

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par Messieurs :

BOUROUROU Hakim et CHERIFI Mohammed

-THEME-

Interprétation des Essais de Puits de Gaz à Condensât du Champ de Rhourde Nouss par la Méthode de Déconvolution

Soutenue le : 21/06/2021 devant le jury :

Président:	Mr LEBTAHI Hamid	Univ. Ouargla
Rapporteur:	Mr CHETTI Djamel Eddine	Univ. Ouargla
Examineur:	Mr BRAHMIA Nabil	Univ. Ouargla

Remerciements

Ce travail n'aurait pu être possible sans l'aide et le soutien de nombreuses personnes que nous tenons à remercier ici.

*Nous remercions de prime abord le Dieu tout puissant pour l'accomplissement de ce travail. Nous tenons à remercier, Monsieur **CHEITI Djamel Eddine**, Professeur à l'université de Ouargla, pour avoir accepté d'être notre encadreur. Il n'est cependant pas possible pour nous d'énumérer toutes sa contribution tant sur le plan scientifique et technique que sur le plan personnel, mais nous le remercions pour m'avoir bien conseillé et conduit à soutenir un travail sur un sujet aussi riche.*

*Nous remercions le Professeur **LEBTABI Hamid** de nous avoir fait l'honneur d'être président du jury.*

*Nous sommes également très reconnaissants que le Professeur **BRAHMIA Nabil** ait accepté de faire partie de ce jury pour juger notre travail.*

*Nous tenons à remercier Monsieur **Abderrahmane BENBRIK**, Professeur à l'université de Boumerdès, pour son aide.*

*Nos remerciements vont également à tous les enseignants du département Production, spécialement pour: MR **ADJOU Zakaria**, MR **ALI ZERROUKI Ahmed**, MR **ATLILI Mohamed Elhadi** et MR **Hadj Mohammed SIDROUHOU**.*

*Nos remerciements vont également à tous le personnel de **SONATRACH, Division Engineering & Production Rhourde Nouss**; précisément MR **BENAIIDA Amar** et MR **CHELGHOUM Mourad** et **SONATRACH, Division Forage Hassi Messaoud**; précisément MR **YAICHE Yacine** et MR **ZANAZ Fodil**.*

Merci enfin à tous ceux que nous n'avons pas pu citer et qui nous ont aidé au corn de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes très chers parents

Ma femme

Ma fille Lina et mon fils Imed

Mes frères et mes sœurs

Tous ceux qui m'ont aidé et encouragé

M.CHERIFI

Je dédie ce modeste travail :

A la mémoire de mes regrettés chers parents symbole de courage et de tendresse que dieu le tout puissant leurs accorde sa clémence et sa miséricorde et les accueillent dans son vaste paradis.

A ma chère petite famille.

H. BOUROUROU

Résumé

Les essais de puits sont assez coûteux et les méthodes conventionnelles d'analyse des données de pression et de débits ne sont pas en mesure de capturer complètement les effets dominés par les frontières du réservoir. La complexité du comportement de l'écoulement dans les réservoirs de gaz à condensât fait que les données de pression des périodes de Drawdown deviennent trop parasites, ce qui rend extrêmement difficile l'obtention de résultats précis en utilisant l'analyse traditionnelle. Par conséquent, seules les périodes de remontées sont utilisées dans l'analyse. Cependant, la durée des tests de Build-up tests est à peine assez longue pour capturer tous les effets dominés par les limites du réservoir. La méthode de déconvolution a permis de surmonter ce problème en convertissant l'ensemble des périodes d'essai, y compris les périodes multiples de Drawdown et de Build-up, en un seul Drawdown de pression à débit constant. Ce travail a pour but d'appliquer la méthode de déconvolution pour analyser des DST (Drill Stem Tests) effectués sur trois puits de la région de Rhourde Nouss : RN117, RNSE104 et RA104. Les résultats ont montré que, par rapport à la méthode de la dérivée de pression, l'analyse par déconvolution nous a fourni une plus grande plage de données et a augmenté le rayon d'investigation, ce qui nous a permis d'identifier les régimes d'écoulement dominés par les limites du réservoir, tels que les failles d'étanchéités, ainsi que la limite de pression constante aux périodes tardives.

Mots-clés : Well test, essais de puits, Déconvolution, Build-up, Drawdown, Gaz à condensât,

Abstract:

Well testing is quite expensive and traditional well-test analysis are not capable of fully capture the boundary dominated effects. The complexity of the well test behaviour of gas condensate reservoirs causes the pressure data from drawdown flow periods become too noisy, which makes it extremely difficult to obtain accurate results using conventional well-test analysis. Hence, only build-up periods are used in pressure transient analysis. However, the duration of build-up tests is hardly long enough to capture the boundary-dominated effects / faults. Luckily, deconvolution approach has overcome this issue through converting the whole test periods including multiple drawdown and build-up periods into a constant-rate pressure drawdown. This work aims to apply the variable-rate deconvolution approach to analyse a series of Drill Stem Tests (DSTs) well-test data obtained from three wells in Rhourde Nouss gas condensate reservoir: : RN117, RNSE104 and RA104. The results showed that compared to the pressure derivative method, the deconvolution analysis provided us with more range of data and increased the radius of investigation, which enabled us to identify the boundary dominated flow regimes such as sealing fault / no flow boundary, as well as constant pressure boundary at late-times.

Keywords: Well test, Deconvolution, Build-up, Drawdown, condensate gas,

المخلص

يعد فحص الآبار النفطية والغازية مكلفًا للغاية ولا يمكن للطرق التقليدية المستعملة في تحليل بيانات الضغط التقاط التأثيرات الحدودية المهيمنة بشكل كامل للخران. كما يتسبب تعقيد سلوك خزانات الغاز المكثف في أن تصبح بيانات الضغط من فترات تنازل الضغط صاخبة للغاية، مما يجعل من الصعب للغاية الحصول على نتائج دقيقة باستخدام تحليل اختبار البئر التقليدي. ومن ثم، يتم استخدام فترات تصاعد الضغط فقط في التحليل. ومع ذلك، فإن مدة اختبارات التراكم بالكاد طويلة بما يكفي لالتقاط التأثيرات التي تهيمن عليها حدود الخزان. لحسن الحظ، تغلبت طريقة (Deconvolution) التفكيك على هذه المشكلة من خلال تحويل فترات الاختبار بأكملها بما في ذلك فترات تصاعد وتنازل الضغط المتعددة إلى تنازل وحيد للضغط بمعدل تدفق ثابت. يهدف هذا العمل إلى تطبيق طريقة التفكيك (Deconvolution) لتحليل سلسلة من اختبارات (DST) التي تم الحصول عليها من ثلاثة آبار في مكنم الغاز المكثف المتواجد في حقل غرد النص: RNSE104 ، RA104 و RN117 . أظهرت نتائج هذه الدراسة أنه بالمقارنة مع طريقة مشتقة الضغط، زودنا تحليل (Deconvolution) بمجموعة أكبر من البيانات وزاد من نصف قطر التحقيق، مما مكننا من تحديد أنظمة التدفق التي تسيطر عليها الحدود مثل فالق الختم ، وكذلك حدود الضغط الثابت عند الأوقات المتأخرة.

