

N° Série:/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

ZABAR Hocine, BOULAADJOU Ahmed, CHATRI SIFEDINE

-THÈME-

L'exploitation des Tight réservoirs par l'Interprétation de well-test
Réservoir Quartzite-Hamra Champ de RNC

Soutenue le : 22/06/2021

Devant le jury

Président :	GHALI Ahmed.	Enseignant	Univ. Ouargla
Rapporteur :	CHETTI Djamel Eddine.	Enseignant	Univ. Ouargla
Co Encadreur :	ATLILI Med Elhadi.	Cadre	SH. HMD
Examineurs :	HAFSI Fadila	Enseignant	Univ. Ouargla

REMERCIEMENTS

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la sante et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mr. **CHETTI Djamel Eddine**, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.*

*Nous tenons à remercier Mr. **GALIA** pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous tenons aussi à remercier Mr. **ATLILI.med** pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant comme Co-encadreur parmi les jury de cette thèse.*

*Nous présentons également notre profonde reconnaissance à Mr. **HAFSI.F** qui a accepté d'examiner notre travail.*



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre, celle qui a tant donné pour ses enfants :
ma Mère

Puisse dieu les accueillir dans son infini miséricorde.

A mon Père qui a fait de moi l'homme que nous sommes

A mes très chers frères.

À mes chères sœurs.

A toute ma famille BOULAADJOUL

A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir.

BOULAADJOUL AHMED



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A mes chers parents

Puisse dieu les accueillir dans son infinie miséricorde

A mes chers frères et sœurs.

A toute mes amis

ZABARHOCINE

III



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A mes chers parents que dieu les garde

A mes chers frères et sœurs.

A toute mes amis

CHATRI SIFEDINE

IV



Résumé

Dans cette étude, nous avons procédé à la caractérisation du réservoir par l'interprétation des essais de puits dans le but d'identifier le modèle et les paramètres du réservoir en se basant sur la dérivative comme technique d'interprétation de Well test. Face à la complexité que présente le problème (tight réservoir très hétérogène en plus du gaz à condensat, ...) et la place primordiale que joue la caractérisation dans notre projet, nous avons introduit la déconvolution comme étant un outil pour améliorer et perfectionner la qualité d'interprétation.

Nous avons mis cette nouvelle méthode d'interprétation non conventionnelle à l'épreuve et nous avons comparé sa puissance et sa capacité avec celle de la méthode conventionnelle en utilisant le logiciel Saphir.

Ensuite le logiciel MBAL est utilisé pour l'estimation et prévision de production pour les puits dans les différents scénarios.

Les calculs de sensibilités nous ont permis d'optimiser le design existant et déterminer l'influence des changements des différents paramètres dans le réservoir quartzite Hamra Rhoudh Nous.

Les mots clés : tight réservoir, Well-Test, interprétation Well-Test, Déconvolution, code MBAL, code Saphir.

Abstract

We proceeded to the characterization of the reservoir by the interpretation of well test (Potential test) in order to identify the model and reservoir parameters based on the derivative as well test interpretation technique.

Given the complexity that the problem present (tight Heterogeneous reservoir in addition to the gas condensate ...) and the fundamental role-played by reservoir characterization in our project, we introduced the déconvolution as a tool to improve and enhance the quality of interpretation.

We put this new unconventional interpretation method to the test and compared its power and ability with that of the conventional method using the Saphir software.

Then the MBAL software was used to model the wells in the different scenarios. The sensitivities calculations have allowed us to optimize the existing design and determine the influence of changes in various parameters of the Quartzite Hamra reservoir.

Keys words: tight reservoir, Well Test, interpretation Well-Test, Déconvolution, MBAL software, Saphir software.

ملخص

شرعنا في توصيف المكمن عن طريق اختيار تحليل اختبارات البئر (اختبار محتمل) من اجل تحديد النموذج ومعلومات المكمن بناء على المشتق وكذلك تقنية تحليل الاختبار. بالنظر إلى التعقيد الذي تطرحه المشكلة (ضيق المكمن. عدم التجانس بالإضافة الى مكثف الغاز ..) والدور الأساسي الذي يلعبه توصيف المكمن في مشروعنا, استعملنا التفكيك (déconvolution) كأداة لتحسين وتوضيح جودة التحليل. وضعنا منهجية التحليل غير التقليدية الجديدة هذه قيد الاختبار وقمنا بمقارنة قوتها وقدرتها مع الطريقة التقليدية باستخدام برنامج saphir. ثم تم استخدام برنامج MBAL لنمذجة الآبار في سيناريوهات مختلفة. سمح لنا حساب الحساسيات بتحسين التصميم الحالي وتحديد تأثير التغييرات في المعايير المختلفة لمكمن كوارتزيت الحمرا (Quartzite Hamra).

كلمات مفتاحية: مكمن ضيق, اختبار البئر, التفكيك توصيف اختبار البئر, برنامج MBAL, برنامج SAPHIRE.

Sommaire

Remerciement	I
DédicaceII
Résumé IV
Liste des figuresVIII
Liste des tableaux	X
Liste des abréviations	XI
Table de conversionXII

Résumé

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Généralités de tight réservoir

Introduction	4
I -1 le triangle de ressources :	4
I -2-Les réservoirs tight« Compacts».....	6
I -2-1 Caractéristiques des réservoirs tight :	6
I -3 Formation des réservoirs tight :	8
Le réservoir tight est formé à la base des trois composants :	8
I -3-2 Propriétés des réservoirs « tight » :	8
I -4 Propriétés pétro-physiques	9
I -4-1 Porosité :	9
I -4-2 Perméabilité :	9
I -5 Méthodes d'exploitation :	11
I -5-1 le forage horizontal :	12
I -5-2 Les Objectifs des puits horizontaux :	12
I -5-3 Type des puits horizontaux :	12
I -5-4 Performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux :	13
I -6 La fracturation hydraulique :	14
Conclusion.....	15

Chapitre II: Généralité sur la région Rhourde-Nouss et le Projet Quartzite Hamra

Introduction	17
II.1. Limites géologiques	17
II.2. Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nouss	18

II.2.1 Aspect structural	18
II.2.2 Aspect stratigraphique :	19
II.3. Le Projet Quartzite Hamra	20
II.3.1 Introduction.....	20
II.3.2. Généralités sur les Quartzites Hamra.....	21
II.3.3. Aspect structural	21
II.3.4. Aspect du réservoir	21
II.3.5. Stratigraphie	21
II.3.6. Description lithologique :	22
II.3.7. Diagenèse.....	22
II.4. Bilan des réserves en place évaluées par le beicipe.....	22
II.4.1 Comportement des fluides entre le gisement et la surface.....	24
II.4.2 Gisement de gaz a condensat	24
Conclusion.....	25

Chapitre III : Base théorique et interprétation de Well Test

Introduction	27
III -1-1 Principe de Well-test :.....	27
III -1-2 les différents types de well-test :.....	27
III -1-2-1 Test au cours de forage (drill-stem-test):.....	27
III -1-2-2 Les tests du puits à gaz :	28
III -1-3 Spécificités pour les puits à gaz :	28
III -1--3-1 Le skin :	28
III -1-4- Présentation des méthodes d'interprétation :.....	29
III -1-4-1 Les méthodes conventionnelles	29
III -1-4-2 Les méthodes modernes : utilisant les courbes types, les dérivatives	29
III -2 : Interprétation de well test :.....	30
III -2-1-Le Logiciel Kappa Saphir.....	30
III -2-2- Présentation	30
III -2-3 -Description et utilisation.....	30
III -2-4-La Sélection des puits candidats.....	34
III -2-5-Les Données des tests potentiel	35
III -2-5-Analyse et interprétation du test potentiel	36

III -2-5-1-Cas du puits RNZ123	36
III -2-5-1-1-L'historique de la production au cours du test.....	36
III -2-5-1-2-Le tracé des courbes log-log et semi-log et leur calage(Maching)	36
III -2-5-1-3-Résultats d'interprétation.....	37
III -2-5-1-4-Application de la déconvolution :	38
III -2-5-1-5-Discussion	39
III -2-6-Résultats et discussion	40
III -2-6-1-Le puits RN108	40
III -2-6-1-1-L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	40
III -2-6-1-2-Application et calage de la déconvolution	41
Conclusion :	43
Chapitre IV : Estimation et prévision de production	
Introduction	45
IV -1 Estimation des réserves par Bilan Matière :	45
IV -2 L'historique de la production :	46
IV -3 L'estimation des réserves en place.....	47
IV -3-1 La méthode analytique.....	47
IV -3-2 La méthode de P/Z.....	47
IV -3-3 Les régimes de drainages	48
Analyse de sensibilité.....	48
IV -4 Simulation de production cumulée :	49
IV -4-1La production de gaz :	49
IV -4-2 La production de l'huile :	49
IV -4-3 Prévision de la production :	50
IV -5 Le facteur de récupération :	50
Conclusion.....	51
Conclusion générale.....	52
Recommandations	53
Références bibliographiques.....	54

Table des figures

Figure I -1 : Triangle de ressource	2
Figure I -2 : Emplacement des types de gaz non-conventionnel dans les couches de la terre	3
Figure I -3 : Ressource mondiale de gaz techniquement récupérable	3
Figure I -4 : Capacité de production de gaz aux Etats-Unis	4
Figure I -5 : perméabilityjail.....	4
Figure I -6 : Lames minces d'un grès conventionnel (à gauche) et d'un grès tight (à droite).....	5
Figure I -7 : Perméabilité relative et pression capillaire en fonction de la saturation à l'eau dans les réservoirs traditionnels et les réservoirs de faible perméabilité.....	9
Figure I -8 : Schéma d'un puits Horizontal	10
Figure I -9 : Les différents types des puits horizontaux	11
Figure II.1 : Situation géographique de RhourdeNous	15
Figure II.2 : Aspect structurale de RhoudNous.....	16
Figure II.3 : Stratigraphie de Quartzite Hamra.....	20
Figure II -4 : Distribution de l'huile en place de la région de RhourdeNous.....	21
Figure II -5 : Distribution du gaz humide en place de la région de RhourdeNous	21
Figure II -6 : Distribution du condensat en place de la région de RhourdeNous	21
Figure II -7 : Distribution du GPL en place de la région de RhourdeNous	22
Figure II-8 : Diagramme de phase (pression –température) d'un gaz à condensat.	23
Figure III -1: Schéma illustrative du principe des essais de puits.	26
Figure III -2 : Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.....	27
Figure III -3:L'interface du logiciel kappa Saphir4.10.02.....	31
Figure III -4:L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits	31
Figure III -5:Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits	32
Figure III -6:L'Introduction des caractéristiques du réservoir	32
Figure III -7 : Choix de la nature de l'effluent et la définition de leurs données PVT.....	33
Figure III -8 :Introduction des enregistrements de débit et de la pression	33
Figure III -9: Les courbes log-log et semi-log du modèle et soncalage	34
Figure III -10 : Le positionnement des puits candidats et les présentes failles sur RNC.....	35
Figure III -11:Trace des enregistrements des débits et des pressions du puitsRNZ123.....	37
Figure III -12:Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puitsRNZ123	37
Figure III -13Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puitsRNZ123	38
Figure III -14: Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle	

Twolayers/one fault-constant pressure.....	40
Figure III -15:Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/ circle.....	40
Figure III -16 : Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123avecun modèle Twolayers/rectangulaire-constante pressure.....	40
Figure III -17 :Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RN108	41
Figure III -18: Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RN108	42
Figure III -19: Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puitsRN108	42
Figure III -20 :Application et Tracé de la déconvolution du puitsRN108.....	42
Figure III -21 :Calage du tracé de la déconvolution du puitsRN108.....	43
Figure IV-1 : L'historique de la production.....	48
Figure IV-2 : Résultats de la méthode analytique.	49
Figure IV-3 : le Modèle de calibration P/Z	49
Figure IV-4 : les indices de drainage des mécanismes en jeu	50
Figure IV-5 : L'analyse de sensibilité du GIIP	50
Figure IV-6 : Simulation de la production cumulée de gaz et la pression de gisement.....	51
Figure IV-7 : Simulation de la production cumulée d'huile et la pression de gisement	51
Figure IV-8 : Prédiction sur l'évolution de la pression du : 1/1/2014 jusqu'à : 1/1/2025	52
Figure IV-9 : Prédiction sur l'évolution du facteur de récupération du gaz du : 1/1/2014 jusqu'à 1/1/2025.....	52

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Comparaison des réservoirs conventionnel et de réservoirs tight.....	05
Tableau II -1 : Historique de découvertes des champs en exploitation à Rhourde Nouss.....	17
Tableau II-2 : Caractéristiques pétrophysiques.	17
Tableau II-3 : épaisseurs des couches de l'ordovicien	18
Tableau III -1 : Classification et comparaison des méthodes d'interprétation	28
Tableau III -2:Données du test potentiel nécessaires pour l'interprétation	36
Tableau III -3:Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ123	38
Tableau III -4: Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RN108.....	44
Tableau III-5:la perméabilité et la facteur de skin et la distance aux frontières.....	45

Table de conversion

Variable	Unité oil field	Unité si	Conversion
Volume	Bbl	m ³	6.29
Compressibilité	Psi-1	Pa-1	6897
Longueur	ft	m	3.28
Perméabilité	md	m ²	1.01x10 ¹⁵
Pression	psi	pa	1.45x10 ⁻⁴
Débit d huile	bopd	m ³ /s	5.434x10 ⁵
Débit de gaz	Mscf/d	m ³ /s	3049
Viscosité	cp	Pa.s	1000

Liste des abréviations

A	Aire de drainage (acre).
BO.....	Facteur volumétrique d'huile de fond (Bbl/STB).
CD.....	Capacité de puits adimensionnel.
Cf	Compressibilité de la formation (Psi ⁻¹).
CO, Cw et Cg.....	Compressibilité de l'huile, de l'eau et du gaz (Psi ⁻¹).
Ct	Compressibilité totale (Psi ⁻¹).
GOR.....	Gaz Oil Ratio.
H	Hauteur utile de réservoir (m).
IP	Index de productivité (m ³ /h/kg/cm ²).
J.....	Index de productivité (Bbl/day.psi).
k	Perméabilité du milieu poreux.
Kf.....	Perméabilité de la fracture (md).
kh	Perméabilité horizontale (md).
kv	Perméabilité verticale (md).
Pb.....	Pression de bulle (psi).
D _{pp}	Dew point pressur (psi).
PD.....	Pression adimensionnelle.
Pfd.....	Pression de fond dynamique (psi).
Pg.....	Pression de gisement (psi).
<i>P_r</i>	Pression moyenne du réservoir (psi).
Pt.....	Pression en tête (psi).
Pwf.....	Pression de fond (psi).
q	Débit en surface (STB/D).
q _o (max)	Débit maximal (STB/D) .
q _b	Débit à la pression de bulle (STB/D).
re	Rayon de drainage (ft).
R _{inv}	Rayon d'investigation (inch).
rw	Rayon de puits (ft).
rD.....	Rayon adimensionnelle. ft.
Rs.....	GOR de dissolution (m ³ /m ³).
SO, S _w et S _g	Saturation en huile, en eau et en gaz.
s.....	Skin de l'endommagement.
S'	Skin total.
S ₀	Skin mécanique
t _D	Temps adimensionnel.
W	Largueur de la fracture (m).

Z.....	Facteur de compressibilité
P	Masse volumique (kg/m ³).
μ_0	Viscosité (cp).
μ_g	Viscosité de gaz (cp).
\emptyset	Porosité.
ΔP_{skin}	Chute de pression du au skin.
X_f	Demi longueur de la fracture (ft).
L-No flow	Distance à la faille (ft).
ω	Storativity coefficient.
λ	Coefficient d'interporosity.

Introduction générale

Quartzite Hamra est un nouveau réservoir très peu connu, puisque il n'a pas encore entamé la production voir la majorité de ses puits sont fermés sauf le RN108 qui a produit plusieurs années et possède un historique de production, ce qui fait de lui notre seule source d'information.

Sachant que le Well-Test est une partie centrale dans le réservoir management pour la caractérisation et la performance des puits. L'interprétation des essais des puits des tight réservoirs de gaz à condensat est un peu délicat vu leur grande hétérogénéité et leur comportement qui présente une grande complexité comparé aux réservoirs conventionnels.

L'objectif de notre travail est la caractérisation du réservoir par le moyen d'interprétation des essais de puits (DST) dans le but d'identifier le modèle et les paramètres du réservoir de Quartzites Hamra en se basant sur la dérivative comme technique d'interprétation de Well-Test.

Ce mémoire de fin d'étude est réalisé au niveau de la région de RhourdeNouss, qui porte sur l'étude de développement de projet de Quartzite Hamra.

Dans la première partie théorique (chapitre 1 et chapitre 2), la rentabilité de l'investissement que constitue un réservoir est liée à la longévité de ses puits et à l'importance de la production qu'on retirera par leur biais et qui est en fonctions directe avec les caractéristiques du réservoir.

Dans le troisième chapitre, est présentée la caractérisation du réservoir par le moyen d'interprétation des essais de puits (DST) dans Quartzites Hamra en se basant sur la dérivative comme technique d'interprétation de Well-Test.

Nous avons introduit la nouvelle technique de la déconvolution comme étant un outil pour améliorer et perfectionner la qualité d'interprétation. Des recommandations concernant la façon d'effectuer la déconvolution et la façon de vérifier ses résultats sont aussi fournis.

Dans la deuxième partie pratique (chapitre 4 et chapitre 5), en utilisant les paramètres des résultats d'interprétation avec SAFIR, nous avons procédé à l'étude de performance des puits.

Ensuite dans la partie estimation et prévision, nous avons utilisé MBAL et en se basant sur le seul puits qui possède un historique de production, nous avons calculé les réserves en place, nous avons généré des prévisions de production du puits RN108

Chapitre I :

Généralités de tight réservoir

Introduction

La caractérisation des réservoirs gréseux non conventionnels dits « tight reservoir » est l'un des verrous technologiques de ces prochaines années pour pouvoir développer de nombreux champs à gaz dans le monde. La valorisation de cette ressource au potentiel très prometteur passe par la compréhension des relations entre la sédimentologie des faciès, leur mode de fracturation et les mécanismes de la diagenèse.

I -1 le triangle de ressources :

Les réservoirs de gaz conventionnel et non -conventionnel peuvent être classés selon leur perméabilité. La (Figure I-1) montre le triangle de ressources dont le sommet correspond aux réservoirs de gaz conventionnel. Leur perméabilité est comprise entre 1 mD et 1000 mD (1 mD = 10^{-15}m^2). Les réservoirs dits non-conventionnel présentent généralement une perméabilité inférieure à 0,1 mD.

