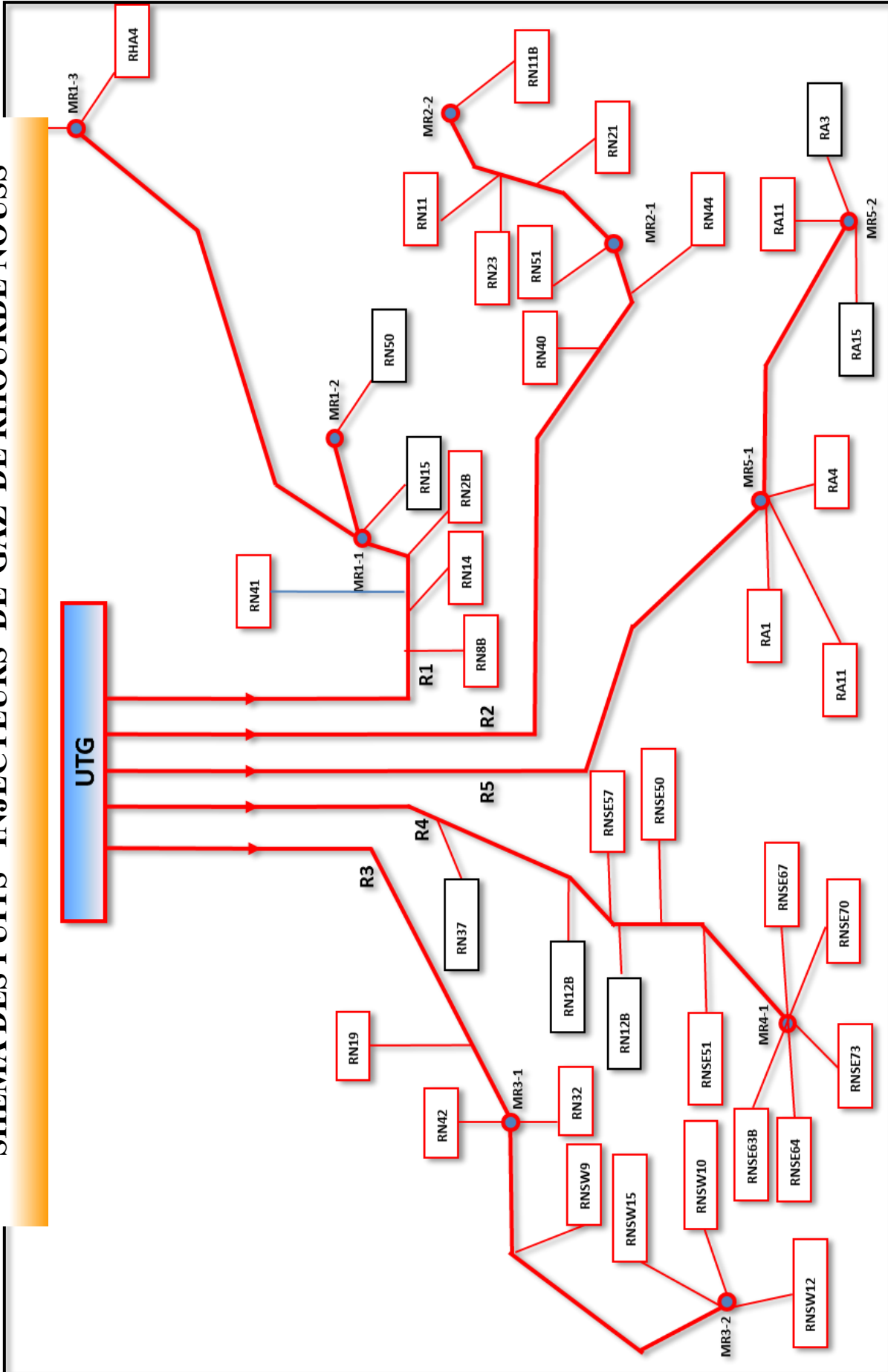
Annexe.16 : Résultats de prévisions du Scénario Blow down (réinjection avec 70% jusqu'au 01-07-22– arrêt de recyclage)