الكلمات الرئيسية: فحص الآبار، طريقة التفكيك، تنازل الضغط، تصاعد الضغط، الغاز المكثف.

Table des matières

Remerciements.....	i
Dédicaces.....	ii
Résumé.....	iii
Abstract:.....	iv
المخلص.....	iv
Liste des figures.....	viii
Liste des tableaux.....	x
Liste des abréviations.....	xi
Table de conversion.....	xii
Introduction Générale	1
Problématique de la recherche.....	Erreur ! Signet non défini.
Objectif de travail.....	1
Contenu de mémoire.....	1
Chapitre I : Comportements de l'écoulement des gaz à condensât	2
I.1. Caractérisation des gaz à condensât.....	3
I.2. Comportement de l'écoulement des gaz à condensât.....	6
I.2.1. Comportement en Drawdown.....	6
I.2.2. Comportement en Build-up.....	8
I.3. Les différents types de Test PVT au laboratoire.....	8
I.3.1. Constant Composition Expansion (CCE).....	8
I.3.2. Constant Volume Depletion (CVD).....	9
I.3.3. Test de séparation.....	9
I.3.4. Differential Liberation Test.....	9
I.4. Propriétés du gaz à condensât.....	10
I.4.1 Facteur de déviation du gaz.....	10
I.4.2 Viscosité des gaz.....	13
I.4.3 Compressibilité isotherme du gaz.....	14
I.4.4 Equation d'état de Peng Robinson.....	14
Chapitre II : Méthodes d'interprétation des essais de puits	15
II.1. Introduction.....	16
II.2. Définition des propriétés pertinentes du réservoir.....	16
II.2.1. Capacité du puits.....	16
II.2.2. Le Skin.....	17
II.2.3. La Perméabilité.....	18
II.2.4. Limites du réservoir.....	19

II.3. Équation de diffusivité de la pression	19
II.4. Types d'essais de puits.....	22
II.5. Méthodes d'interprétation des essais de puits	24
II.5.1. Analyse semi-logarithmique	24
II.5.2. Analyse par courbes types	25
II.5.3. Tracé de la dérivée de pression	26
II.5.4. La méthode de Déconvolution	27
II.6. Identification des régimes d'écoulement	27
II.6.1. Écoulement radial.....	28
II.6.2. Écoulement sphérique	29
II.6.3. Écoulement linéaire	30
II.6.3. Écoulement bilinéaire	31
II.6.4. Écoulement en régime permanent	31
II.6.5. Écoulement en régime pseudo-stationnaire	32
II.7. Processus d'identification du modèle d'interprétation des essais de puits	33
II.7.2. Période précoce (Early times)	34
II.7.2. Période tardive (Late times).....	34
II.7.3. Période intermédiaire (Middle times).....	34
II.7.3.1. Comportement homogène	35
II.7.3.2. Comportement hétérogène	35
Chapitre III : La Méthode de Déconvolution	37
III.1. Introduction	38
III.2. Modèle de déconvolution Pression-Débit	39
III.3. Méthodologie d'interprétation utilisant la déconvolution	41
III.4. Aspects pratiques de la déconvolution.....	42
III.5. Méthodologie de déconvolution sur le logiciel Saphir	43
Chapitre IV : Etude de cas	45
IV.1. Introduction	46
IV.2. Aspect géologique de la région de Rhourde Nous.....	46
IV.2.1. Introduction	46
IV.2.2. Cadre géologique	47
IV.2.3. Réservoir de Quartzites de Hamra	49
IV.3. Caractérisation du gaz à condensât du Champ de Rhourde Nous	49
IV.4. Résultats et discussion	52
IV.4.1. Puits RN117	52
IV.4.2. Puits RNSE104.....	58
IV.4.3. Puits RA104	64

IV.5. Etude Technico-Economique	70
<i>Conclusion générale</i>	72
<i>Références bibliographiques</i>	73
<i>Annexe A : Géologie de la Région de Rhourde Nous</i>	77
A.1. Cadre Structural et tectonique Régional	77
A.2. Cadre structural local	78
A.3. Stratigraphie de la région	81
A.3.1. Le Paléozoïque	81
A.3.2. Le Mésozoïque	82
A.3.3. Le Cénozoïque	83
A.4. Les Réservoirs	83
A.4.1. Quartzites de Hamra	83
A.4.2. SILURIEN A1	83
A.4.3. SILURIEN A2	83
A.4.4. SILURIEN B1	84
A.4.5. SILURIEN B2	84
A.4.6. TRIAS ARGILO-GRESEUX INFERIEUR	84
A.4.7. TRIAS INTERMEDIAIRE I	84
A.4.8. TRIAS INTERMEDIAIRE II	84
A.4.9. TRIAS ARGILO-GRESEUX SUPERIEUR	85
<i>Annexe B : Evolution des méthodes d'analyse des essais de puits</i>	87