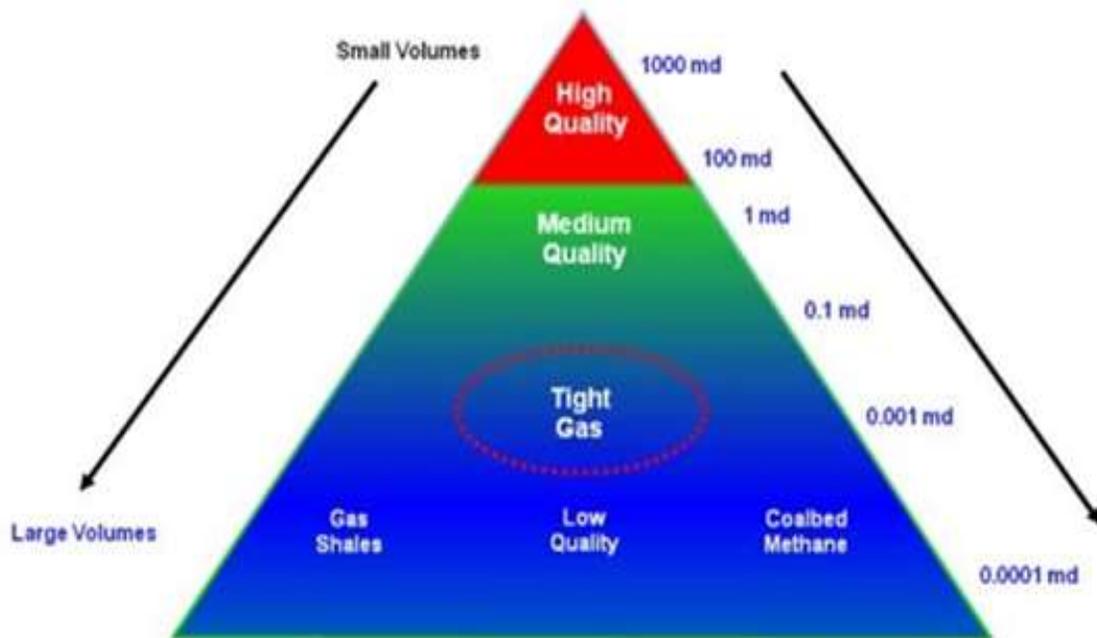


Figure 1-1 : Triangle de ressource

Les gaz non-conventionnels sont généralement classés mondialement en trois catégories (Fig 1-2) :

- Gaz de schiste (Shale gas)
- Gaz de réservoirs compacts (Tight gas).
- Gaz de charbon (Coal Bed Méthane).

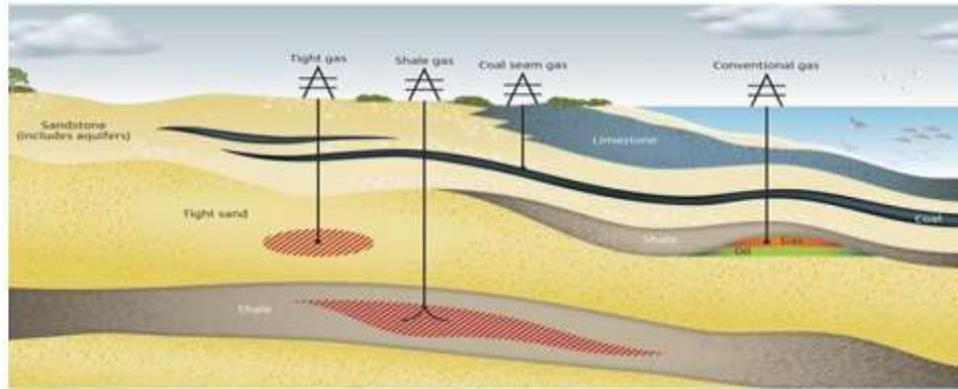


Figure I -2 : Emplacement des types de gaz non-conventionnel dans les couches de la terre

Bien qu'il soit difficile à exploiter, le gaz non-conventionnel présente un grand intérêt du point de vue des quantités disponibles. Il représente presque la moitié des ressources mondiales de gaz techniquement récupérable, environ 342 trillion m³ (cf. Figure 1-3). Parmi les trois types de gaz non-conventionnel, le gaz « tight » présente un important potentiel de croissance de production. Aux Etats-Unis par exemple, la production issue des réservoirs « tight » a atteint environ 20 bcf par jour en 2016 (bcf: milliard de pieds cubes, 1 bcf = 28·10⁶ m³) [6], ce qui correspond à plus de la moitié de la production totale en gaz non-conventionnel.

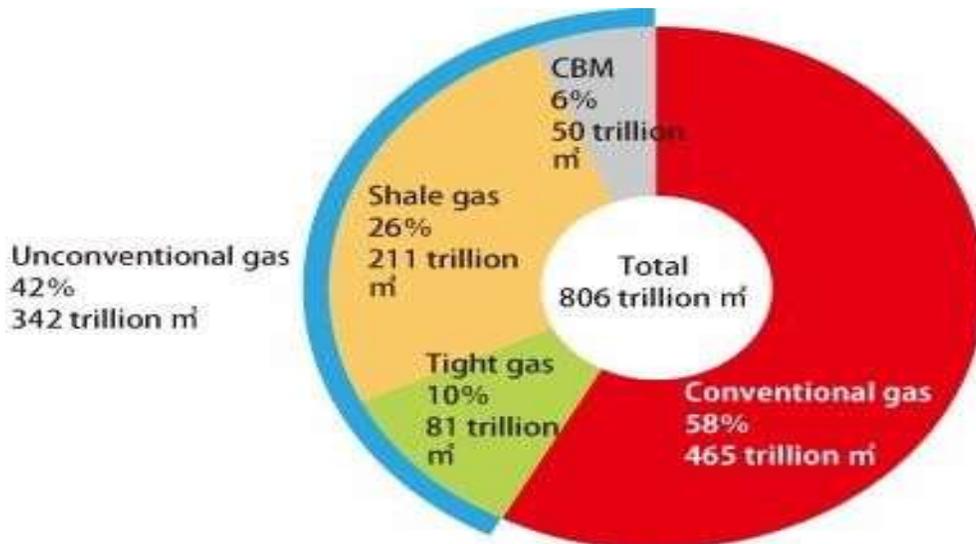


Figure I -3 : Ressource mondiale de gaz techniquement récupérable

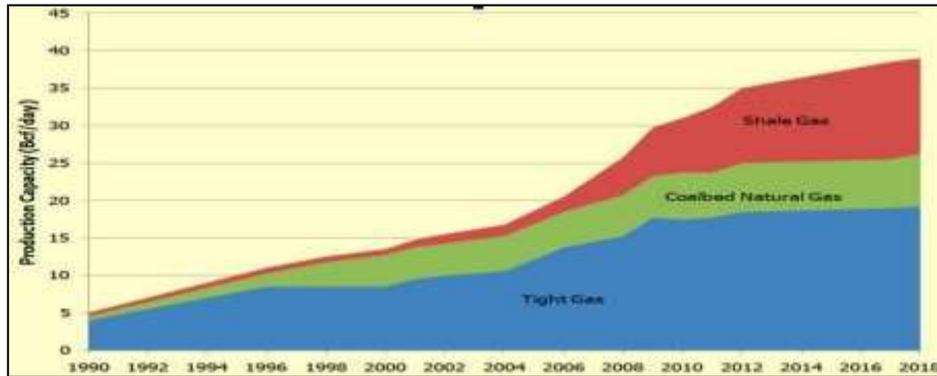


Figure I -4 : Capacité de production de gaz aux Etats-Unis

I -2-Les réservoirs tight« Compacts»

I -2-1 Caractéristiques des réservoirs tight :

Les réservoirs tight font partie des réservoirs dits « non-conventionnels » qui nécessitent le recours à des traitements de stimulation massive ou des processus et des technologies de récupération spéciales pour être produits.

Comparé à un réservoir conventionnel, un réservoir de tight se caractérise par :

- Une faible perméabilité intrinsèque et une importante sensibilité à la contrainte in-situ. La perméabilité in-situ d'un réservoir de tight est inférieure à 0,1 mD, et peut atteindre 0,001 mD pour les réservoirs ultra tight.
- Les réservoirs tight présentent également une sensibilité à la saturation liquide et des pressions capillaires significativement différentes des grès conventionnels. La conséquence la plus remarquable est la présence, in-situ, d'une zone de transition importante due aux effets capillaires pouvant s'étendre sur plusieurs centaines de mètres au-dessus du niveau de la nappe phréatique. Dans cette zone, la mobilité des phases liquides et gazeuses est extrêmement réduite, c'est que nous appelons le « permeability jail».

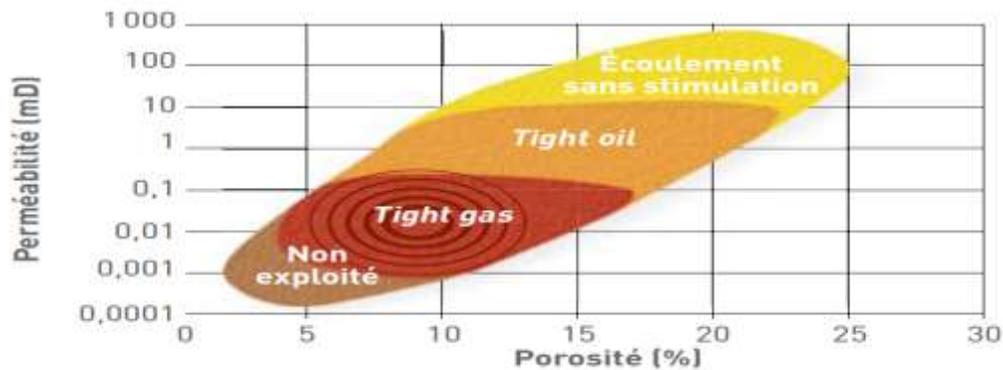


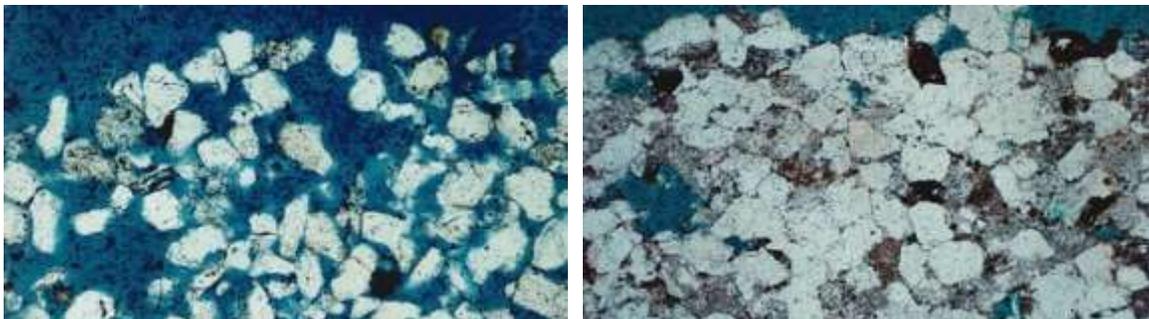
Figure I -5 : perméability jail.

Outre leurs propriétés pétrophysiques, les réservoirs conventionnels et les réservoirs de grès « tight » diffèrent également en termes de composition minéralogique, volume, et tailles de pores, rayon d'accès aux pores, connectivité du réseau etc..., Le (Tableau I-1) résume les principales différences entre ces deux types de réservoirs.

Tableau I -1 : Comparaison des réservoirs conventionnel et de réservoirs tight.

Propriétés	Réservoir conventionnel	Réservoir de grès « tight »
* Composition de roche du réservoir	* Teneur important en quartz et faible teneur en feldspath	*Teneur en feldspath relativement importante
* Type de pore	* Mélange des pores primaires et secondaires	*Principalement des pores secondaires
*Connectivité et type de pores de seuil	* Pore de seuil court, bonne connectivité	* Pore de seuil feuilleté, serpentant et schisteuse, mauvaise connectivité
*Sensibilité au confinement	*Faible	*Important

(La Figure I -6) illustre les différences de morphologie des réseaux poreux de ces deux types de réservoirs et permet de comprendre leurs différences de comportement. A gauche, dans un réservoir conventionnel, le volume poreux, représenté par l'époxy bleu, est important et bien connecté, ce qui permet au gaz de s'écouler facilement. En revanche, pour le réservoir tight à droite, on observe un faible volume poreux, faiblement connecté par de fins jointes de grains. En conséquence la porosité et la perméabilité de ce dernier sont beaucoup plus faibles et plus sensibles au confinement.



(A)

(B)

Figure I -6 : Lames minces d'un grès conventionnel (A) et d'un grès tight (B)

I -3 Formation des réservoirs tight :

Le réservoir tight est formé à la base des trois composants :

**Le grain : Les grains se réfèrent aux composants solides de taille plus grande dans la roche qui forment les unités de base à petite échelle du réservoir de grès « tight ». La composition originale du grain est contrôlée par la composition de la source des sédiments (c'est-à-dire la provenance) ainsi que les processus chimiques et physiques dans lesquelles les sédiments sont créés et transportés vers le bassin géologique. Des grains de la plupart des réservoirs de grès « tight » se composent principalement de quartz, feldspaths et des fragments de roche.*

***La matrice :** La matrice est le second composant commun dans un sédiment qui se réfère aux matériaux les plus fins déposés entre les grains supérieurs et généralement incluant l'argile. Les principaux minéraux d'argile observés dans le réservoir de grès « tight » sont la kaolinite, la smectite, l'illite et le chlorite.

***Le ciment :** Le ciment se réfère généralement à tout minéral qui se forme pendant la diagenèse et se précipite après le dépôt des grains et des composants de la matrice. Le ciment joint les minéraux dans la roche et remplit le système de pores, réduit la perméabilité et la porosité. Les composants les plus communs de ciment dans le grès « tight » sont principalement la silice et le carbonate.

I -3-2 Propriétés des réservoirs « tight » :

- **La compaction mécanique :** elle est due à la contrainte verticale effective et entraîne une réduction de la porosité primaire dans les grès peu profonds par réarrangement des grains, par compression et rotation des grains et par rupture mécanique au cours de l'enfouissement. Ce mécanisme est responsable de la perte de porosité primaire pour des températures <80°C et des profondeurs < 2 km.
- **La dissolution :** elle intervient au niveau des contacts inter granulaires et peut être induite chimiquement ou par la pression. Ce mécanisme pilote la formation des pores secondaire dans le grès et est souvent accompagnée d'une re-précipitation du matériau dissous sur la surface des grains. Ce mécanisme contribue au réarrangement du squelette poreux et à la diminution de la porosité.

La cimentation : elle joue un rôle important dans la réduction de la porosité et peut inhiber la compaction si elle intervient à un stade précoce de la diagenèse. Dans les grès riches en quartz, un ciment de quartz se développe au tour des grains ainsi que dans l'espace poreux. Nous pouvons le trouver sous forme de ciment « de bord » ou de ciment d'occlusion, comme l'illustre la (Fig I -6). Il contribue largement à la réduction de la porosité et de la perméabilité de la roche réservoir durant le processus diagénétique on et forme des grains) dépend de ces facteurs.

I-4 Propriétés pétro-physiques

I-4-1 Porosité :

La porosité d'un grès est un paramètre très important du point de vue de la productibilité du réservoir puisqu'elle est liée à la capacité de stockage du matériau (pétrole, gaz ou eau). La porosité peut être définie de deux manières : la porosité totale et effective. La première correspond à l'ensemble des vides qui sont présents dans le matériau, elle est exprimée mathématiquement sous la forme :

$$\phi = \frac{V_{\text{totale}} - V_{\text{solide}}}{V_{\text{totale}}} = \frac{V_{\text{pore}}}{V_{\text{totale}}} \dots \dots \dots (1-1)$$

Où T_{totale} : est le volume apparent d'un grès;

V_{solide} : est le volume de la phase solide (grain) ;

$V_{\text{p, totale}}$: est le volume poreux total.

Nous distinguons différents types de porosité en fonction de leur origine. La porosité primaire désigne les pores créés entre les grains lors du dépôt sédimentaires. La porosité secondaire apparaît pendant les processus diagénétiques par dissolution des minéraux.

Dans une roche réservoir, les caractéristiques du réseau poreux sont gouvernées par [1.2] :

- L'uniformité de la taille des grains.
- Le degré de cimentation ou de consolidation.
- La compaction pendant ou après le dépôt.

I-4-2 Perméabilité :

La perméabilité désigne l'aptitude d'un milieu poreux à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression. La perméabilité intrinsèque du matériau ne dépend pas, théoriquement, du fluide utilisé pour la mesurer. Elle est notamment pilotée par la porosité effective.

. Selon Kennedy, Dans un système de pore, les restrictions dominent la perméabilité, c'est-à-dire que le rayon d'accès au pore exerce plus d'effet que le corps de pore.

a) Loi de Darcy

En 1856, Darcy a établi une relation entre la vitesse de percolation d'un fluide dans un milieu poreux et le gradient de pression du fluide appelée loi de Darcy. Cette loi est basée sur les hypothèses suivantes :

$$Q = \frac{K}{\mu} A \frac{dP}{dl} \dots \dots \dots (1-2)$$

- Les forces d'écoulement sont dues à la viscosité (les forces d'inertie sont négligées).
- Le milieu poreux est totalement saturé par une seule phase fluide.
- Les écoulements du fluide sont supposés laminaires.
- Le fluide n'a pas d'interaction physico-chimique avec le matériau.

La perméabilité s'exprime de la façon suivante :

$$K = \frac{Q\mu}{A} \frac{dl}{dP} \dots\dots\dots (1-3)$$

Où Q : est le débit volumique du fluide (m³/s).

A : est la surface traversée par le fluide (m²).

b) Perméabilité intrinsèque :

La perméabilité notée K, dans l'équation (1.3), est appelée la perméabilité intrinsèque et pour la mesurer il faut que la roche soit 100% saturée par un seul fluide (huile, gaz, eau...) et que ce fluide n'interagisse pas avec la roche.

c) Perméabilités effective et relative au gaz :

In situ, les roches réservoirs sont souvent saturées de plusieurs fluides (dont de l'eau dans le cadre de ce travail de thèse). Certains pores sont remplis d'eau et d'autres de gaz. Lorsqu'un gradient de pression de gaz est appliqué sur une roche partiellement saturée en eau, le gaz ne s'écoule que par les pores remplis de gaz. La perméabilité au gaz sera plus faible que la perméabilité saturée au gaz (c'est-à-dire la perméabilité intrinsèque) puisque certains chemins de percolation sont partiellement bloqués par la présence d'eau. Cette perméabilité est appelée la perméabilité effective au gaz, notée $K_{eff,g}$.

La perméabilité relative au gaz ($K_{r,g}$) désigne le rapport entre la perméabilité effective au gaz et la perméabilité intrinsèque .