Time (date d- m-y)	Tank Pressure (psia)	Oil Recovery Factor	Gas Recovery Factor	Cum Oil Produced (km3)	Cum Gas Produced (kSm3)	Cum Gas Recycled (kSm3)
01-01-19	2042	56,884	49,464	24643,9	2,13E+08	0
01-07-19	2020,92	57,4	50,0132	24870,7	2,16E+08	2,31E+06
01-01-20	1999,66	57,927	50,5716	25095,9	2,20E+08	4,65E+06
01-07-20	1978,66	58,429	51,1238	25313,3	2,23E+08	6,97E+06
01-01-21	1957,44	58,924	51,6822	25527,8	2,26E+08	9,31E+06
01-07-21	1936,58	59,399	52,2314	25733,6	2,30E+08	1,16E+07
01-01-22	1915,38	59,87	52,7898	25937,8	2,33E+08	1,40E+07
01-07-22	1886,5	60,321	53,5515	26133	2,36E+08	1,59E+07
01-01-23	1815,38	60,77	55,4126	26327,6	2,40E+08	1,59E+07
01-07-23	1745,65	61,208	57,2435	26517,1	2,43E+08	1,59E+07
01-01-24	1674,92	61,648	59,1047	26708	2,46E+08	1,59E+07
01-07-24	1605,07	62,08	60,9456	26895	2,50E+08	1,59E+07
01-01-25	1534,48	62,513	62,8068	27082,6	2,53E+08	1,59E+07
01-07-25	1465,01	62,93	64,6376	27265,6	2,56E+08	1,59E+07
01-01-26	1394,28	63,362	66,4988	27450,3	2,60E+08	1,59E+07
01-07-26	1324,55	63,779	68,3296	27630,9	2,63E+08	1,59E+07
01-01-27	1253,42	64,2	70,1908	27813,3	2,66E+08	1,59E+07
01-07-27	1183,16	64,612	72,0216	27991,8	2,69E+08	1,59E+07
01-01-28	1111,34	65,029	73,8828	28172,5	2,73E+08	1,59E+07
01-07-28	1038,44	65,44	75,7238	28350,5	2,76E+08	1,59E+07
01-01-29	964,174	65,854	77,5849	28529,9	2,79E+08	1,59E+07
01-07-29	890,497	66,26	79,4158	28705,9	2,83E+08	1,59E+07
01-01-30	814,903	66,673	81,277	28884,6	2,86E+08	1,59E+07

SCHEMA SIMPLIFIE RESEAUX COLLECTES PUIITS PRODUCTEURS DE GAZ



SCHEMA DES PUIITS INJECTEURS DE GAZ DE RHOORDE NOUSS



Références bibliographiques

1. Ammar Nadji , cours de « Material balance » IAP Boumerdes (2015) .
2. BEICIP , evaluation de reserves (région de Rhourde Nous) Volume 3 (1990).
3. Clarck, Robert .A.jr (SPE) Ludolph ,Brian (BP) ; Voidage replacement ratio calculation s in retrograde condensate to volatile oil reservoirs undergoing EOR process , Society of petroleums engineers (SPE) (2003)
4. Document Sonatrach N°DW00044415 , Géologie de Rhourde Nous
5. DMN (DEGOLYER AND NACNAUGHTON), Report on a reservoir Engineering Study of Certain Fields in Rhourde Nous Region ALGERIA, February 1999.
6. Evaluation des proprietes des fluids de reservoir , regions de Rhourde nous Hassi R'mel et hassi messaoud OUEST Hassi Messaoud EST , Sonatrach , Septembre 1977
7. Manuel d'utilisation de MBAL (Petroleum Experts) , (2010).
8. .Potentiel de réserves d'un bassin pétrolier : modélisation et estimation –Vincent Lopez (2002).
9. Reservoir simulation – Heriot-watt university
10. René cossé , technique d'exploitation pétrolière – le gisement , Edition Technip.
11. Rafie Hosein (Next presentation) , Advances in petroleum reservoirs fluids analysis.
12. T. Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, Edition 4 (2010).
13. T. Djebbar, Gas Reservoir Engineering.
14. Base des données Sonatrach DP RNS “data Bank”.