Liste des figures

FIGURE I. 1: VISUALISATION TERNAIRE DE LA CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES.	4
FIGURE I. 2: DIAGRAMME DE PHASE D'UN RESERVOIR DE GAZ A CONDENSAT.	4
FIGURE I. 3: DIAGRAMME DE PHASE DES RESERVOIRS DES GAZ A CONDENSAT PAUVRE ET RICHE.	5
FIGURE I. 4: DEPOT DE CONDENSAT POUR DES GAZ A CONDENSAT PAUVRE ET RICHE.	5
FIGURE I. 5: SCHEMA DU COMPORTEMENT DE L'ECOULEMENT DES GAZ A CONDENSAT.	6
FIGURE I. 6: REPRESENTATION DES REGIONS D'ECOULEMENT DES GAZ A CONDENSAT.	7
FIGURE I. 7: SCHEMA DU TEST CCE	8
FIGURE I. 8: SCHEMA DU TEST CVD.	9
FIGURE I. 9: SCHEMA DU DIFFERENTIAL LIBERATION TEST.	10
FIGURE II. 1: PERIODE D'ECOULEMENT DOMINEE PAR L'EFFET DE CAPACITE DU PUIITS.	17
FIGURE II. 2: CHANGEMENTS DE PRESSION AUTOUR D'UN PUIITS DUS A L'EFFET DE SKIN.	17
FIGURE II. 3: REPOSSES TYPIQUES DE LA PRESSION AVEC DIFFERENTES TYPES DE LIMITES.	19
FIGURE II. 4: LA VARIATION ISOTHERME DE $\mu Z = F(P)$	21
FIGURE II. 5: TYPES DE TEST DE PUIITS: A) DRAWDOWN TEST, B) BUILD-UP TEST, C) INJECTION TEST ET D) FALLOFF TEST	23
FIGURE II. 6: REGIME D'ECOULEMENT RADIAL. ANALYSE SPECIALISEE AVEC UN TRACE SEMI-LOGARITHMIQUE	24
FIGURE II. 7: TRACE DE HORNER D'UN BUILD-UP TEST.	25
FIGURE II. 8: ILLUSTRATION D'UNE CORRESPONDANCE DE COURBE TYPE POUR UN ESSAI D'INTERFERENCE.	26
FIGURE II. 9: ILLUSTRATION DE LA COURBE DE LA DERIVEE DE PRESSION.	27
FIGURE II. 10: OUTIL D'IDENTIFICATION DES REGIMES D'ECOULEMENT	28
FIGURE II. 11: DIFFERENTS TYPES DE REGIMES D'ECOULEMENT RADIAL.	29
FIGURE II. 12: REGIMES D'ECOULEMENTS SPHERIQUES.	30
FIGURE II. 13: REGIME D'ECOULEMENT LINEAIRE.	30
FIGURE II. 14: REGIME D'ECOULEMENT BILINEAIRE.	31
FIGURE II. 15: COURBE D'ECOULEMENT EN REGIME PERMANENT POUR BUILD-UP /DRAWDOWN TESTS.	32
FIGURE II. 16: COURBE D'ECOULEMENT EN REGIME PSEUDO-STATIONNAIRE POUR UN DRAWDOWN.	32
FIGURE II. 17: COURBE D'ECOULEMENT EN REGIME PSEUDO-STATIONNAIRE POUR UN BUILD-UP.	33
FIGURE II. 18: PROCESSUS D'IDENTIFICATION DU MODELE D'INTERPRETATION DES ESSAIS DE PUIITS	33
FIGURE II. 19: COMPORTEMENTS DES RESERVOIRS.	35
FIGURE III. 1: REPRESENTATION DE LA METHODE DE DECONVOLUTION.	38
FIGURE III. 2: METHODOLOGIE D'INTERPRETATION AVEC LA DECONVOLUTION	42
FIGURE III. 3: OPTIONS DE DECONVOLUTION SUR LE LOGICIEL SAPHIR.	44
FIGURE IV.1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION DE RHOURDE NOUSS	46
FIGURE IV.2: SCHEMA DES ELEMENTS GEOMORPHOLOGIE QUI LIMITE LA REGION DE RHOURDE NOUSS	47

FIGURE IV.3: CARTE DE LOCALISATION DU BASSIN DE BERKINE ET MOLE D'AMGUID EL-BIOD	48
FIGURE IV. 4: SELECTION DU MODEL DE L'EQUATION D'ETAT (EOS).....	50
FIGURE IV. 5 : SELECTION DES CONSTITUANTS DU GAZ A CONDENSAT	50
FIGURE IV. 6: DIAGRAMME DE PHASE DU GAZ A CONDENSAT DU PUIITS RN108	51
FIGURE IV. 7: CALIBRATION DE DEPOT DE CONDENSAT (CONDENSATE BANKING) DU GAZ A CONDENSAT DU PUIITS RN108 OBTENU AVEC LE TEST CVD	51
FIGURE IV. 8: CALIBRATION DE DEPOT DE CONDENSAT DU GAZ A CONDENSAT DU PUIITS RN108 OBTENU AVEC LE TEST CCE.....	51
FIGURE IV. 9: CARTE STRUCTURALE AU TOIT DES QUARTZIETES DE HAMRA (POSITIONNEMENT DU PUIITS RN117).....	52
FIGURE IV. 10: ARCHITECTURE DU PUIITS RN117	53
FIGURE IV. 11: MESURES DE PRESSION DE FONDS DU PUIITS RN117	54
FIGURE IV. 12: DECONVOLUTION DES TROIS BUILD-UPS DU DST DE PUIITS RN117	55
FIGURE IV. 13: REPONSE DE PSEUDO-PRESSION DECONVOLUEE ET SA DERIVEE DU DST DU PUIITS RN117	56
FIGURE IV. 14: MODEL D'INTERPRETATION DU DST DU PUIITS RN117	56
FIGURE IV. 15: CORRESPONDANCE DU MODELE AVEC L'HISTORIQUE DE PRESSION DU PUIITS RN117.....	58
FIGURE IV. 16: CORRESPONDANCE DU MODELE AVEC LE TRACE DE LA COURBE SEMI-LOG DU PUIITS RN117	58
FIGURE IV. 17: ARCHITECTURE DU PUIITS RNSE104.....	59
FIGURE IV. 18: MESURES DE PRESSION DE FONDS DU PUIITS RNSE104.....	60
FIGURE IV. 19: DECONVOLUTION DES DEUX BUILD-UPS DU DST DU PUIITS RNSE104.....	61
FIGURE IV. 20: REPONSE DE PSEUDO-PRESSION DECONVOLUEE ET SA DERIVEE DU DST DU PUIITS RNSE104.....	61
FIGURE IV. 21: MODELE D'INTERPRETATION DU DST DU PUIITS RNSE104.....	63
FIGURE IV. 22: CORRESPONDANCE DU MODELE AVEC L'HISTORIQUE DE PRESSION DU PUIITS RNSE104	64
FIGURE IV. 23: CORRESPONDANCE DU MODELE AVEC LE TRACE DE LA COURBE SEMI-LOG DU PUIITS RNSE104.....	64
FIGURE IV. 24: ARCHITECTURE DU PUIITS RA104	65
FIGURE IV. 25: MESURES DE PRESSION DE FONDS DU DST DU PUIITS RA104	66
FIGURE IV. 26: DECONVOLUTION DES DEUX BUILD-UPS DU DST DE PUIITS RA104	67
FIGURE IV. 27: REPONSE DE PSEUDO-PRESSION DECONVOLUEE ET SA DERIVEE DU DST DU PUIITS RA104	67
FIGURE IV. 28: MODELE D'INTERPRETATION DU DST DU PUIITS RA104	69
FIGURE IV. 29: CORRESPONDANCE DU MODELE AVEC L'HISTORIQUE DE PRESSION DU PUIITS RA104.....	69
FIGURE IV. 30: CORRESPONDANCE DU MODELE AVEC LE TRACE DE LA COURBE SEMI-LOG DU PUIITS RA104	70
FIGURE IV. 31: TEST CONVENTIONNEL DE LONGUE DUREE	70
FIGURE IV. 32: COMPARAISON DES COUTS OPERATIONNELS LIES A L'APPLICATION DES APPROCHES CONVENTIONNELLES ET MODERNE	71
FIGURE A. 1: COLONNE STRATIGRAPHIQUE DE LA REGION DE RHOURDE NOUSS.....	86