La perméabilité relative au gaz varie ainsi entre 1 (à l'état sec) et 0 (lorsque le matériau est saturé d'eau), et elle dépend principalement de la saturation en eau dans les milieux poreux.

d) « Permeability jail »

Le « Permeability jail », également appelé coupure hydraulique, est un concept permettant d'expliquer les propriétés de transfert particulières dans les réservoirs de grès « tight ». Il apparaît dans les zones où la saturation en eau et le chargement mécanique font que les perméabilités relatives au gaz et à l'eau sont si faibles qu'aucune des deux phases n'est mobile.

La (Fig I-7) permet de comparer l'allure des courbes de perméabilité relative au gaz et à l'eau pour des réservoirs conventionnels et des réservoirs à faible perméabilité sujets à la coupure hydraulique.

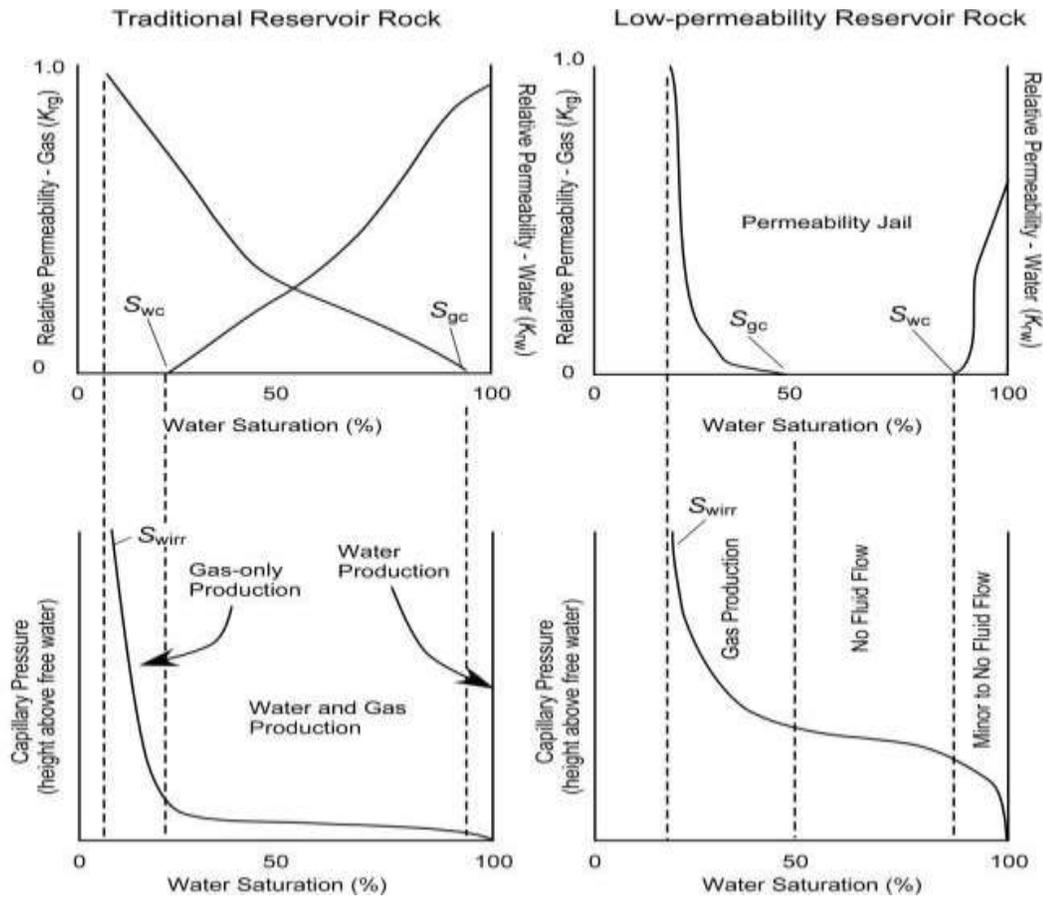


Figure I -7 : Perméabilité relative et pression capillaire en fonction de la saturation à l'eau dans les réservoirs traditionnels et les réservoirs de faible perméabilité.

I-5 Méthodes d'exploitation :

Les deux méthodes les plus utilisées pour l'exploitation des tight réservoirs sont le forage horizontal et la fracturation hydraulique

I -5-1 le forage horizontal :

Avec la nécessité de mettre en production des gisements de plus en plus difficiles à exploiter (bien que conventionnel), l'architecture de puits est devenue de plus en plus complexe. Le forage dit horizontal (forage dévié ou directionnel) répond à de nombreux défis techniques :

- Les couches productrices étant de moins en moins épaisses (parfois seulement de quelques mètres), la longueur utile du puits (partie qui traverse la couche productrice) devenait de plus en plus faible lors d'un forage vertical. L'emploi des forages horizontaux permet d'augmenter cette longueur utile dans de fortes proportions.
- L'emploi systématique du forage horizontal permet un meilleur drainage de la roche et la réduction du nombre d'installations de forage en surface.

I -5-2 Les Objectifs des puits horizontaux :

- L'Augmentation de la production par l'agrandissement de la surface de drainage (Obtenir une longueur optimale de la liaison couche- trou).
- L'Amélioration du taux de récupération par l'élimination du phénomène de Conning d'eau ou de gaz.
- Diminuer les pertes de charge (vitesse de fluide moins importante)
- Produire à débit plus élevé pour une même ΔP (faible draw down)

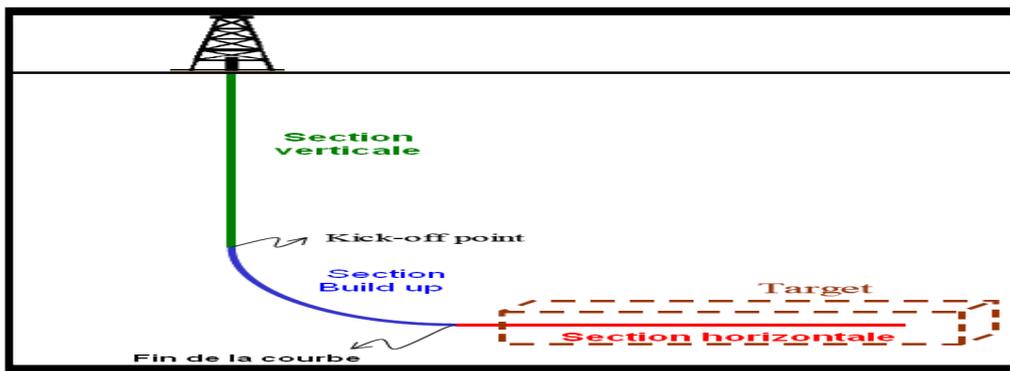


Figure I -8 : Schéma d'un puits Horizontal

I -5-3 Type des puits horizontaux :

- **Long radius :**

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure $ROC > 300m$ ou un gradient de build-up $BUR < 6^\circ/30m$.

• **Médium radius :**

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100\text{m} < \text{ROC} < \pm 200\text{m}$ ou soit un gradient de build-up BUR compris entre 6° et $30^\circ/30\text{m}$.

• **Short radius :**

Les puits short radius ont un rayon de courbure $5 \text{ m} \leq \text{ROC} \leq 20 \text{ m}$, soit un gradient de build-up compris entre 3° et 10° par mètre.

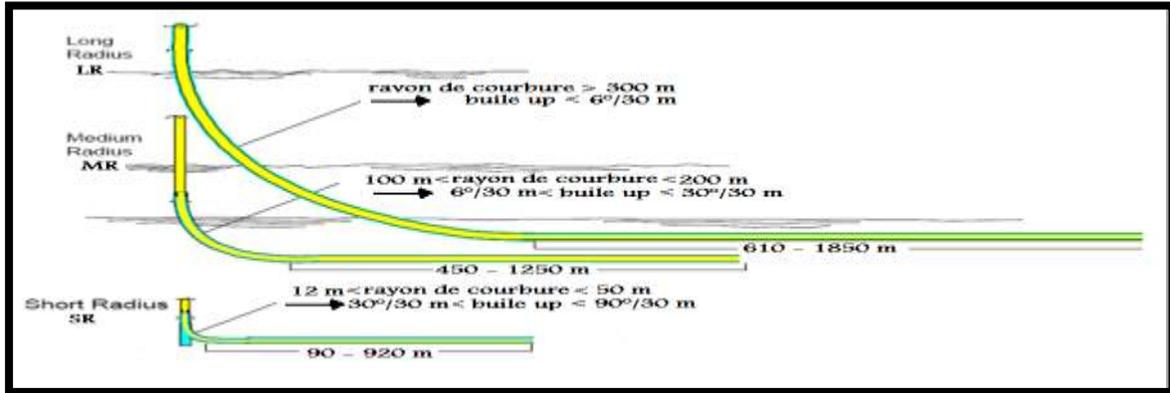


Figure I -9 : Les différents types des puits horizontaux

I -5-4 Performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux :

❖ L'indice de productivité (IP) :

L'indice de productivité est la grandeur significative de la production d'un puits parce qu'elle tient compte de débit de production et de la chute de pression dans le réservoir et elle est définie par le rapport du débit de production sur la chute de pression $IP = Q / \Delta P$.

Dans l'étude de la performance, ce qu'il nous intéresse est l'efficacité traduite par (J_h/J_v) .

❖ Expression de l'indice de productivité :

L'indice de productivité des puits horizontaux est calculé en utilisant la formule suivante :

$$J_h = \frac{0,007078 h k_h / (\mu_g B_g)}{\ln \left[\frac{|a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}|}{(\frac{L}{2})} \right] + (h/L) \ln(h/2r_w)} \dots\dots\dots(1-4)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0,5} \dots\dots\dots(1-5)$$

Ou

- r_{eh} : Rayon de drainage d'un puits horizontal, ft.
- a : Le grand axe de la surface de drainage elliptique, ft.
- r_w : le rayon réel du puits, ft.
- B_g : Facteur volumetrique de fond (rb/scf)
- μ_g : Viscosité du gaz (cp)
- K_h : la perméabilité horizontale, md.

h : hauteur utile

Et l'indice de productivité pour un puits vertical est donné par :

$$J_v = \frac{0,007078 h k_h / (\mu_g B_g)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(1-6)$$

I -6 La fracturation hydraulique :

Dans une roche suffisamment perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la couche réservoir et le puits. Lorsque la roche est moins perméable, cette différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. La perméabilité de la roche doit être accrue. Ceci est réalisé en élargissant des fissures existantes ou en générant d'autres afin de créer une liaison couche trou en appliquant le traitement par fracturation hydraulique.

A) Définition de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits

B) Principe de la fracturation hydraulique :

Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact). Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion).
- Des réserves en places restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).

C) Le fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation ou de la Conductivité de la fracture, et cela par :

- La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgement.
- Les résidus laissés en place après dégradation du fluide.

D) Les agents de soutènement : L'écrasement du propane dans la formation qui est due au mauvais choix des agents de soutènement.

Conclusion

Le terme « tight réservoir » a été inventé pour les réservoirs dont la perméabilité est de moins 0.1md (ultra tight réservoir peuvent avoir une perméabilité inférieure à 0.01md) et la porosité de 6 à 14% comme valeur limite, cette valeur n'est pas universelle car certains pays les considèrent comme réservoirs conventionnels.

Par conséquent, il n'existe pas de définition formelle pour les tight réservoirs, et l'utilisation du terme « tight qui signifie compact » varie considérablement.

Réservoirs tight ou réservoir compact sont défini comme étant des réservoirs à faible perméabilité.

Chapitre II:

Généralité sur la région Rhourde-Nouss et le Projet Quartzite Hamra

Introduction

La région de RHOURE NOUSS fait partie de la Willaya d'ILLIZI et se positionne entre : 29°16' et 30° parallèles. 06°24' et 07° méridien. Elle est située à 350 km au Sud/Sud-est de OUARGLA, à 1200 km au Sud/Sud-est d'ALGER et à 270 km au Sud/Sud-est de HASSI MESSAOUD. Elle est reliée à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30 km goudronnée.

L'altitude moyenne est située à 275 m par rapport au niveau de la mer, son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité), la température maximale est de 50°C à l'ombre en été, Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an).

La Direction Régionale de RHOURE NOUSS se trouve à la lisière de l'ERGORIENTAL avec une alternance de HAMADA (ou GASSI) et d'ERG (ou SIOUF) de direction généralement Nord/Sud.

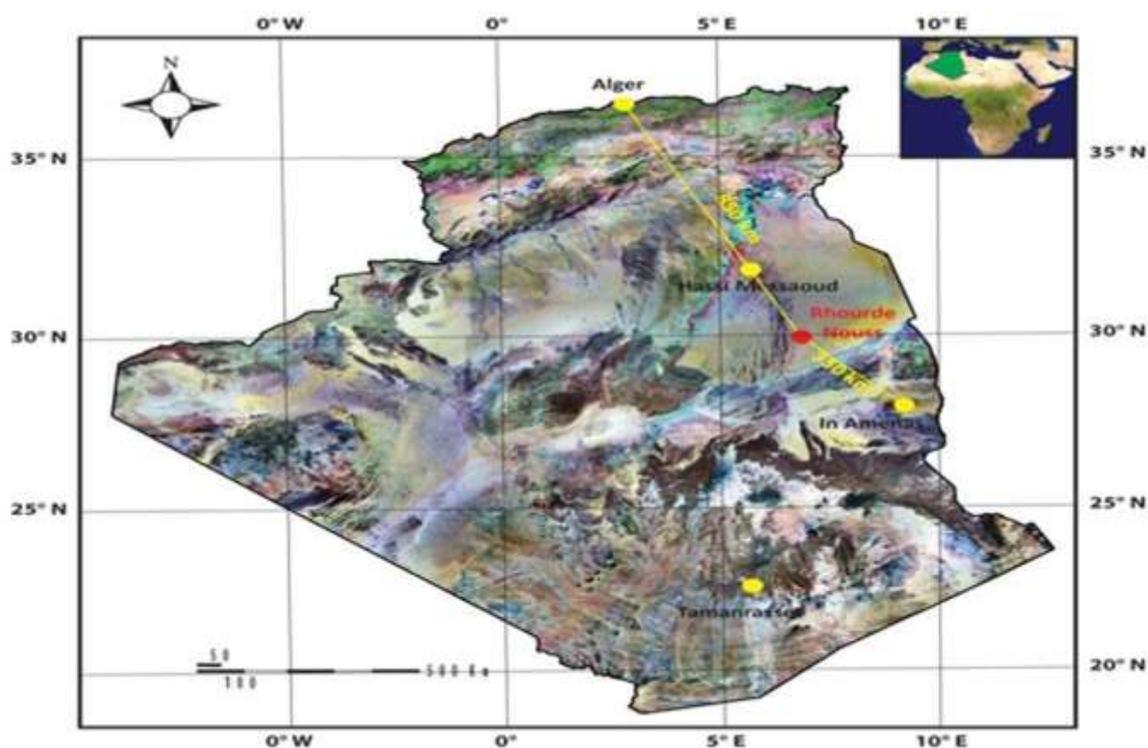


Figure II.1 : Situation géographique de Rhourde Nouss

II.1. Limites géologiques

La région de RHOURE NOUSS est située sur la bordure sud du bassin triasique. Elle est limitée :

A l'ouest, par la mole d'Amguid –El Biod au niveau de la faille de Ramade. Cette mole présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600Km allant d'Amguid au sud à RHOURE EL BAGUEL au Nord, au nord-est, par le bassin de Ghadamès vers lequel

s'annoient les axes SO-NE des structures de RHOURE HAMRA et de RHOURE CHOUFF, au sud-est par la partie occidentale de la mole d'Ahara.

II.2. Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nouss

II.2.1 Aspect structural

La structure de Rhourde Nouss est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriums. On distingue deux familles, la première famille, de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est, Voir la **Figure 2.2**.

Cette structure serait de dimension 40 x 30 km², elle est composée de quatre structures différentes à savoir :

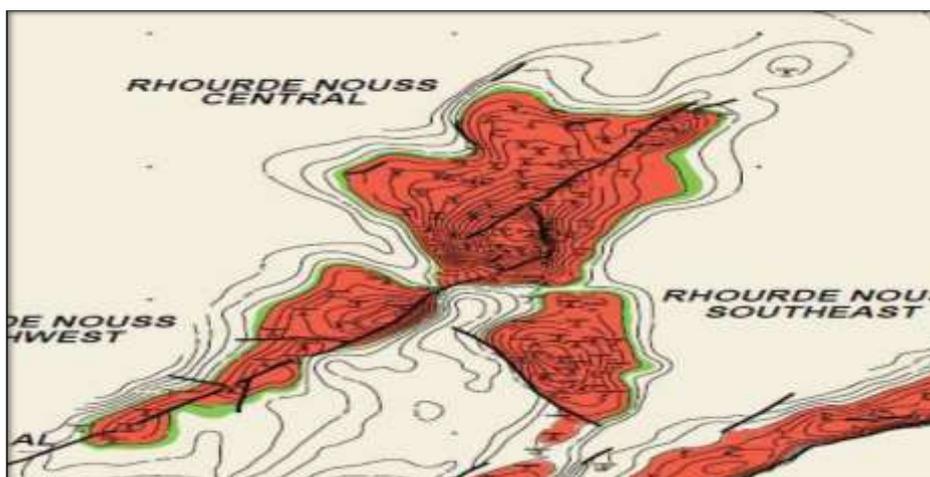


Figure II.2 : Aspect structurale de Rhourde Nouss.

➤ Rhourde Nouss Central(RNC)

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de 16 x 8 km² avec une petite structure au Nord-est de 4 x 2,5 km². Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

➤ Rhourde Nouss Central(RNC)

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de 16 x 8 km² avec une petite structure au Nord-est de 4 x 2,5 km². Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

➤ Rhourde Nouss Sud -Ouest(RNSW)

Elle est alignée S-SW, N-NE sur une surface de 16 x 3,5 km². Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

➤ Rhourde Nouss Sud -Est(RNSE)

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

➤ Rhourde Adra (RA)

Elle est alignée SW-NE sur une surface de 23 x 2,5 Km², le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 17 puits.

Tableau II -1 : Historique de découvertes des champs en exploitation à Rhourde-Nouss

Champ	Découvert	Date de mise En	Richesse (g/m ³)	Nbre actuel des Puits	Nbre actuel des Puitsinjecteurs
RNC	1962-1963	1988	160	27	13
RNSE	19	1988	176	8	8
RNSW	1973-1974	1988	170	4	3
RA	19	1989	400	9	6
RHA	19	1992	240	4	0
RC	19	1992	130	3	0

Tableau II -2 : Caractéristiques pétrophysiques.

Champ	Pg initiale en (bars)	Porosité (%)	Hauteur utile moyenne (m)	Saturation en eau Sw(%)
RNC	323	14	182	20
RNSE	323	14	131	21
RNSW	323	14	185	20
RA	323	12	97	28-23
RHA	323	13	-	25-29
RC	323	12	-	29

II.2.2 Aspect stratigraphique :

Lasérie sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m.