Liste des tableaux

TABLEAU I. 1: CARACTERISTIQUE TYPE DES DIFFERENTS TYPES D'HYDROCARBURE.....	3
TABLEAU I. 2: COMPOSITION TYPIQUES DES DIFFERENTES CLASSES D'HYDROCARBURES	3
TABLEAU I. 3: VALEURS TYPIQUES DE LA CLASSIFICATION DU GAZ A CONDENSAT.....	6
TABLEAU I. 4: LES COEFFICIENTS DE LA CORRELATION DE DRANCHUK ET ABU-KASSEM.....	13
TABLEAU II. 1: PROPRIETES DES RESERVOIRS OBTENUES A PARTIR DE DIVERS ESSAIS DE PUIITS	22
TABLEAU IV. 1: COMPOSITION EN POURCENTAGE MOLLAIRE DU GAZ BRUT RECOMBINE DU PUIITS RN108.....	49
TABLEAU IV. 2: PERIODES DE DST DU PUIITS RN117	54
TABLEAU IV. 3: LES DIFFERENTES MESURES EN SURFACE DU DST DU PUIITS RN117.....	55
TABLEAU IV. 4: PARAMETRES DU MODELE DU PUIITS RN117.....	57
TABLEAU IV. 5: PERIODES DE TEST DU PUIITS RNSE104.....	59
TABLEAU IV. 6: LES DIFFERENTES MESURES EN SURFACE DU DST DU PUIITS RNSE104	60
TABLEAU IV. 7: PARAMETRES DU MODELE DU PUIITS RNSE104.....	62
TABLEAU IV. 8: PERIODES DE TEST DU PUIITS RA104	65
TABLEAU IV. 9: LES DIFFERENTES MESURES EN SURFACE DU DST DU PUIITS RA104.....	66
TABLEAU IV. 10: PARAMETRES DU MODEL DU PUIITS RA104	68
TABLEAU IV. 11: ESTIMATIONS DES COUTS OPERATIONNELS DES TROIS CAS ETUDIES.....	71
TABLEAU B. 1: RESUME DE L'EVOLUTION DES METHODES D'ANALYSE.....	87

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute
CCE	Constant Composition Expansion
CO2	Dioxyde de Carbone
CVD	Constant Volume Depletion
DST	Drill Stem Test
EOS	Equation Of State
GOR	Gas Oil Ration
Log	Logarithme décimale
MDH	Miller-Dyes-Hutchinson
MW	Moléculaire Weight
PBU	Pressure Build-Up
Pbulle	Pression de Bulle
Pr	Reservoir Pressure
PTA	Pressure Transient Analysis
PVT	Pressure-Volume-Temperature
PWF	Well Flowing Pressure
SRK	Soave Redlich Kwong
TLS	Total Least Squares

Table de conversion

Variable	Unité Oilfield	Unité SI	Conversion
Volume	bbbl	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

Introduction Générale

Problématique de la recherche

Les réservoirs de gaz à condensât diffèrent des réservoirs de gaz conventionnel essentiellement par leurs comportements, l'optimisation de la récupération des hydrocarbures nécessite une analyse, une planification et une gestion minutieuses des réservoirs.

La caractérisation des réservoirs de gaz à condensât est une tâche difficile, car l'écoulement multiphasique dans le réservoir et la modification de la composition du mélange lorsque le fluide s'écoule vers le puits compliquent considérablement l'interprétation des essais de puits. Les sujets liés aux gaz à condensât (interprétation des tests de puits, écoulement dans le réservoir en général) sont des problèmes pertinents.

Les essais de puits sont assez coûteux et les méthodes conventionnelles d'analyse des données de pression et de débits ne sont pas en mesure de capturer complètement les effets dominés par les frontières du réservoir. La complexité du comportement de l'écoulement dans les réservoirs de gaz à condensât fait que les données de pression des périodes de Drawdown deviennent trop parasites, ce qui rend extrêmement difficile l'obtention de résultats précis en utilisant l'analyse traditionnelle. Par conséquent, seules les périodes de remontée sont utilisées dans l'analyse. Cependant, la durée des Build-up tests est à peine assez longue pour capturer tous les effets dominés par les limites du réservoir. La méthode de déconvolution a permis de surmonter ce problème en convertissant l'ensemble des périodes d'essai, y compris les périodes multiples de Drawdown et de Build-up, en un seul Drawdown de pression à débit constant.

Objectif de travail

Ce travail a pour but d'appliquer la méthode de déconvolution pour interpréter des DST (Drill Stem Tests) effectués sur des puits de gaz à condensât du champ de Rhourde Nous.

Contenu de mémoire

Dans cette optique, ce mémoire est composé de cinq chapitres : Le premier chapitre est alloué à la présentation des réservoirs de gaz à condensât. Les méthodes d'interprétation des essais de puits sont présentées dans le deuxième chapitre. Quant au chapitre suivant, il est consacré à une description détaillée sur la méthode de déconvolution. Le quatrième chapitre est dédié à l'application de la méthode de déconvolution pour l'interprétation des essais de puits. Nous concluons ce travail par un récapitulatif sur les principales remarques et conclusions que nous pouvons tirer à travers cette étude.

***Chapitre I : Comportements de l'écoulement des gaz
à condensât***

I.1. Caractérisation des gaz à condensât

Les fluides contenant dans les réservoirs d'hydrocarbures varient continuellement des gaz secs ne contenant presque aucun liquide condensable aux Black Oil. Les catégories classiques d'hydrocarbures sont:

- Black Oil
- Huile Volatile
- Gaz à condensât
- Gaz humide
- Gaz sec

Ces hydrocarbures sont classés dans des divisions arbitraires basées sur leurs densités (gravité API), la couleur du fluide, la masse molaire et le rapport Liquide-Gaz, comme le montre le Tableau I.1. [1]

Tableau I. 1: Caractéristique type des différents types d'hydrocarbure. [2]

Caractérisation	Black Oil	Huile Volatile	Condensat	Gaz
Masse molaire C ₇₊ , (lb/lb.mole)	225	181	112	157
Rapport Liquide-Gaz, (Rbbl. /MM Scf)	1600	500	55	9.5
Densité, (API)	34.3	50.1	60.8	54.7
Couleur	Vert/Noir	Rouge pâle/Marron	Paille	Blanc

Le gaz à condensât est composé principalement de méthane, avec une fraction molaire qui varie de 65 à 90 %, et de petites fractions d'hydrocarbures à chaîne courte. Le fluide contient également une quantité plus faible d'heptane et de C₇₊. D'autre part, la fraction molaire de méthane dans le pétrole brut varie de 40 à 55 % et contient une plus grande quantité d'heptane et de C₇₊ [3]. Les valeurs d'une composition typiques des différentes classes d'hydrocarbures sont données dans le Tableau I.2. La Figure I.1 présente une classification des fluides de réservoir en fonction de leur composition (pour une pression et une température données).

Tableau I. 2: Composition typiques des différentes classes d'hydrocarbures. [2]

Composante	Black Oil, %	Huile Volatile, %	Condensât, %	Gaz, %
Méthane	48.83	64.36	87.07	95.85
Ethane	2.75	7.52	4.39	2.67
Propane	1.93	4.74	2.29	0.34
Butane	1.6	4.12	1.74	0.52
Pentane	1.15	2.97	0.83	0.08
Hexane	1.59	1.38	0.6	0.12
C ₇₊	42.15	14.91	3.8	0.42

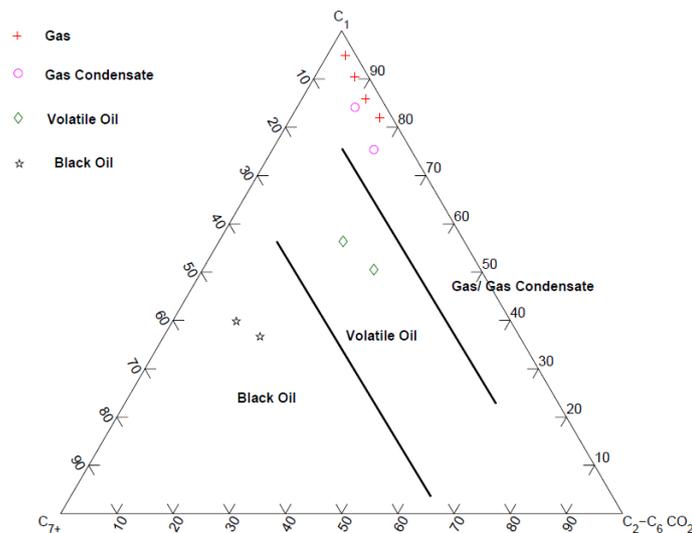


Figure I. 1: Visualisation ternaire de la classification des hydrocarbures [4].

La plupart des réservoirs de gaz à condensât ont été trouvés dans des réservoirs profonds allant de 5 000 à 10 000 pieds (1524 à 3048 m). Les pressions et les températures de formation variaient de 3 000 à 8 000 PSI et de 200 à 400 °F, respectivement [5].

Le diagramme pression-température (phase enveloppe) de gaz à condensât est utilisé pour décrire le comportement d'écoulement des fluides dans différentes conditions de réservoir, comme le montre la Figure I.2. Dans les réservoirs de condensât de gaz, la température initiale du réservoir se situe entre la température critique et la température cricondentherme du fluide. À l'état initial, les réservoirs de condensât de gaz sont souvent au-dessus de la pression de rosée, où le fluide monophasique (gaz sec) existe uniquement dans le réservoir. La composition du fluide est modifiée en raison de l'expansion isotherme (le chemin B-B'). Lorsque la pression du réservoir atteint la ligne du point de rosée, la condensation rétrograde se produit dans le réservoir, comme le montre la figure I.2 [6].

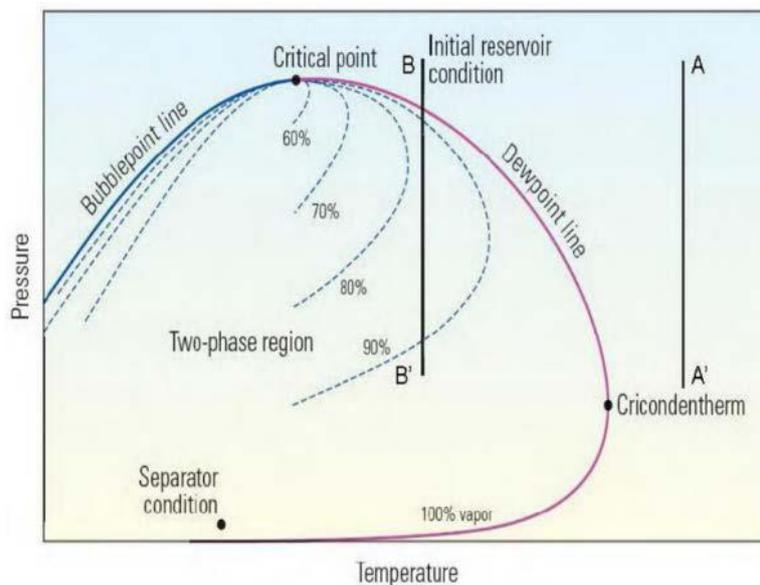


Figure I. 2: Diagramme de phase d'un réservoir de gaz à condensât [6].

La quantité de condensât présente dans le réservoir dépend de plusieurs facteurs, notamment la pression, la température et la composition du fluide. Les réservoirs de gaz à condensât peuvent être divisés en deux catégories : un gaz à condensât pauvre (lean gas condensate) et un gaz à condensât riche (rich gas condensate), en fonction de la composition du fluide, de la récupération du liquide et de la valeur du rapport gaz-huile (GOR) [7]. Comme le montre la Figure I.2, lorsque la pression du réservoir est inférieure à la pression de rosée, un gaz à condensât riche donne une plus grande quantité de liquide qu'un gaz à condensât pauvre en raison de sa composition qui contient des quantités appréciables d'hydrocarbures lourds, comme les butanes (C₄), les pentanes (C₅), l'hexane (C₆) et les heptanes plus (C₇₊).