II.2.2.1 Le cénozoïque:

Il n'est représenté que par le Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m.

II.2.2.2 Le mésozoïque :

Il est représenté par le crétacé, le jurassique et le trias avec une épaisseur totale de 2621m.

- **Le crétacé :**

Il n'est représenté que par le sénonien, le turonien, le cénomanien, l'albien et le néocomien, avec une épaisseur totale de 1273m.

- **Le jurassique :**

Il est présenté avec tous ces termes, soient le dogger et le lias avec une épaisseur totale de 1012m.

- **Le trias :**

Considéré comme l'un des objectifs de ce forage, le trias dans la région est représenté par le TAGS, le trias intermédiaire II, le trias moyen l'intermédiaire I et le trias inférieure pour une épaisseur totale de 389m.

II.2.2.3 Le Paléozoïque :

Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux (BL), le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé.

- **L'ordovicien.**

Tableau II -3 : Epaisseurs des couches de l'ordovicien

Structure	Epaisseur (m)
la dalle de m' krata	45
les argiles Micro-conglomératiques	34
les Grès d'Ouedsaret	241
les argiles D'azzel	64
les grés de Ouargla	89
les quartzites de hamra	133

II.3. Le Projet Quartzite Hamra

II.3.1 Introduction

Quartzite Hamra que notre projet porte sur est considéré comme un tight réservoir.

"Le tight réservoir" manque d'une définition formelle, et l'utilisation du terme change considérablement. La loi et le Curtis (2002) ont défini les réservoirs (tight) de bas-perméabilité en tant qu'ayant des perméabilités moins de 0.01 mD. Par conséquent, le terme "Tight gas réservoir " a été inventé pour des réservoirs du gaz naturel avec une perméabilité moyenne de moins de 0.1 mD.

II.3.2. Généralités sur les Quartzites Hamra

Cette formation appartenant à l'ordovicien, s'avère être un réservoir du futur vu le potentiel en hydrocarbures au niveau de la région de Rhourde Nouss et sur plusieurs périmètres.

Cette formation a été rencontrée lors de forages d'exploration dans les structures.

Le réservoir Quartzite Hamra est assez épais (200 à 250m) et compact avec des caractéristiques pétrophysiques médiocres, seule la présence de fissures ouvertes fera de cette formation un bon réservoir.

Une géophysique très poussée et à grand maillage est le seul moyen pour déterminer des zones intéressantes (fissurées) pouvant renfermer des hydrocarbures.

II.3.3. Aspect structural

La zone appartient à l'ensemble structural du môle d'El BIOD – Gassi Touil. Importante subsidence :

- Déformations tectoniques très accusées Anomalies d'épaisseur et de faciès;
- Lacunes stratigraphiques ;
- Structures polyphasées;
- Deux orientations prédominantes sub méridienne NE-SE

Une étude sismique 3 D a été réalisée dans le cadre du projet intégré Gassi Touil – Rhourde Nouss, cette étude permettra de mieux cerner l'aspect structural des Quartzites de Hamra de toute la région de Rhourde Nouss.

II.3.4. Aspect du réservoir

Les relations porosité – perméabilité montrent clairement que tous les réservoirs infra TAGS présentent des caractéristiques pétrophysiques moins bonnes que le Réservoir du TAGS, cette dégradation des caractéristiques de réservoir est particulièrement nette pour l'ordovicien.

Les quartzites de Hamra, bien qu'épaisses et continues, présentent des caractéristiques pétrophysiques matricielles très médiocres et seule la présence des fractures en améliore la productivité.

Les fortes réserves de condensat calculées pour ce réservoir résultent d'un important volume de roche dans lequel la fracturation est loin d'être homogène.

C'est un réservoir de gaz à condensat surmonté par un gaz cap, et connecté à un aquifère actif.

II.3.5. Stratigraphie

Cette formation appartient à l'Ordovicien, sous les grès d'Ouargla et au-dessus des grès d'El Atchane. Son étendue paraît importante au niveau de la province triasique et la partie orientale de la plateforme saharienne.

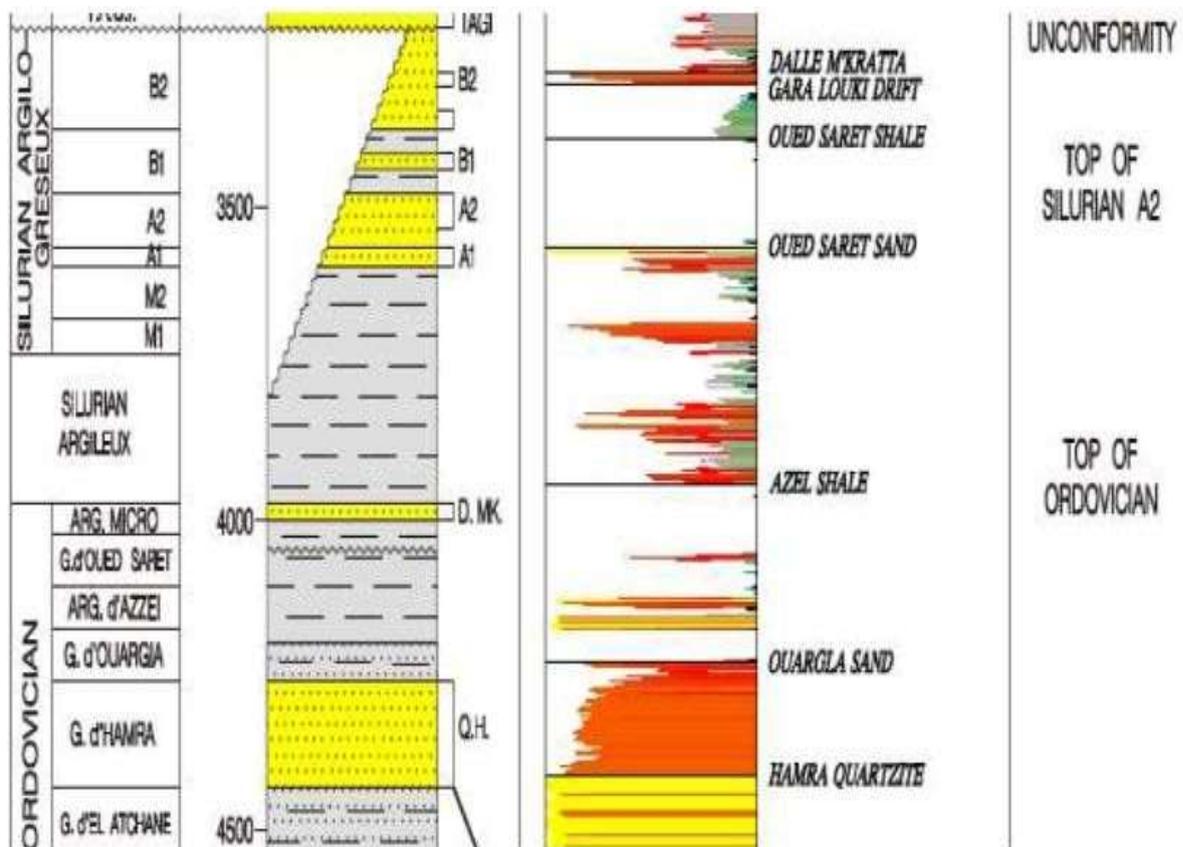


Figure II.3 : Stratigraphie de Quartzite Hamra

II.3.6. Description lithologique :

Cette formation se caractérise par sa composition pétro physique, c'est un quartzite à ciment siliceux avec de rares passées d'argile compacte grise. Elle se débite en lamelles sous forme d'écailles très dure et compacte d'une épaisseur allant de 200 à 250m.

II.3.7. Diagenèse

- Faibles caractéristiques matricielles en générale causée par une silicification secondaire lors de l'évolution géologique de la formation.
- Fracturation naturelle (tigilites).

II.4. Bilan des réserves en place évaluées par le beicpe

Réserves prouvées et non prouvées (à découvrir)

GAZ: 195 Milliards de m3 (toutes structures)

CONDENSAT : 72.6 Millions de m3 (toutes structures)

HUILE: 6 Millions de m3 (toutes structures)

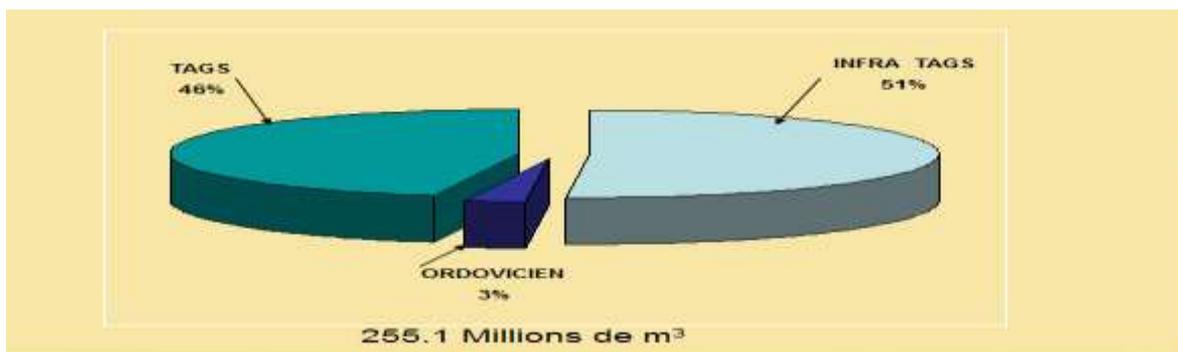


Figure II -4 : Distribution de l’huile en place de la région de Rhourde Nouss

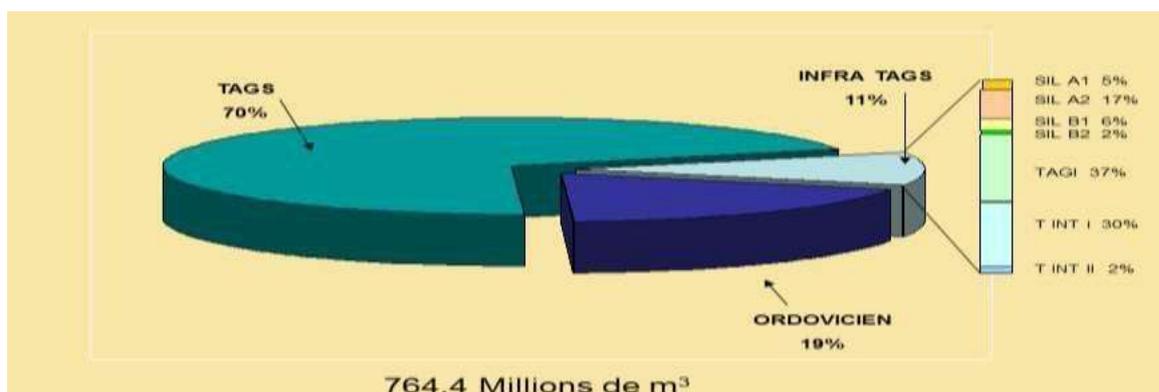


Figure II -5 : Distribution du gaz humide en place de la région de Rhourde Nouss

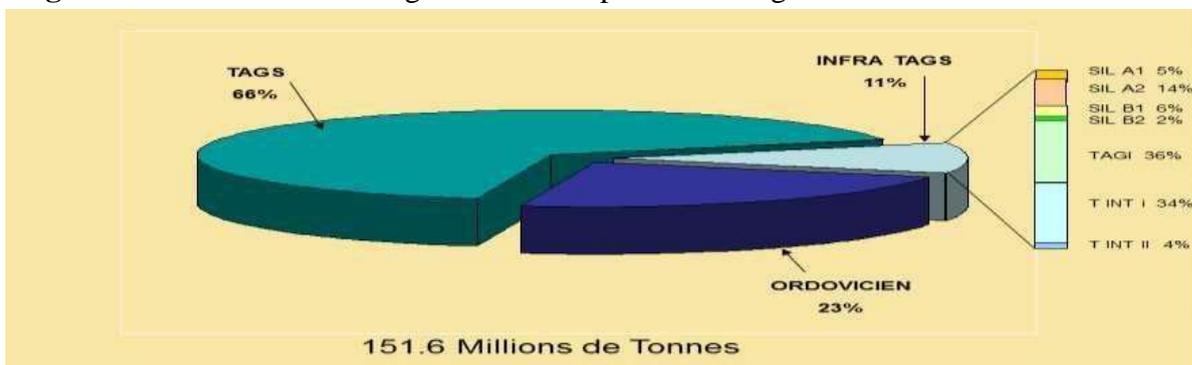


Figure II -6 : Distribution du condensat en place de la région de Rhourde Nouss

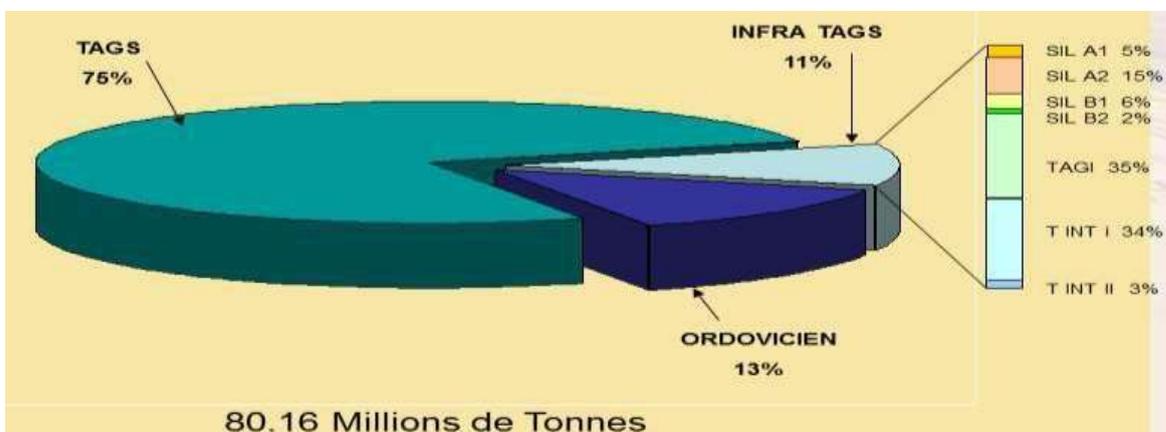


Figure II -7 : Distribution du GPL en place de la région de Rhourde Nouss

II.4.1 Comportement des fluides entre le gisement et la surface

Les huiles et les gaz qui sont contenus dans les réservoirs vont donner des fluides qui, en volume et en quantité seront assez différents lorsqu'ils arriveront en surface.

Ainsi, les huiles légères (plus riches en éléments légers et intermédiaires C1 à C4) vont donner beaucoup de gaz en surface, à l'inverse les huiles lourdes ne produiront que très peu de gaz ou pas du tout (huiles mortes).

Les gaz secs ne donneront que du gaz en surface par contre les gaz à condensât pourront donner beaucoup de condensât (ou gazoline). Ceci est résumé dans le schéma ci-dessous.

$$\text{Gaz} = \text{C1} + \text{C2 à C4} + (\text{C5}^+)$$

II.4.2 Gisement de gaz à condensat

Un gaz à condensât est un fluide pour lequel la température aux conditions réservoir est supérieure à la valeur de la température critique et inférieure 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.6.

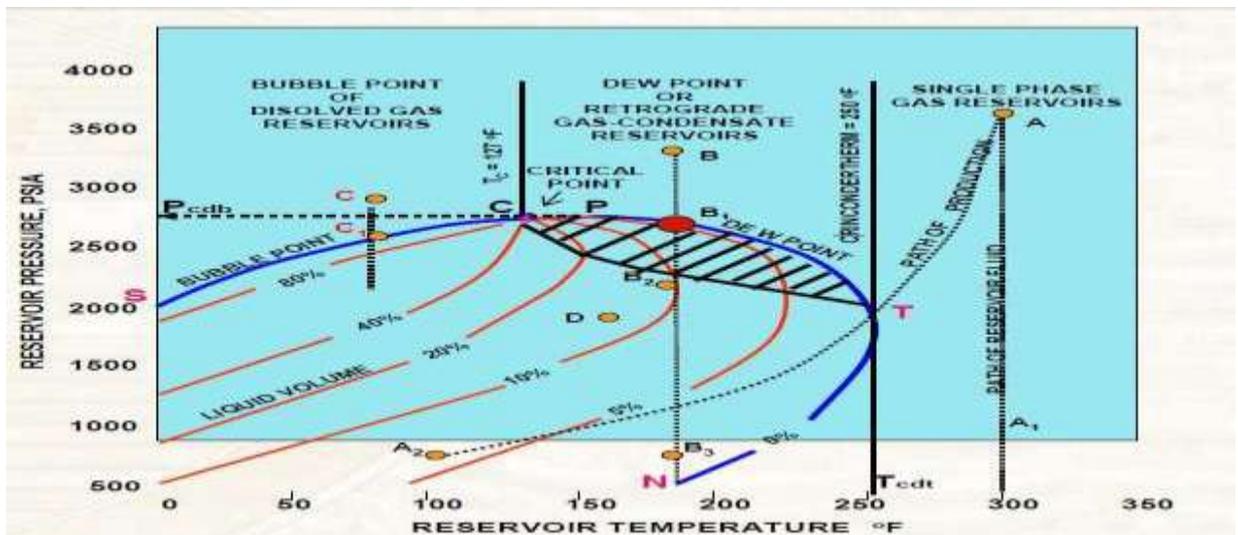


Figure II -8 : Diagramme de phase (pression –température) d'un gaz à condensat.

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 (il y'aura formation de liquide), elle 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 (condensât 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 qui 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).

Conclusion

La région de Rhourde Nouss couvre une grande partie du bloc 246, d'après les prospections géophysiques et géologiques qui ont permis de mettre en évidence des structures positives pouvant contenir des hydrocarbures.

L'exploration sur la structure de HAMRA a permis de découvrir la présence du gaz au niveau de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra : puits Hamra2 en 1956).

Le forage profond du puits RN#101 sur la structure de Rhourde Nouss a confirmé l'existence du gaz riche en condensat au niveau de cette formation dont une trentaine de puits réalisés au niveau de la région de Rhourde Nouss et sur d'autres structures dont certains ont été positifs et qui ont confirmé l'importance de ce réservoir.

Ces gisements sont généralement assez profonds (>2000m) le bilan matière s'effectue à partir d'une analyse PVT très soignée.

L'exploitation d'un tel gisement est caractérisée par deux phénomènes à savoir Le dépôt du liquide qui suit le déclin isotherme de la pression c'est le phénomène rétrograde et la production du liquide en surface par suite de la détente avec abaissement de la température entre le réservoir et les installations de production.

Chapitre III :

Base théorique et interprétation de Well Test

III -1: Base théorique de well test :

Introduction

Le Well Test est l'une des techniques les plus répandues dans le domaine pétrolier, c'est un outil très essentiel pour caractériser le réservoir et évaluer ses performances. Contrairement à la sismique qui donne une information globale sur le gisement et à la diagraphie qui donne une information locale, les essais de puits donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits.

III -1-1 Principe de Well-test :

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits.

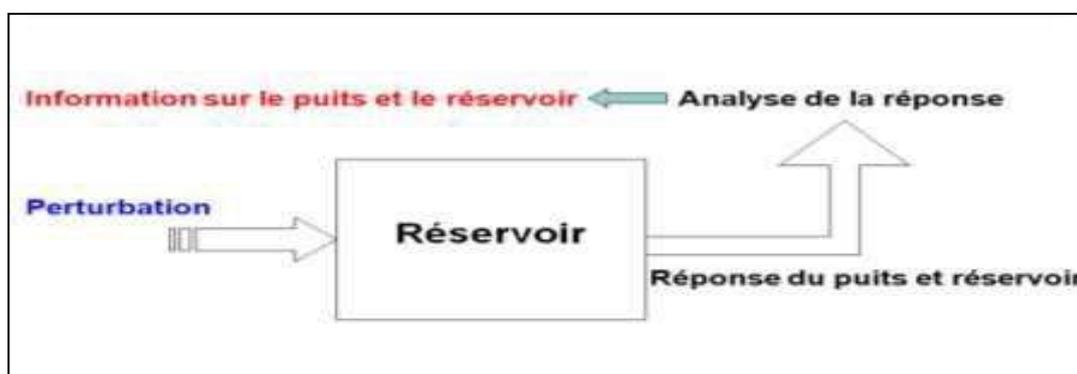


Figure III -1 : Schéma illustratif du principe des essais de puits.

III -1-2 les différents types de well-test :

Il existe plusieurs types des essais de puits, qui diffèrent selon la nature du puits et le but recherché.

Selon la chronologie du test on distingue : les tests initiaux (DST- les tests potentielles), et les tests périodiques.

III -1-2-1 Test au cours de forage (drill-stem-test):

Le DST est un test utilisé dans un puits nouvellement foré. Il est réalisé après un forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, et déterminer la nature de fluide, et prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

Pour réaliser ce test, des outils spéciaux (BHA) sont montés à la fin du train de tiges de forage (Drill String).

L'opération du test au cours de forage se décompose en plusieurs phases principales qui sont représentées par le diagramme ci-dessous.

- descente du train de test (BHA).

- Ancrage de packer et mise en débit de la formation.
- Fermeture et enregistrement de la pression de fond et remontée de train...

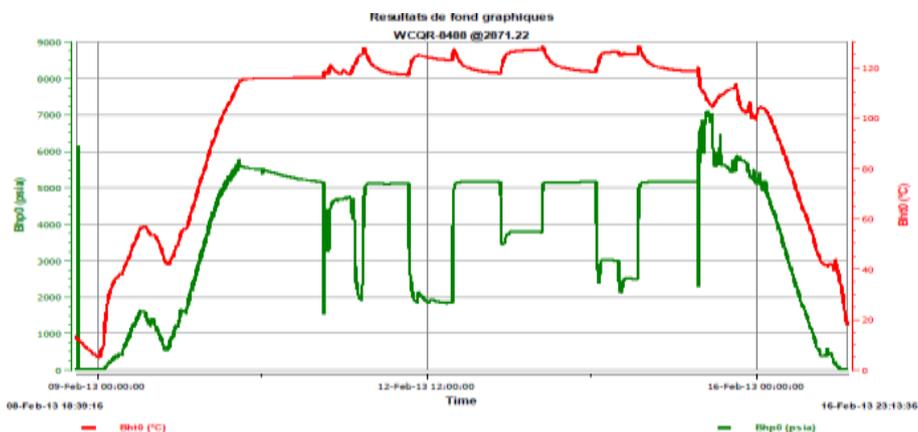


Figure III-2 : Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.

III -1-2-2 Les tests du puits à gaz :

Dans certains cas, en fonction des objectifs du test et du temps dont on dispose, le déroulement du test peut être identique à des puits à huile si ce n'est que :

- le temps de débit nécessaire peut être plus élevé;
- le temps de fermeture est souvent au moins égale à une fois et demie le temps de débit.

Dans le cas où il s'agit de caractériser la dérivabilité du puits à gaz et l'AOF, il est nécessaire de disposer, du point de vue théorique d'au moins deux débits différents et du point de vue pratique, d'au moins quatre débits différents.

Pour ce faire on utilise généralement l'une des procédures de test pour puits à gaz ci-après :

III -1-2-2-1 Le test isochrone :

Un test isochrone consiste à produire le puits avec quatre débits différents de même durée, entre chaque période de production le puits est fermé jusqu'à ce que les conditions statiques satisfaisantes de ce dernier soient atteintes.

III -1-2-2-2 Le test isochrone modifié :

Le véritable test isochrone est habituellement remplacé par un test modifié où la durée de débit et de fermeture égale. Le test isochrone modifié est plus rapide parce qu'il n'est pas nécessaire d'attendre la stabilisation comme le précédent, cependant la dernière période débordante est prolongée jusqu'à ce que la stabilisation soit atteinte.

Remarque : Leur déroulement est identique au test isochrone, sauf que les temps de fermetures intermédiaires sont égaux aux temps de débits.

III -1-3 Spécificités pour les puits à gaz :

III -1-3-1 Le skin :

Le skin total dans un puits à gaz est une contribution de :

- Skin mécanique associé avec le skin d'endommagement.
- Skin d'écoulement non Darcy dû aux grandes vitesses d'écoulement des gaz.

Donc le skin globale s'exprimé comme suit :

$$S' = S + D Q \dots\dots\dots (3-1)$$

" D " est coefficient d'écart à la loi de Darcy, pour connaître S et D il faut mesurer ce skin global à plusieurs débits.

III -1-4- Présentation des méthodes d'interprétation :

Ces dernières années, les techniques d'interprétations des essais de puits ont suivi une évolution très rapide. En effet, à côté des méthodes d'interprétation dites conventionnelles, souvent assimilées aux analyses semi-log, sont apparues les méthodes dites modernes, qui se résument pratiquement à différentes planches de courbes types.

Malgré un nombre impressionnant de publications dans le monde, ces méthodes modernes restent parfois mal connues et souvent très controversées dans l'industrie pétrolière.

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles :

III -1-4-1 Les méthodes conventionnelles

III -1-4-2 Les méthodes modernes : utilisant les courbes types, les dérivatives

Tableau III -1 : Classification et comparaison des méthodes d'interprétation

Analysis method	Identification	Verification
Straight lines	Poor	None
Pressure type curves	Fair (limited)	Fair to good
Pressure derivative	Very Good	Very good
Deconvolution	Much better	Same as derivative

III -2 : Interprétation de well test :

La connaissance des paramètres du réservoir permet de faire des prévisions de la production et de prendre des décisions concernant la complétion et la gestion du réservoir en général. C'est pour cette raison que l'interprétation des essais de puits a marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont subi une évolution rapide commençant par les méthodes conventionnelles, avec l'utilisation de courbes types puis par l'avènement de la dérivée de la pression et l'introduction des outils informatiques parmi les quels l'environnement Ecrin qui est la version développée par KAPPA Engineering, notamment le logiciel SAPHIR qui permet de faire des analyses sur les essais de puits.

III -2-1-Le Logiciel Kappa Saphir

III -2-2- Présentation

Saphir est un outil d'interprétation de WELL TEST basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique de production. Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités.

D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression, un module du contrôle de qualité permet de contrôler les mesures des différentes jauges utilisées lors des tests de puits.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire nous permet d'identifier les modèles de réservoir et de tirer les différents résultats de l'analyse, notamment les paramètres de fonctionnement des puits.

La version 4.02 a connue l'introduction d'une nouvelle méthode qui est la déconvolution dont on s'intéresse principalement dans ce mémoire. Dans notre travail on va utiliser la version 4.10.02 de Saphir.

III -2-3 -Description et utilisation

Lors qu'on lance le logiciel Saphir en cliquant sur son icône, il apparaît l'interface représenté dans la (figure III -3) :

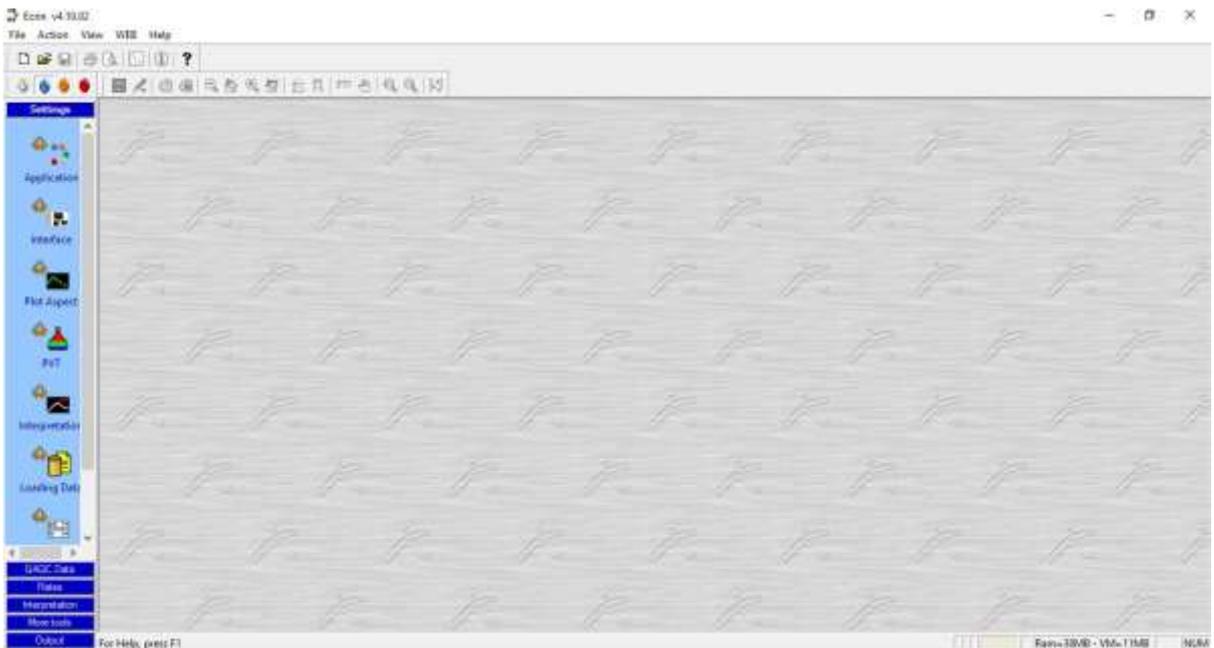


Figure III-3 :L'interface du logiciel kappa Saphir4.10.02

Pour ouvrir un nouveau dossier pour un nouveau puits, on clique sur 'new file 'en haut à droite et on obtient la fenêtre de dialogue suivante, Figure III-4:

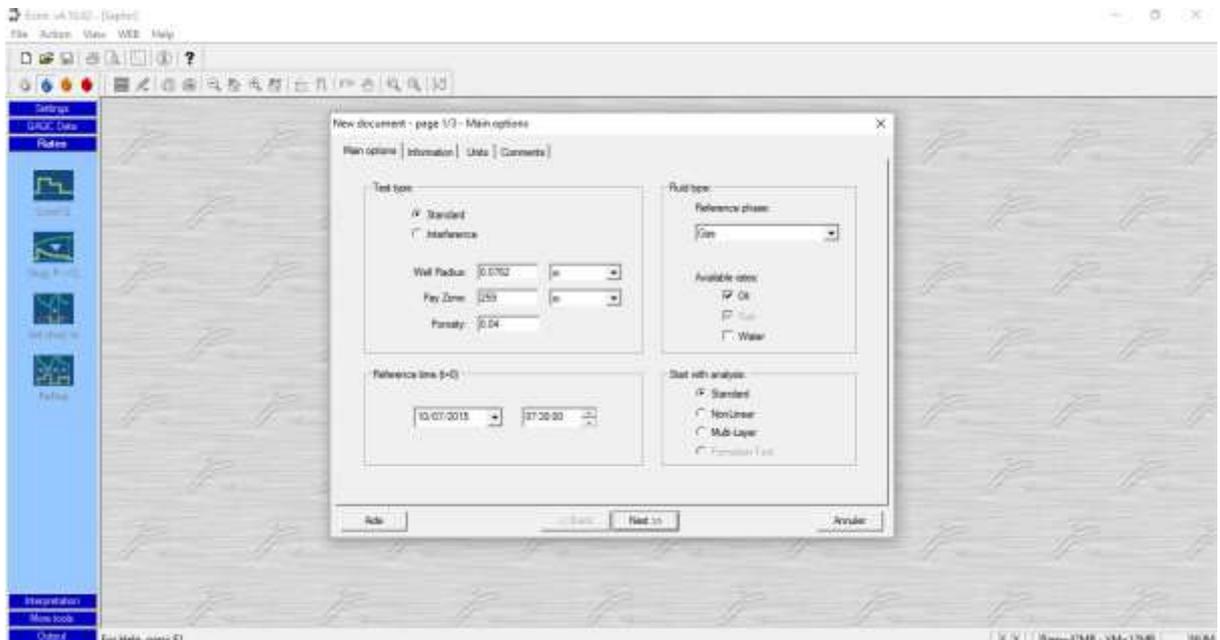


Figure III-4 : L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits.

Après le fait d'introduire les données nécessaires pour un nouveau puits, des données complémentaires sont demandées concernant la société de service et le client comme illustré dans la figure III-5:

Figure III-5 : Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits.

Maintenant, nous devons introduire les données liées à la formation (réservoir) en étude, (figure III-6):

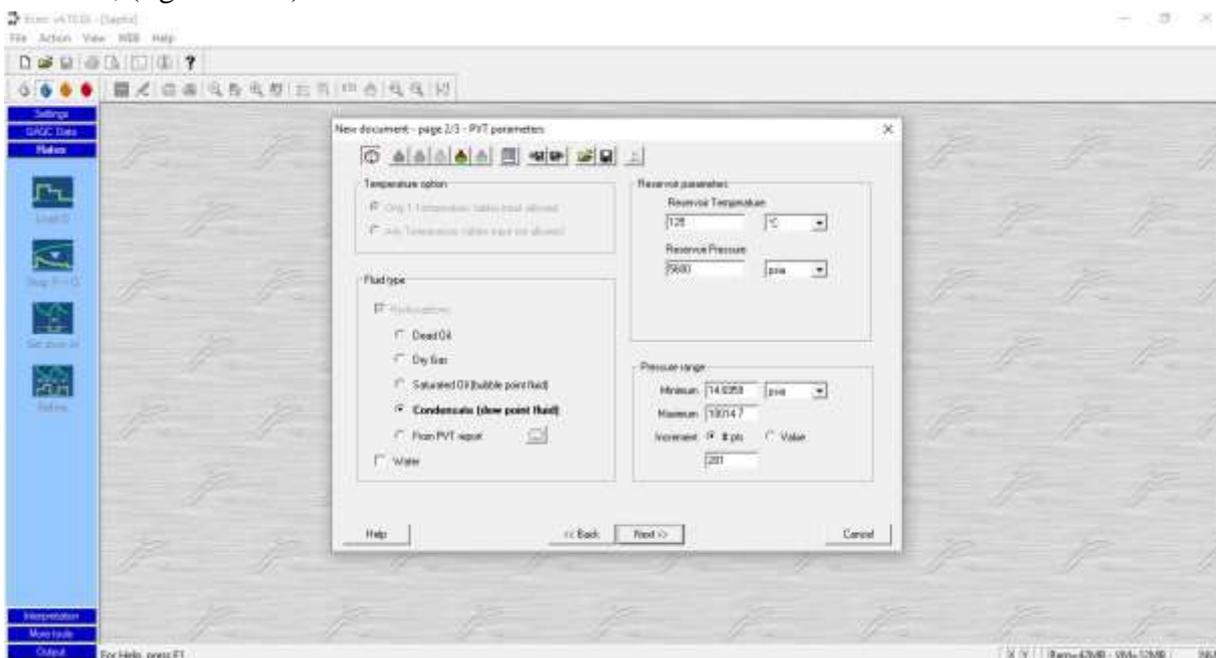


Figure III-6: L'Introduction des caractéristiques du réservoir

Après cette étape, il est recommandé de définir la nature de l'effluent en jeu (gaz, huile, gaz à condensat...) ainsi qu'indiquer leur caractéristiques PVT en cliquant sur la fiole colorée dans la figure III-7 :

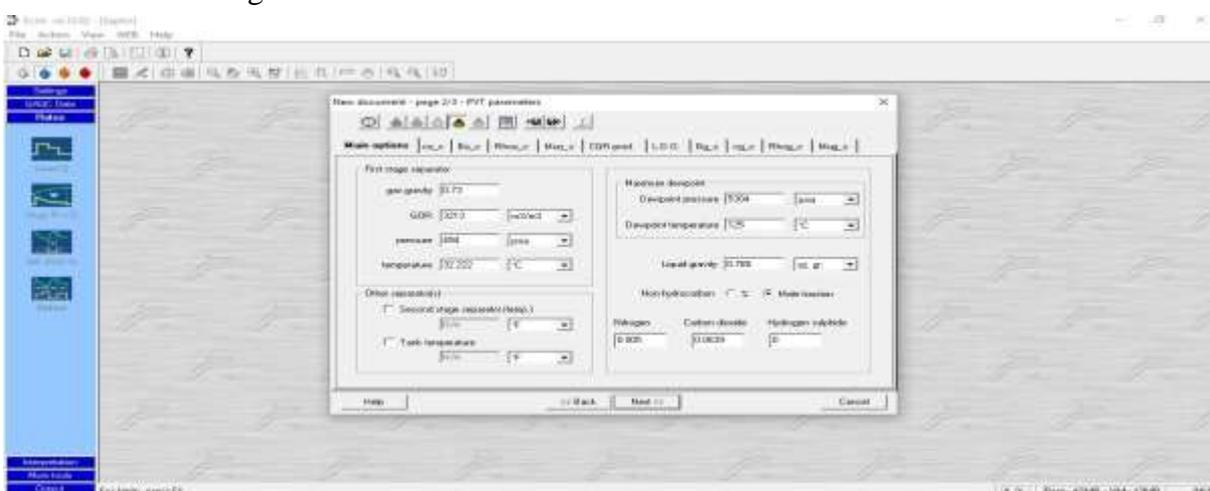


Figure III -7 : Choix de la nature de l'effluent et la définition de leurs données PVT.