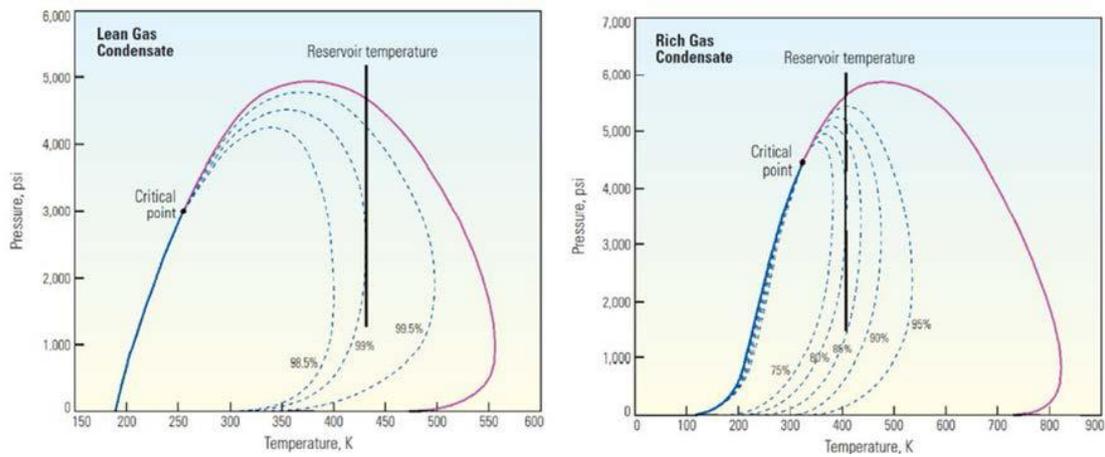


Figure I. 3: Diagramme de phase des réservoirs des gaz à condensat pauvre et riche [6].

En général, un gaz à condensât riche produit un grand volume de condensat qui est supérieur à 300 bbl/ft³, tandis qu'un gaz à condensât pauvre produit un petit volume de liquide inférieur à 30 bbl/ft³, comme le montre respectivement la Figure I.4 et le Tableau I.3 [3].

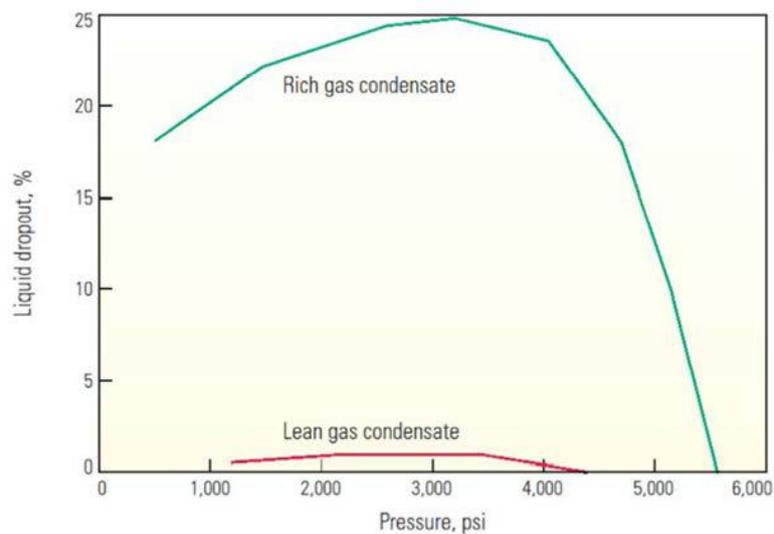


Figure I. 4: Dépôt de condensât pour des gaz à condensât pauvre et riche [6].

Tableau I. 3: Valeurs typiques de la classification du gaz à condensât

Classification	gaz à condensât pauvre	gaz à condensât riche
Récupération de liquide, (STB/MM Scf)	20-50	>100
C7+, (mole (%))	environ 1.71	environ 7.47

I.2. Comportement de l'écoulement des gaz à condensât

I.2.1. Comportement en Drawdown

L'écoulement des fluides vers le puits dans un réservoir de gaz à condensât pendant la production peut être divisé en trois régions d'écoulement principales (Figure I.5) [8]:

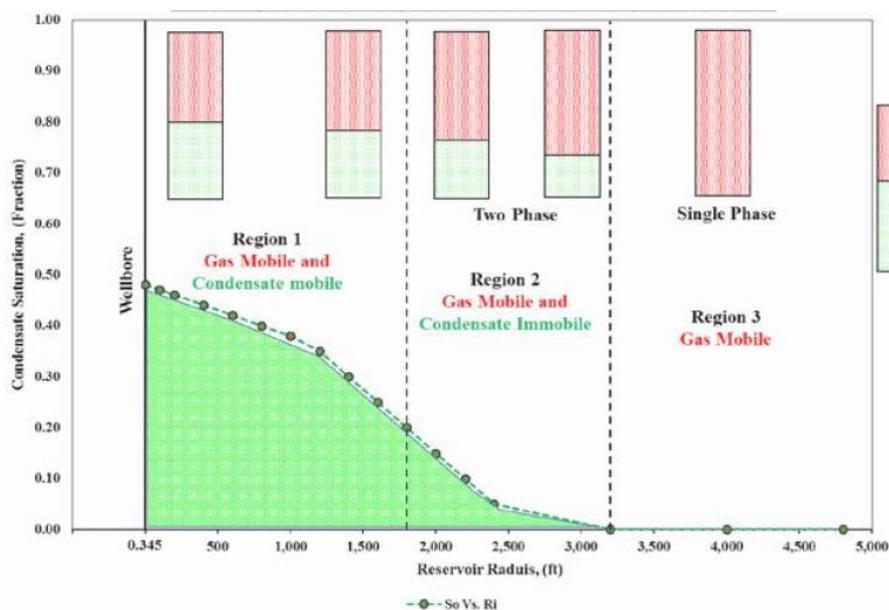


Figure I. 5: Schéma du comportement de l'écoulement des gaz à condensât [9].

Région 1 :

Une région interne proche du puits où la saturation en condensât dépasse la saturation critique ainsi le gaz et le liquide s'écoulent simultanément (mais avec des vitesses différentes). Dans cette région, la composition du fluide en écoulement est constante, par conséquent les propriétés des fluides peuvent être approchées par le CCE (Constant Composition Expansion). La région 1 est la principale source de perte de rentabilité dans un puits de gaz à condensât. La perméabilité relative du gaz est réduite en raison du blocage du liquide. Les dimensions de la région 1 augmentent avec le temps. La région 1 n'existe que si la P_{wf} est au-dessous de la pression de rosée.

Région 2 :

Une zone d'accumulation du condensât où seul le gaz circule, la pression est inférieure à la pression de rosée dans cette région, mais la saturation en condensât est inférieure à la

saturation critique. En d'autres termes, la région 2 est la région de l'accumulation nette du condensât. En raison de l'accumulation de condensât, le gaz en écoulement devient plus léger. L'accumulation du condensat dans la région 2 peut être approchée par l'expérience CVD corrigée pour la saturation en eau. La conséquence de la région 2 est que le fluide en écoulement est moins riche que celui calculé par l'expérience CCE. Les dimensions de la région 2 diminuent avec le temps avec la propagation de la région 1.