Pour obtenir la courbe des débits et de pressions, des enregistrements de débit et de pression, les données doivent être ramenées sous forme de fichier Excel ou autres comme montré dans la figure III-8:

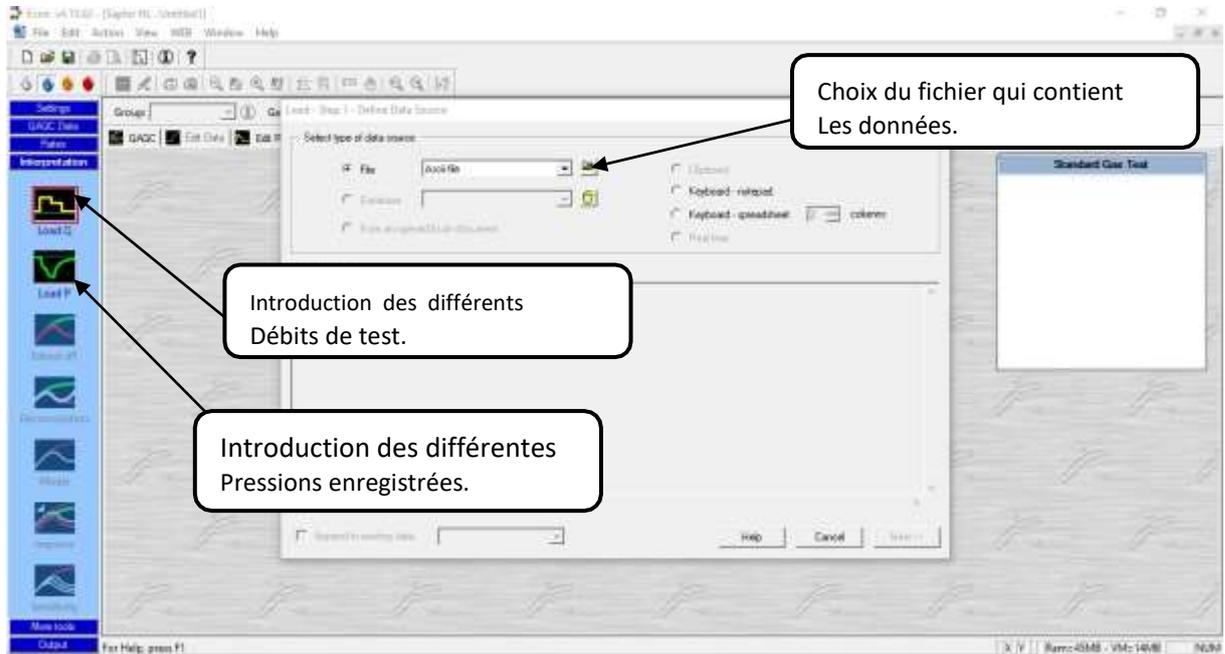


Figure III-8 : Introduction des enregistrements de débit et de la pression
 Les résultats finaux obtenus de la part du logiciel et les différents outils à utiliser pour construire, modifier et caler le modèle sont expliqués dans (figure III-9):

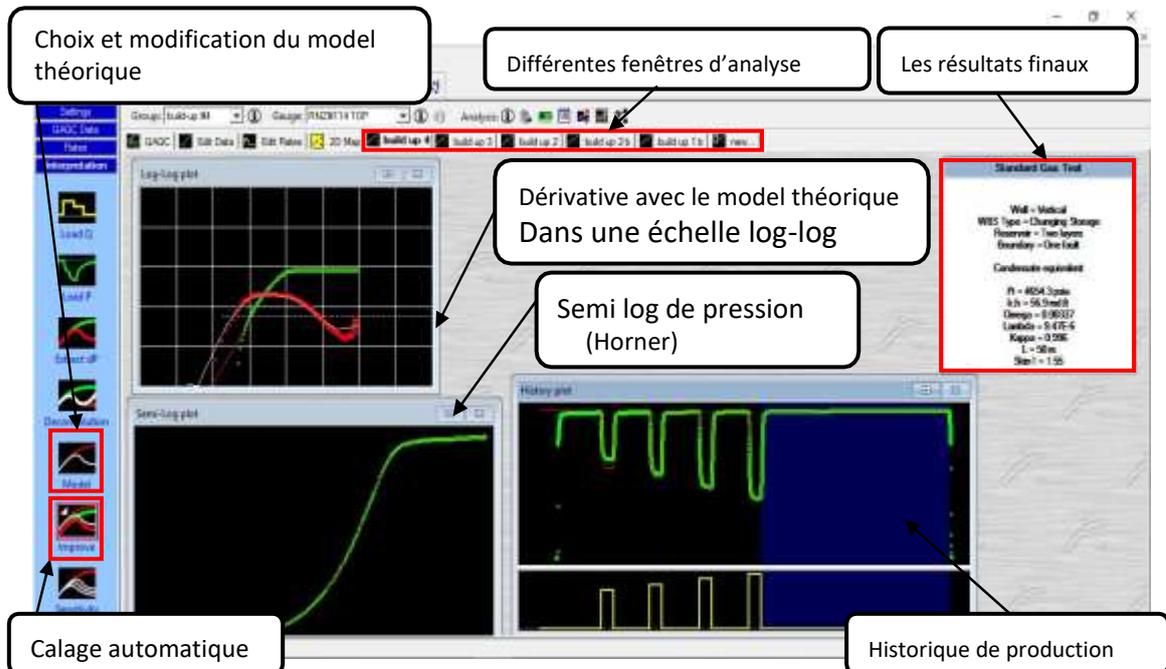


Figure III-9: Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage

III -2-4-La Sélection des puits candidats

Notre étude consiste à interpréter les essais aux puits de gaz à condensat du Quartzite Hamra (tight réservoir) dans la région de RNS, mais on s'intéresse qu'au block central (Rhourde-Nouss Centre) qui contient environ 7 puits.

Parmi ces 7 puits on a choisi 2 candidats pour travailler sur et qui sont :

RN108-RNZ123

La sélection est basée principalement sur deux critères:

- ✓ La disponibilité des données;
- ✓ La disposition géographique des puits.

On a choisi des puits de telle sorte qu'on peut plus ou moins couvrir tout le block et avoir une représentation sur le modèle du réservoir de telle manière que les différences et les hétérogénéités soient détectées et bien représentées, (fig 3-10):

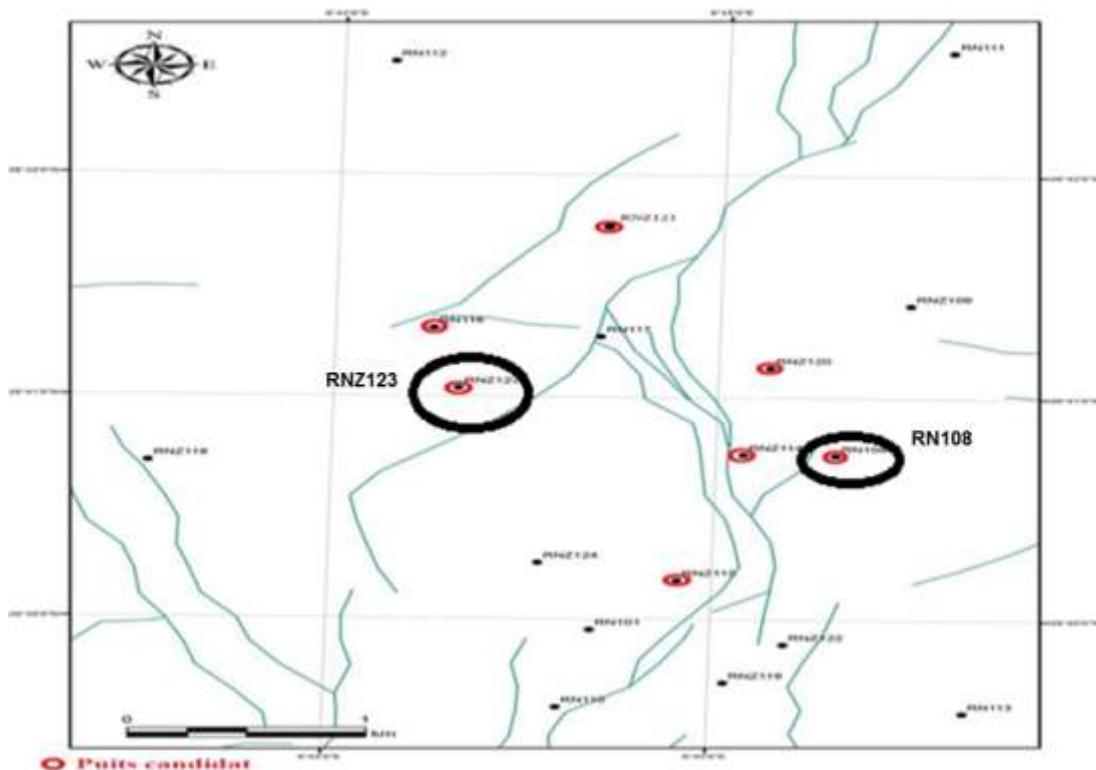


Figure III-10 : Le positionnement des puits candidats et les présentes failles sur RNC.

III -2-5-Les Données des tests potentiel

Date	EN108			RNZ114			RNZ115			RN116			RNZ120			RNZ121			RNZ123		
	22/07 2015	23/07 2015	25/07 2015	11/07 2015	12/07 2015	13/07 2015	14/07 2015	03/07 2015	04/07 2015	05/07 2015	10/06 2015	12/06 2015	27/08 2015	28/08 2015	29/08 2015	02/06 2015	03/06 2015	04/06 2015	18/06 2015	19/06 2015	20/06 2015
φ dnse	24/64	32/64	40/64	20/64	24/64	28/64	32/64	20/64	24/64	28/64	24/64	20/64	24/64	32/64	40/64	24/64	32/64	40/64	24/64	28/64	32/64
P _{stat} (Psi)	2537	1893	1403	2376	2000	1678	1408	1581	1291	1062	1119	1424	2657	2099	1670	3501	3162	2744	1411	1135	915
T _{stat} (°C)	70	75	76	63	63	63	63	50	48	49	53	50	59	68	73	78	88	92	55	56	55
Q _{gaz} (m ³ /j)	181497	230005	256737	120371	137607	156226	170660	84464	93918	103958	76635	67321	184205	253091	303398	243939	378108	500604	97775	106377	107434
d _{gaz}	0.725	0.736	0.741	0.727	0.730	0.733	0.730	0.728	0.730	0.728	0.732	0.728	0.728	0.732	0.736	0.726	0.734	0.744	0.736	0.738	0.734
Q _{condensat} (m ³ /j)	57	75.4	84.3	40.4	42.8	47.4	52	23.8	28.6	28.7	28.4	23.4	71.6	90.1	109.7	75.9	113.2	150.2	42.6	37.7	37.8
d _{condensat}	0.767	0.771	0.775	0.762	0.765	0.767	0.765	0.757	0.755	0.758	0.769	0.771	0.763	0.763	0.763	0.771	0.770	0.774	0.736	0.770	0.769
Q _{eau} (L/h)	82.6	123	130	55	84	98	107	0.0	25.0	49.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110	201	247	60	73	77
r _{pot} (m)	0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762		
haute (m)	250			259			280			301			230			613			250		
Ø (%)	0.04			0.04			0.04			0.04			0.04			0.04			0.04		
Nature fluide	Gaz a Condensat																				
d _{noy gaz} (SG)	0.71			0.73			0.73			0.728			0.73			0.732			0.71		
d _{noy condensat} (SG)	0.8			0.765			0.7577			0.771			0.763			0.763			0.8		
% CO ₂	0.0654			0.0639			0.0633			0.066			0.0656			0.085			0.0654		
% N ₂	0.005			0.005			0.0053			0.005			0.0053			0.006			0.005		
T _{riservoir} (°C)	12			125			110			100			126			135			121		
P _{riservoir} (Psi)	5000			5600			3974			5000			5550			5500			5000		
CGR (m ³ /m ³)	2770			3213			3552			2850			2800			2594			2792		
T _{iseparation} (Psi)	39			32.222			17.7778			30			37			38			38.3333		
T _{roc} (°C)	500			494			166			456			495			636			502.969		
P _{roc} (Psi)	127			125			110			130			125			135			121		

Tableau III-2 Données du test potentiel nécessaire pour l'interprétation

III -2-5-Analyse et interprétation du test potentiel

Une analyse d'un seul cas (puits RNZ 123) sera présentée en détail. Pour les autres puits, seuls les résultats et leurs discussions seront abordés.

III -2-5-1-Cas du puits RNZ123

III -2-5-1-1-L'historique de la production au cours du test

Au cours du test, les perturbations (fermetures-ouvertures) provoquent des build-up et des draw-down au niveau des enregistrements de la pression comme montré dans la figure suivante :

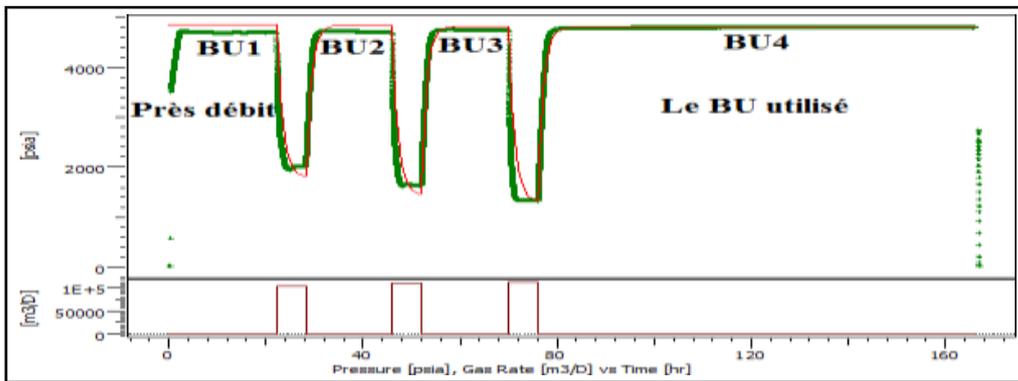


Figure III-11 :Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ123

III -2-5-1-2-Le tracé des courbes log-log et semi-log et leur calage(Maching)

La courbe dérivative est obtenue en dérivant la pression de chaque build-up par Saphir qui les présente sous forme de courbe log-log et semi-log, figure III -10, figure III-12. Puis, plusieurs modèles peuvent être présentés par Saphir pour caler la courbe obtenue mais on choisit celle qui représente le calage le plus proche de la réalité.

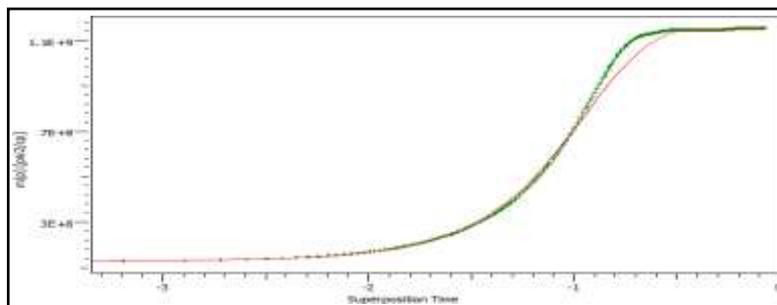


Figure III-12 :Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ123

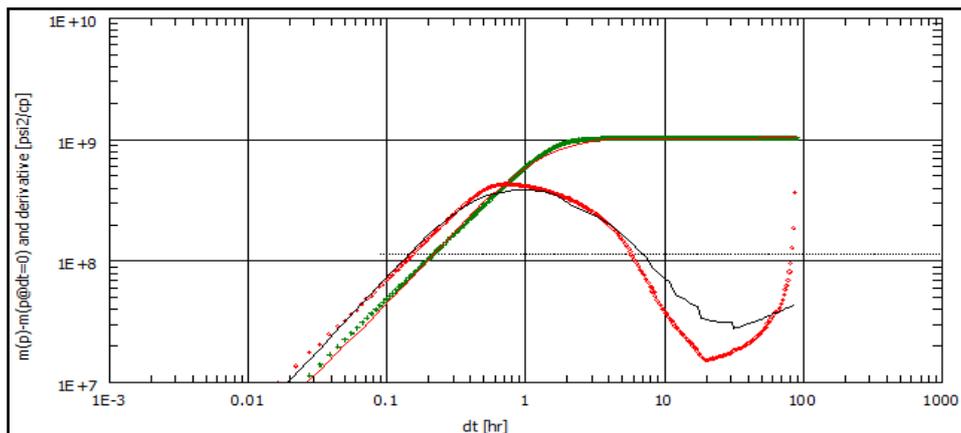


Figure III-13: Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ123.

Il est bien clair que la réponse sur le dernier Build-Up (BU4) est la plus longue, spécialement pour la dérivée dans sa troisième et dernière partie (le st time).

Il montre une allure descendante qui représente la possibilité d’une signature modèle système alimenté « constante pression ». Le calage était difficile, voire la perturbation observée à la fin du signal, de ce fait, un seul modèle a présenté un calage raisonnablement bon qui est le modèle double porosité (PSS), Vertical, well borestorage variable avec l’existence d’une une faille.

III -2-5-1-3-Résultats d’interprétation

Les résultats de l’interprétation sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau III-3 : Résultats de l’interprétation par Saphir du puits RNZ123

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option du modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable(Fair)	
Réservoir	Double Porosité PSS	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
TMatch	5.49	[hr]-1
PMatch	4.33E-9	[psi ² /cp]
C	0.0289	bbl/psi
SkinTotal	-2.07	--
K. htotal	17.2	md.ft
K,moyen	0.575	Md
P _i	4866.74	Psia
Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.0289	bbl/psi

C_i/C_f	3.49	--
Δt	1.02	Hr
Skin	-2.07	--
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	4866.74	Psia
K.h	17.2	md.ft
K	0.575	Md
Omega	0.01	--
Lamda	2.83E-6	--
L-No flow	104	

III -2-5-1-4-Application de la déconvolution :

Afin de raffiner les données, d'annuler la perturbation et de confirmer le modèle choisit (sur passer la non unicité du problème) surtout au niveau des frontières du réservoir où il y'a le doute (c'est la zone la plus perturbée), nous appliquons la déconvolution avec plusieurs façons. On a essayé 4 différentes combinaisons du build-up, c'est une sorte de sensibilité pour trouver la meilleure façon d'appliquer la déconvolution. Nous constatons que :

- ✓ La déconvolution a supprimé la perturbation et elle a donné un signal plus stable.
- ✓ La déconvolution sur la quatrième et la dernière période du build-up a donné un très bon signal et le meilleur de toutes les combinaisons sur le tracé de pression, et surtout la dérivative.

Plusieurs modèles ont donné un bon calage, mais le modèle « Pression constant rectangular » est le meilleur, il présente un calage parfait (voir figure III-14, figure III-15 et figure III-16).

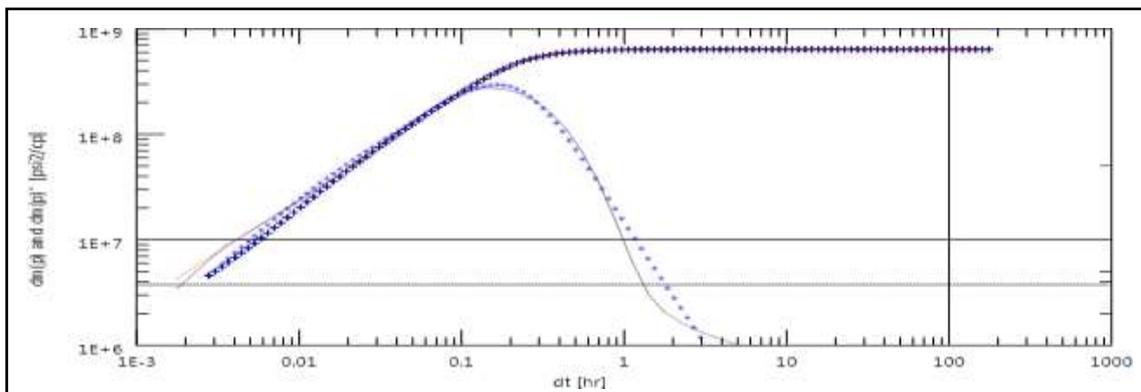


Figure III-14 : Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/one fault-constant pressure.

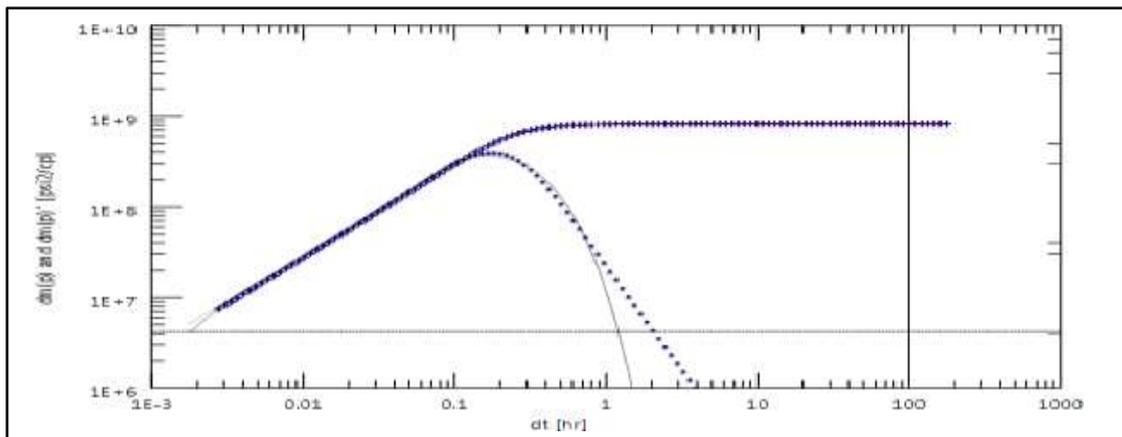


Figure III-15: Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/ circle.

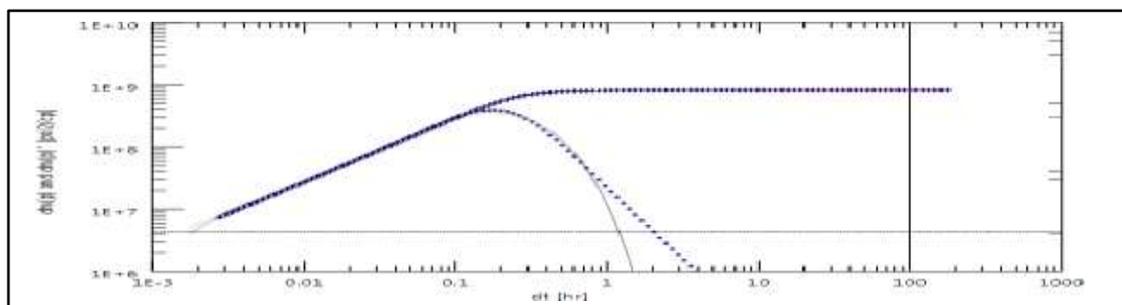


Figure III-16 : Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/rectangular-constant pressure

III -2-5-1-5-Discussion

- ✓ La déconvolution nous a fourni plus de raffinement et de précision pour le choix du modèle.
- ✓ Nous constatons que le modèle constant pressure- rectangular est le meilleur, car il adonné une xcellentcalage.
- ✓ Avec la déconvolution on a pu être plus précis et trancher entre les deux modèles restants dans l'identification des frontières du réservoir, ce qui n'été pas le cas avec l'analyse conventionnelle.
- ✓ La déconvolution nous a révélé la vraie configuration des limites de notre réservoir, ce n'est plus une alimentation circulaire mais plutôt rectangulaire.
- ✓ Nous avons identifié avec précision la nature et la forme de notre réservoir.

III -2-6-Résultats et discussion

III -2-6-1-Le puits RN108

III -2-6-1-1-L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log

Les figures suivante montre le tracé des courbe de débit et de pression et leur calage.

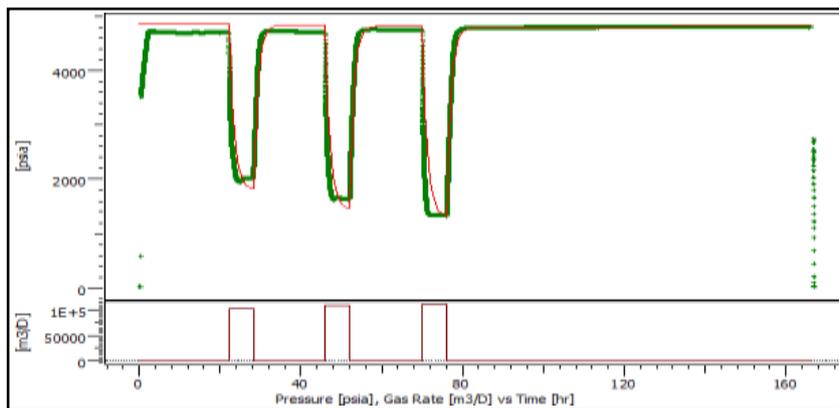


Figure III-17 : Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RN108

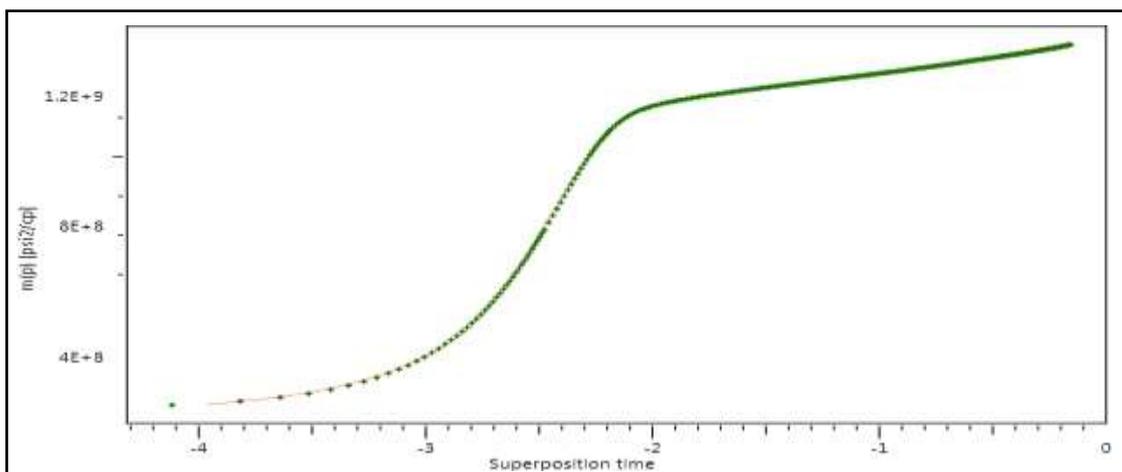


Figure III-18 : Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RN108

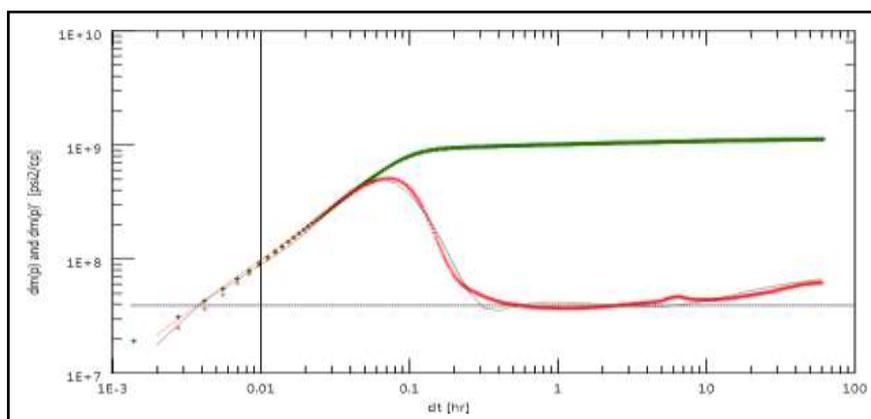


Figure III -19 : Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RN108.

III -2-6-1-2-Application et calage de la déconvolution

La figure suivante montre le calage par la méthode de la déconvolution.

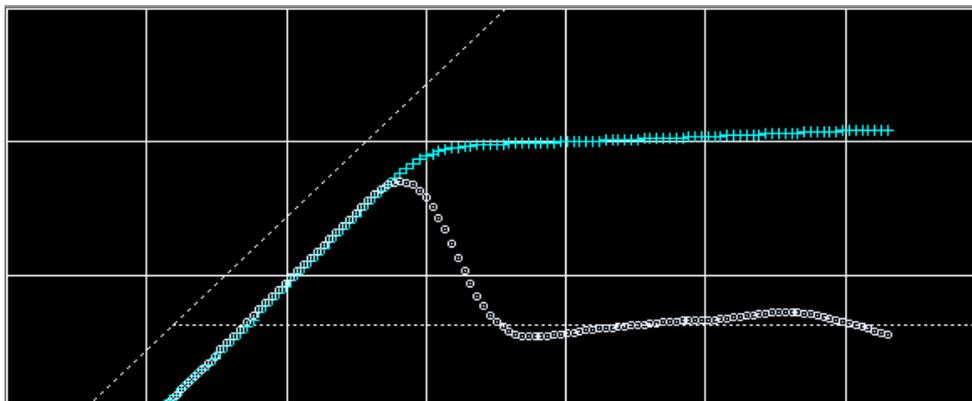


Figure III -20 : Application et Tracé de la déconvolution du puits RN108.

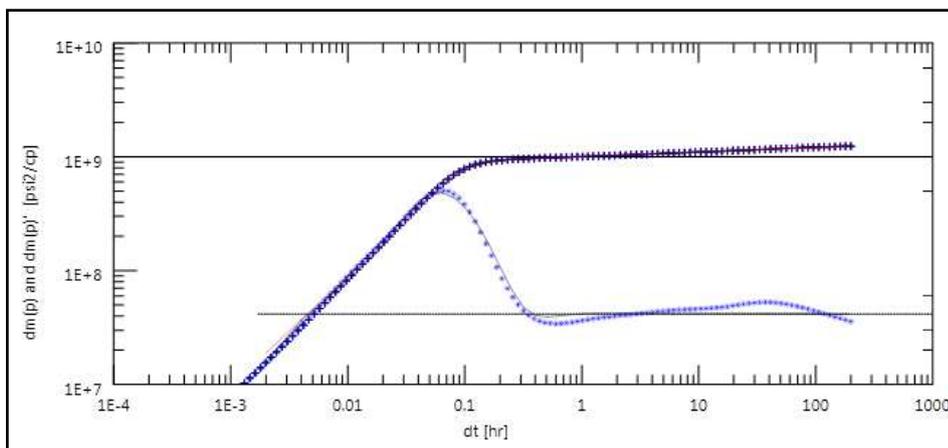


Figure III -21 : Calage du tracé de la déconvolution du puits RN108.

III -2-6-1-3-Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau III -4 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RN108

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
OptionModèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Hegemen) variable	
Réservoir	Double Couches	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
TMatch	373	[hr]-1
PMatch	1.28E-8	[psi ² /cp]
C	0.00162	bbl/psi
SkinTotal	8.83	--
K.htotal	75.4	md.ft
K,moyen	0.153	Md
P_i	5610.65	Psia

Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.00162	bbl/psi
C_i/C_f	2.61	--
Alpha	81.8	--
Skin01	8.83	--
Skin02	5.8	--
dS/dQ	0	[Mscf/D]
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	10.65	Psia
K.h	75.4	md.ft
K	0.153	Md
Omega	8.72E-4	--
Lamda	0.003	--
Kappa	0.998	--
L-No flow	38.9	Ft
Paramètres secondaires et dérivés		
$\Delta P(\text{Totale})$	2230.56	Psi

- ✓ Un bon calage a été obtenu en utilisant deux modèles (bicouche et double porosité).
- ✓ La durée du dernier build-up nous a permis de définir la présence d'une faille et mieux choisir le modèle des frontières.
- ✓ Le meilleur calage est obtenu avec le modèle suivant :
 - Well bore Storage variable ;

- Débit dépend de skin ;
- Réservoir bi-couche ;
- Une faille distante de 38,9ft du puits.

Conclusion :

- Le modèle de réservoir commode pour toutes les cas incluent les modèles communs suivants:
 - Changing Well bore Storage ;
 - Rate de pendant skin ;
 - Two layers reservoir or two porosity;
 - Constant Pressure Boundary or No Flow Boundary.
- On constate que les failles sont étanches, et d'après notre modèle l'aquifère est visiblement actif dans la région du RNC ou le modèle constant pressure domine, ce qui coïncide avec la réalité géologique dans la région.
 - La déconvolution a prouvé son efficacité voir les excellentes résultats obtenus.
 - La qualité de la déconvolution obtenu a été vérifié pour chaque puits (history match) est le match est raisonnablement bon.
 - Le réservoir de Quartzite Hamra par sa nature complexe présente des caractéristiques pétro physiques médiocres.
 - Le Tableau ci-dessous montre la perméabilité, le facteur de skin et la distance aux frontières. La perméabilité est inférieure à 3 mD, et sa moyenne géométrique est 0.14 mD. On devrait se rappeler que les évaluations de perméabilité représentent une combinaison de perméabilité de fracture et perméabilité de matrice.

Tableau III -5 : la perméabilité et le facteur de skin et la distance aux frontières

Well name	K (mD)	S	Distance to boundary
RNZ 108	0.0782	14.1	To constant pressure boundary (ft)
RNZ 123	2.66	95	72

Chapitre IV :

Estimation et prévision de production (Méthode de bilan matière).

Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées, au laboratoire.

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- la méthode volumétrique.
- la méthode du bilan matière.

La méthode du bilan matière est plus simple, plus effective et plus alternative que la méthode volumétrique pour l'estimation, non seulement de la quantité de gaz en place mais aussi de toutes les réserves du gaz à n'importe quel moment de la déplétion du réservoir.

Notons que chaque puits nouvellement foré, minimise les erreurs et rend l'estimation des quantités en place beaucoup plus réelle que la précédente.

IV -1 Estimation des réserves par Bilan Matière :

Un bilan matière a toujours deux utilisations possibles :

- **Prévisions de production** : N_p , G_p , W_p , évolution de la pression, des GOR et des WOR de production ;
- **Calcul des quantités en place** : N , G , W , la production ayant déjà commencé (historique de production).

L'équation du bilan matière est très simple par définition, son principe est la conservation de la masse ou :

(Masse d'hydrocarbure d'origine)-(masse d'hydrocarbure produite) = (masse d'hydrocarbure restant en place).

$$GB_i = (G - G_p)B_g + G_{inj}B_{ginj} + W_e - W_pB_w \dots \dots \dots (5-1)$$

Puisqu'on n'a pas d'entrée d'eau l'équation devient :

$$G_p B_g - G_{inj} B_{ginj} = G(B_g - B_{gi}) \dots \dots \dots (5-2)$$

Ou

N_p : Production d'huile cumulée en(Sm^3).

N : Volume d'huile initiale en place (Sm^3).

B_g : Facteur volumétrique du fond de gaz (Rm^3/Sm^3).

G : Volume de gaz libre (Sm^3).

G_p : Production de gaz cumulée en(Sm^3).

W_e : Entrée d'eau cumulée(Rm^3).

W_p : Production d'eau cumulée en(Sm^3).

G : le volume de gaz libre(Sm^3).

Dans cette étude d'estimation des réserves nous utilisons le logiciel MBAL (Matériel Balance) qui est destiné a la modélisation de réservoir.

IV -2 L'historique de la production :

L'historique de la production, qu'on a possède comme données est l'historique de puits RN108. La (figure IV -1) montre l'évolution de la production cumulée et la décline de la pression de ce puits pendant dix ans de production.

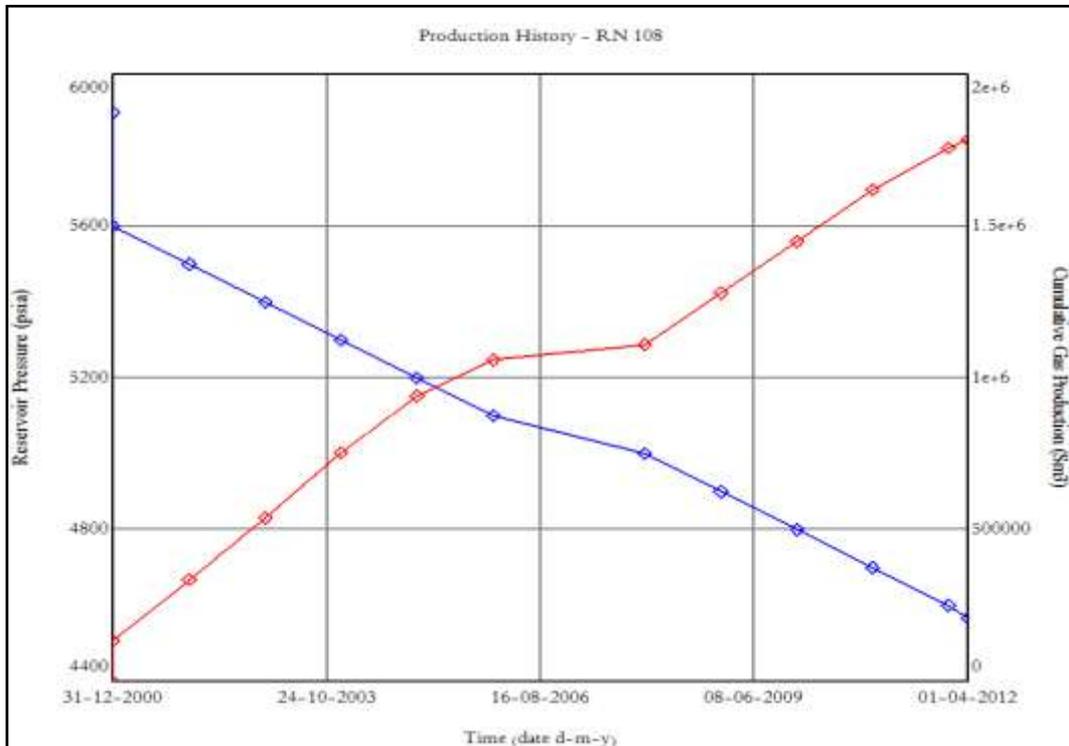


Figure IV.1 : L'historique de la production

IV -3 L'estimation des réserves en place

IV -3-1 La méthode analytique

La (figure IV -2) montre le calcul de la quantité de gaz produite à l'aide de la méthode analytique.