Région 3 :

Une région externe où la pression est au-dessus de la pression de rosée, seul le gaz originel est contenu dans cette région. La composition est constante dans la région 3 et est égale à la composition du gaz du réservoir d'origine. Les propriétés du fluide dans cette région peuvent être calculées par l'expérience de la CCE. La région 3 ne peut exister que si la pression du réservoir est supérieure à la pression de rosée.

Réellement la saturation du condensât diminue et la mobilité du gaz augmente dans la proximité immédiate du puits, due aux effets du nombre capillaire (capillary number) également appelés « velocity stripping », qui crée une quatrième région de mobilité. Ces quatre zones de mobilité créent un comportement composite de trois-régions dans un essai de puits. Ce comportement composite est superposé à celui du réservoir du puits au-dessus de la pression de point de rosée, (Figure I.6)

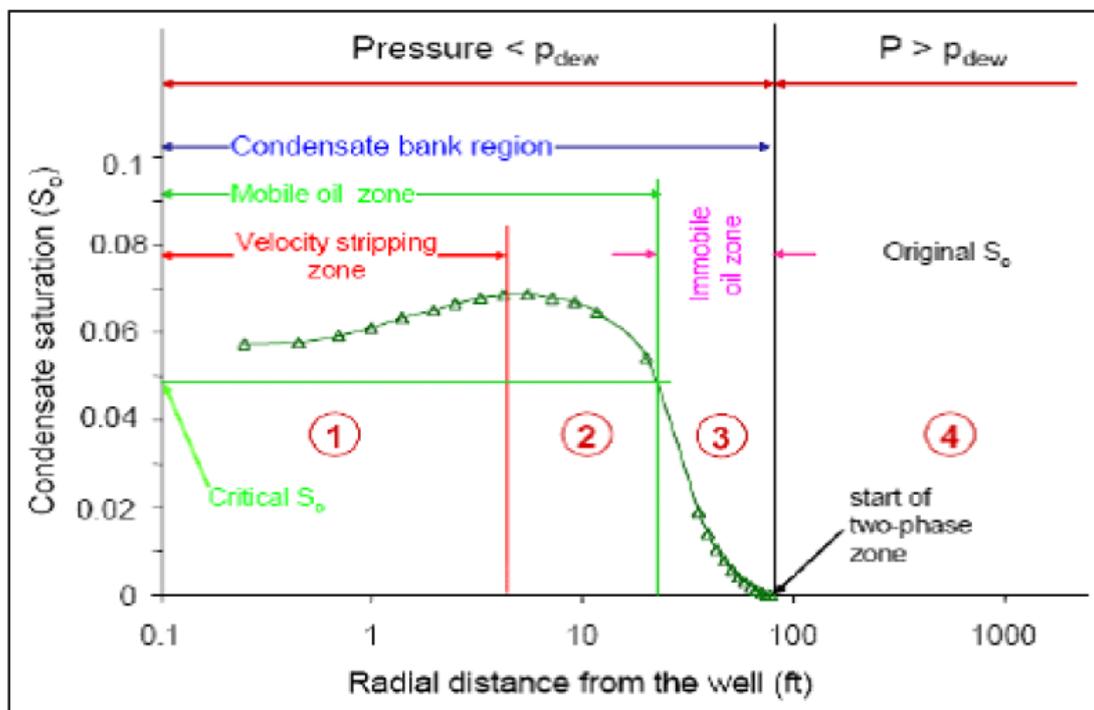


Figure I. 6: Représentation des zones d'écoulement des gaz à condensât [9].

I.2.2. Comportement en Build-up

Dans le cas d'un puits fermé, le condensât accumulé autour du puits en production peut ne pas se vaporiser. Bien que les données PVT du gaz à condensât d'origine indiquent une revaporisation du liquide à la pression de fermeture, l'accumulation du condensât peut empêcher la réversibilité du phénomène. Roussennac [9] a démontré par simulation que si la période de production est supérieure à un certain seuil, le fluide près du puits peut passer du comportement de gaz à condensât à une huile volatile. Novosad [10] a également montré dans des simulations numériques que lors de la déplétion d'un gaz à condensât pauvre, le fluide se trouvant près du puits peut changer d'un gaz à condensât en un autre gaz à condensât proche du point critique puis en huile volatile. En résumé, la thermodynamique et le comportement des gaz à condensât pendant la période de fermeture dépendent de la composition globale, la saturation et la pression du condensât au moment de la fermeture des puits. Ainsi, la fermeture des puits après une accumulation du condensât n'est pas une bonne stratégie pour atténuer l'effet de blocage du condensât car la saturation en huile volatile augmentera avec l'augmentation de la pression.

I.3. Les différents types de Test PVT au laboratoire

I.3.1. Constant Composition Expansion (CCE)

Les étapes du test CCE sont schématisées dans la Figure I.7. Durant cette expérience, la cellule PVT est chargée par une certaine quantité de gaz à condensât 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 n'est enregistré qu'après que le système atteigne l'équilibre. Pendant l'expérience, la composition d'ensemble du système est maintenue constante et aucune quantité de condensât ou du gaz n'est retirée de la cellule.

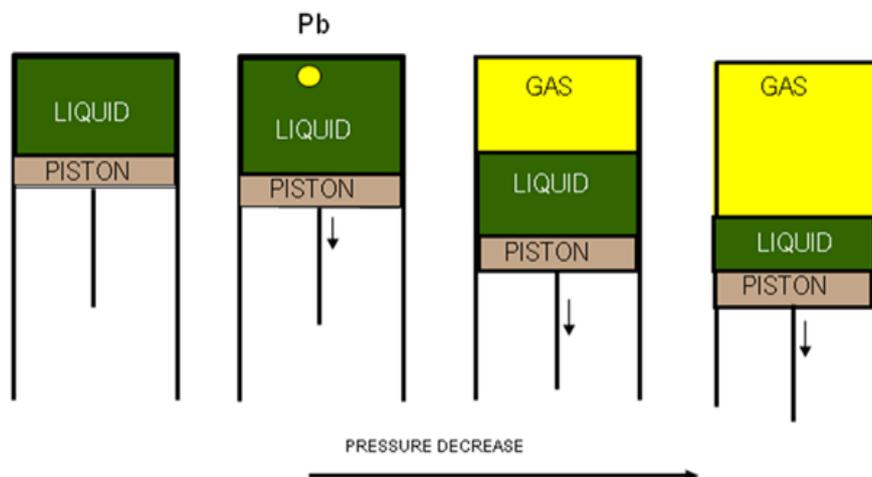


Figure I. 7: Schéma du test CCE

I.3.2. Constant Volume Depletion (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 condensât est basée sur l'hypothèse que le condensât est immobile. La Figure I.8 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, 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.