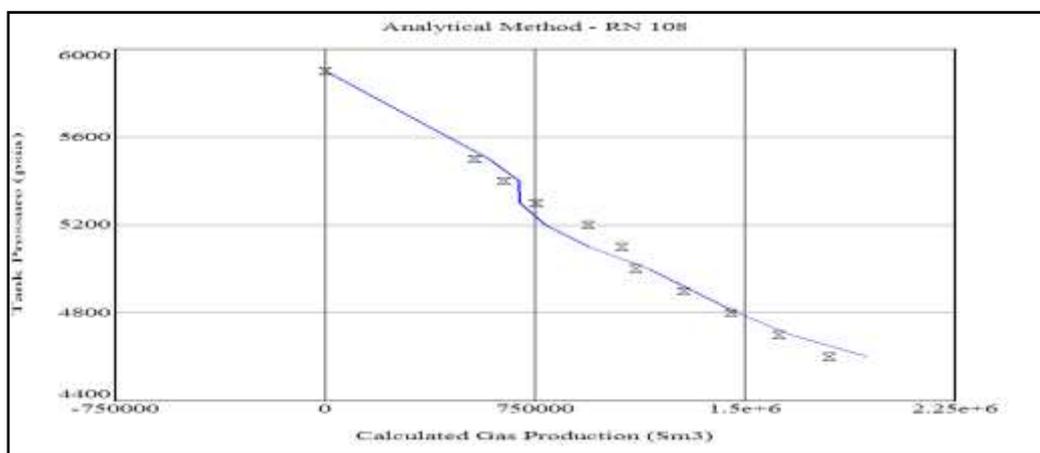


Figure IV.2 : Résultats de la méthode analytique.

IV -3-2 La méthode de P/Z

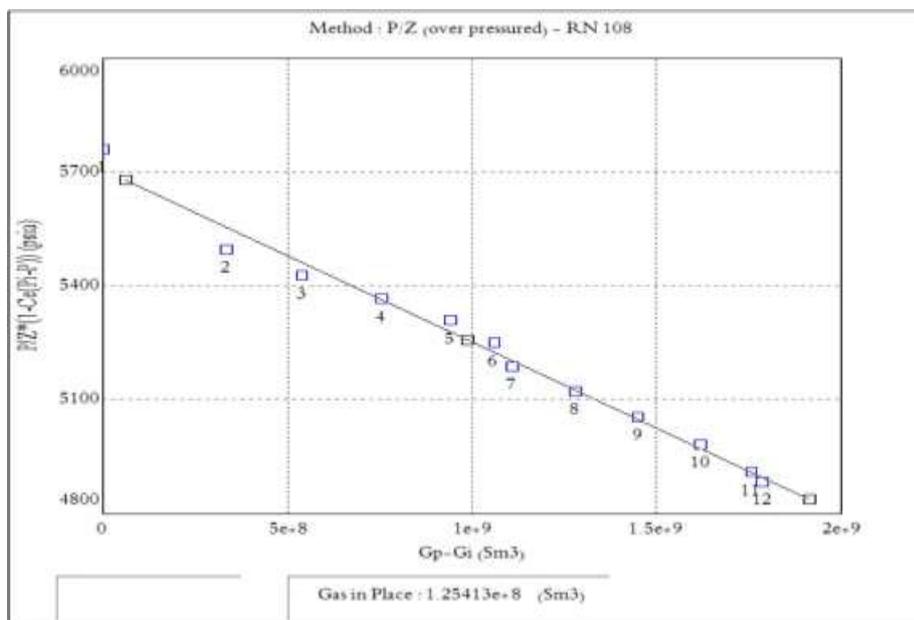


Figure IV.3 : le Modèle de calibration P/Z

Le graphe de $p/z = f(Gp)$ est une ligne droite dans ce gisement où le mécanisme de drainage est l'expansion du gaz.

Les réserves estimées par cette méthode analytique sont : $1.25 \cdot 10^8 \text{ m}^3$.

IV -3-3 Les régimes de drainages

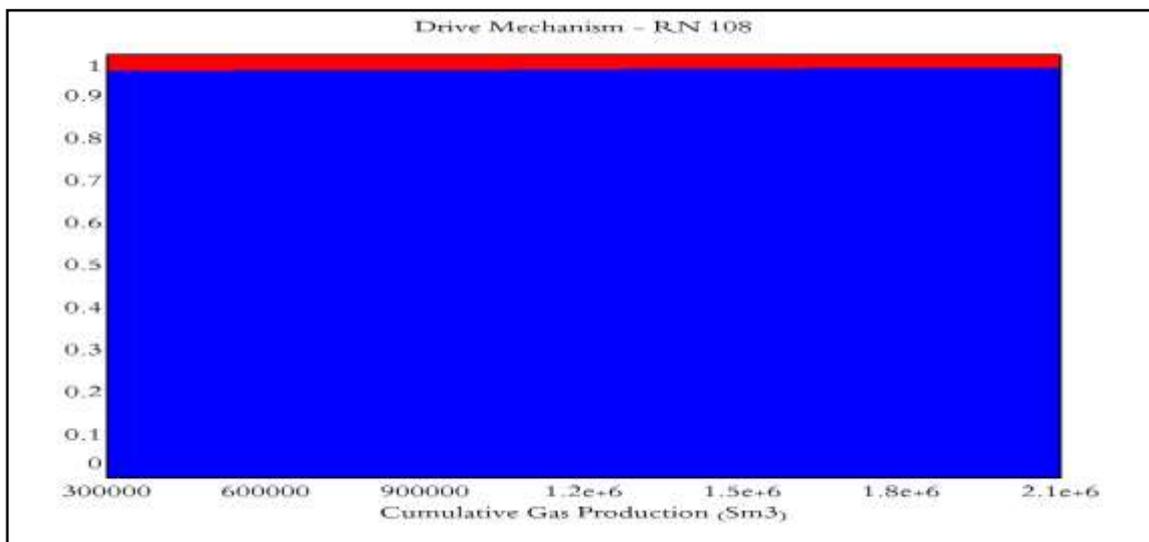


Figure IV.4 : les indices de drainage des mécanismes en jeu

L'analyse de la (figure IV -4) montre qu'on a deux régimes de drainage au soutirage. Qui sont :

- Le gaz cap drive.
- Le water drive.

Nous remarquons que le régime de drainage le plus dominant est celui de l'expansion du fluide (plus que 95%)

Analyse de sensibilité

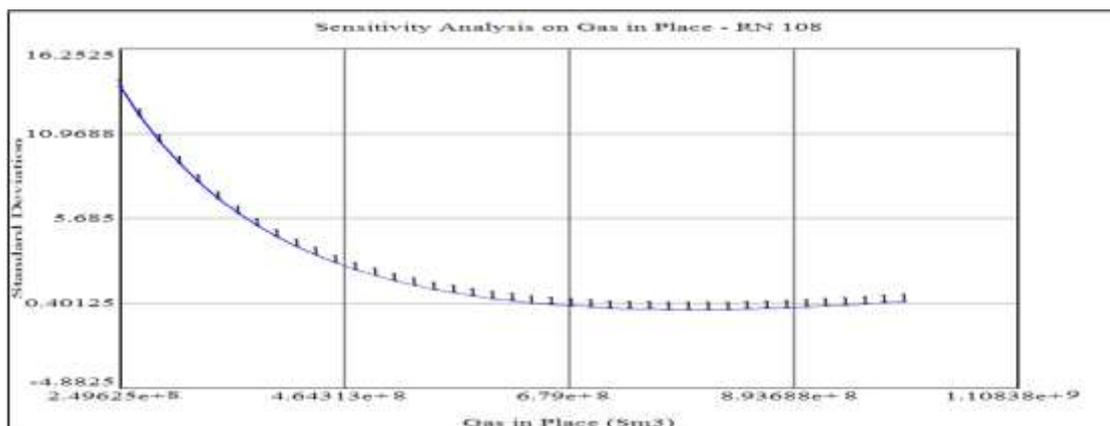


Figure IV.5 : L'analyse de sensibilité du GIIP

L'analyse de sensibilité montre que la quantité de gaz en place varie de $6.79 \cdot 10^8 \text{ SM}^3$ à $8.22 \cdot 10^8 \text{ SM}^3$ car dans cet intervalle l'écart type tend vers des valeurs faibles.

IV -4 Simulation de production cumulée :

IV -4-1La production de gaz :

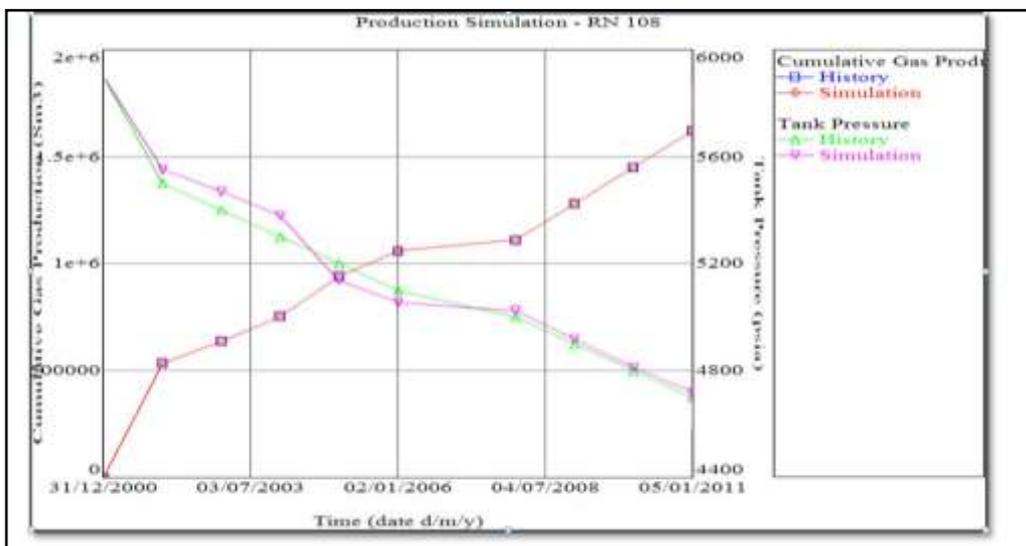


Figure IV.6 : Simulation de la production cumulée de gaz et la pression de gisement

IV -4-2 La production de l'huile :

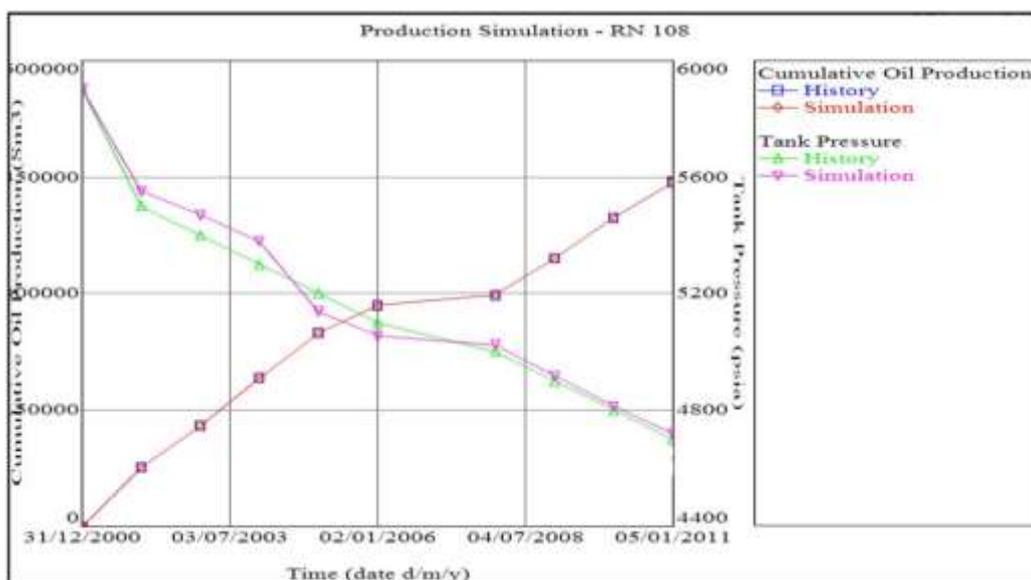


Figure IV.7 : Simulation de la production cumulée d'huile et la pression de gisement

IV -4-3 Prévision de la production :

Nous allons faire des prévisions sur l'évolution de la production du gaz ainsi que la pression de réservoir dans le futur.



Figure IV.8 : Prédiction sur l'évolution de la pression du : 1/1/2014 jusqu'à : 1/1/2025

La prédiction de pression est montre un décline de pression de 150 Psia d'une année a une autre

IV -5 Le facteur de récupération :



Figure IV.9 : Prédiction sur l'évolution du facteur de récupération du gaz du : 1/1/2014 jusqu'à 1/1/2025

Cette (figure IV -9) nous montre que a 2025 on récupère une faible quantité de gaz cela correspond un facteur de récupération de 6%.

Conclusion

Notre étude de prévision concernant l'exploitation de champ de Rhourde Nouss centre est
Les résumée comme suit :

- Réserve initiale en place : **$1.25 \times 10^8 \text{sm}^3$**
- La production cumulée à la fin 2011 est de : **$2 \times 10^6 \text{sm}^3$**
- Pression de réservoir à la fin 2025 : **3100psia.**
- Récupération jusqu'à la fin 2025 : **6%.**

Conclusion générale

Une nouvelle méthodologie d'interprétation consiste à introduire la déconvolution pour arriver à caractériser le réservoir connu par son hétérogénéité ce qui explique la diversité des réponses en pression obtenues à partir des tests. Néanmoins la déconvolution n'est pas une technique d'interprétation mais plutôt un outil de perfectionnement de l'interprétation qui doit être intégré avec les autres techniques et nous avons obtenu des bons résultats.

La déconvolution a prouvé son efficacité et sa puissance voir les excellents résultats obtenus face à certains cas critiques. Les puits RN108 et RN123 présentent les meilleures illustrations les plus convaincantes de l'utilité et la nécessité d'une telle technique face à de tels problèmes.

Avec le model de puits qui était construit on a constaté que le réservoir possède un grand potentiel car la fracturation des puits a amélioré la productivité du RN108 par le double et ce puits sera utilisé comme un cas de référence pour déterminer les différents paramètres de production des autres puits, notamment la fracturation des puits, la production et l'efficacité du maintien de production.

Cette étude est préliminaire pour construire une image sur le projet et avoir une idée sur les possibilités de développement, mais une autre étude plus approfondie doit être effectuée dès que, le réservoir est mis en production et les données disponibles.

Recommandations

Notre travail est essentiellement une caractérisation du réservoir de Quartzite Hamra, et une étude de cas de l'utilité de la déconvolution vu sa complexité, et à partir de l'analyse des résultats nous recommandons :

- L'emploi de la déconvolution en tant qu'un élément du processus d'analyse du Well-Test tout en respectant la façon d'effectuer la déconvolution et la façon de vérifier ses résultats qui sont fournis et validés dans notre travail :
- Une bonne estimation de la pression de réservoir initiale est exigée ce qui peut être obtenu à partir d'une analyse préliminaire des données. En particulier, la validité de la déconvolution doit être établie, en vérifiant que l'historique de pression calculée à partir du dérivatif déconvolé peut étroitement reproduire les mesures réelles de pression.
- créer un nouveau test isochrone et mettre en application ce test d'abord sur l'un des puits, et après généraliser sur les puits de développement qui seront forés à l'avenir.
- Etablir un nouveau test design, et dans n'importe quel test planifié il est nécessaire d'effectuer un dernier Build-Up de longue durée pas moins de 72h.
- Assurer un dégorgement continu durant le DST.
- Etablir un modèle du réservoir pour pouvoir faire des prédictions et des scénarios de productions plus exacte dans le futur.

Références bibliographiques

- [1]-Naik, G.C. Tight Gas Reservoirs–An Un conventional Natural Energy Source for the Future. 2003 [cited 2008; Available from: www.Sublette-se.org/files/tight_gas.pdf.
- [2]- Fu, X., Coupure hydraulique et potentiel de production en gaz de réservoir de grès «tight»: étude expérimentale. 2013, Ecole Centrale de Lille: Lille. p. 149.
- [3]-Division, E.M. Tightgassands [en ligne] 2006; Availablefrom: http://emd.aapg.org/technical_areas/tightGas.cfm.
- [4]-Nacnaughton D.: Report on a reservoir Engineering Study of Certain Fields in RhourdeNouss Region-ALGERIA, 1999.
- [5]-Historique et présentation de la région de RhourdeNouss.
- [6]-Terrin M. : Méthodologie Des Essais De Puits, ENSPM Formation Industrie- Forage, Production, Gisement, pp 10-11.
- [7]-Horne R N.: MODERN WELL TEST ANALYSIS A computer-Aided Approach, Stanford University USA, 1990, pp 1-4.
- [8]-PERRIN D. : LES ESSAIS DE PUITTS Objectifs, matériel de base et déroulement général, ENSPM Formation industrie, 2000, pp 33-34.
- [9]- Ahmed M. Al-Baqawi and Bandar H. Al-Malki, “Well Test Analysis in Naturally Fractured Gas Condensate Reservoirs below Dew Point Pressure”, SAUDI ARAMCO JOURNAL OF TECHNOLOGY FALL 2009.
- [10] Alain C. Gringarten, “WELL TEST ANALYSIS IN PRACTISE”, Algiers, Algeria, Jun 19 -23, 2011 Sonatrach.
- [11]-Bourdet D.: INTERPRETATION DES ESSAIS DE PUITTS, ENSPM Formation Industrie, 1999, pp 125,160-163.
- [12]-Beretta E: THEORETICAL RESERVOIR MODELS, EniS.p.A. Exploration & Production division, Drilling Completion & Production Optimization Well Operating Standards, 2004 pp 3-16.
- [13]-Houzé O.: KAPPA, Ecrin and Dynamic Flow Analysis, WELL TEST KAPPA Engineering Presentation – Alger / HassiMessaoud, 2006, pp 1-15.