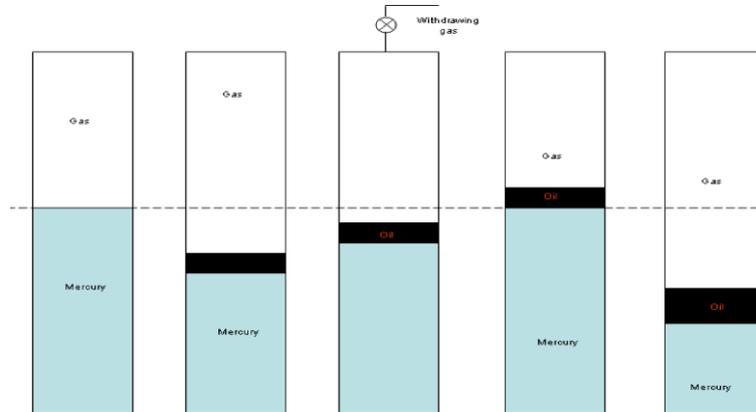


Figure I. 8: Schéma du test CVD

I.3.3. Test de séparation

L'objectif primaire de ce test est de fournir les informations nécessaires au laboratoire pour déterminer les conditions optimum de séparations à la surface.

I.3.4. Differential Liberation Test

Ce test a pour objective de déterminer :

- La quantité du gaz dans la solution en fonction de la pression ;
- La contraction de volume d'huile en fonction de la pression ;
- L'évolution des propriétés du gaz, inclue la composition du gaz libéré, le factor de compressibilité du gaz, la densité du gaz ;
- la masse volumique d'huile restant en fonction de la pression

Ce test s'effectue sur les échantillons d'huile de réservoir et implique le chargement d'une cellule PVT visuelle par un échantillon de liquide à la pression de bulle et à la température de réservoir comme montré schématiquement dans la Figure I.9. La pression est réduite par étape, généralement en 10 à 15 paliers de pression, et le gaz libéré est chassé et son volume

est mesuré dans les conditions standards ; le volume d'huile restant est mesuré aussi à chaque palier de pression. Il est à noter que le volume d'huile restant est sujet aux changements compositionnel continuels comme il devient progressivement plus riche que les composants lourds.

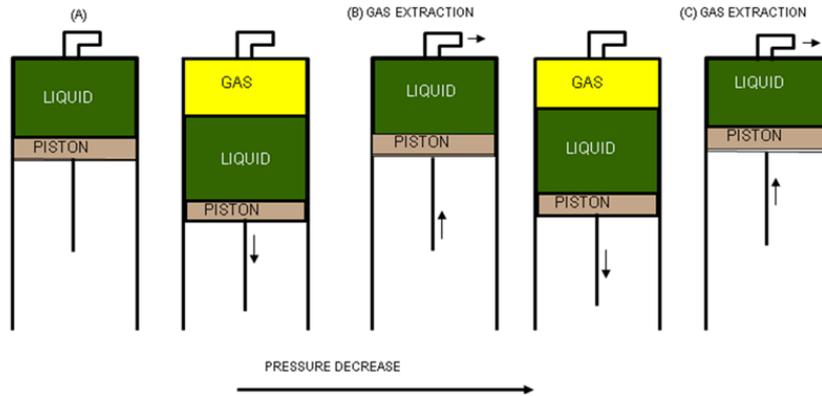


Figure I. 9: Schéma du Differential Liberation Test

I.4. Propriétés du gaz à condensât

Cette section présente les corrélations utilisées pour estimer les propriétés du gaz tel que le facteur de déviation du gaz, la viscosité du gaz et la compressibilité. Ces propriétés sont très importantes dans l'analyse des tests de puits pour tenir compte de la variation des propriétés du gaz en fonction de la pression. La mesure en laboratoire est le moyen le plus précis de déterminer les propriétés du gaz. Cependant, les techniques de corrélation constituent une alternative en l'absence de données de mesure en laboratoire. D'autre part, ces méthodes sont utilisées pour valider les résultats des mesures en laboratoire. Ce qui suit est une brève description des propriétés des gaz qui ont été déterminées et des méthodes de corrélation utilisées pour chaque propriété.

I.4.1 Facteur de déviation du gaz

Le facteur de déviation du gaz (est également connu sous les noms de Gas deviation factor, gas compressibility ou Z-factor) est défini comme le rapport entre le volume réel dans les conditions du réservoir et le volume idéal dans les conditions de surface [11].

Plusieurs corrélations permettent d'estimer le facteur de déviation du gaz, et la plupart de ces corrélations sont des fonctions de la pression pseudo-réduite, (P_{pr}) Équation I.1, de la température pseudo-réduite, (T_{pr}) Équation I.2, et de la gravité du gaz (γ_g) [12].

I.1

$$P_{pr} = \frac{P_R}{P_C}$$

$$T_{pr} = \frac{T_R}{T_C} \quad \text{I.2}$$

Avec :

T_R : Température du réservoir, (°R)

P_R : Pression du réservoir, (Psi)

T_{pr} : Température pseudo-critique, (°R)

P_{pr} : Pression pseudo-critique, (Psi)

Les équations I.3 et I.4 donnent la pression pseudo-critique et la température pseudo-critique pour un mélange d'hydrocarbures quelconque.

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i \times P_{ci} \quad \text{I.3}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i \times T_{ci} \quad \text{I.4}$$

Si la composition du fluide est inconnue, les équations de Sutton I.5 et I.6 sont utilisées pour déterminer la pression et la température pseudo-critiques.

$$P_{pc} = 756.8 - 131(\gamma_g) - 3.6(\gamma_g)^2 \quad \text{I.5}$$

$$T_{pc} = 169.2 - 349.5(\gamma_g) - 74(\gamma_g)^2 \quad \text{I.6}$$

Avec :

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{gs} + R_{cs} \times 4580 \gamma_{cs}}{1 + 133000 \times R_{cs} \frac{\gamma_{cs}}{M_o}} \quad \text{I.7}$$

$$M_o = \frac{6084}{\gamma_{API} - 5.9} \quad \text{I.8}$$

Les équations I.9 et I.10 de Wichert et Aziz sont utilisées lorsque des impuretés sont présentes dans la composition des hydrocarbures afin de corriger les valeurs de pression et de température pseudo-critiques.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad \text{I.9}$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} \times T'_{pc}}{T_{pc} + B(1-B)\varepsilon} - \varepsilon \quad \text{I.10}$$

Avec :

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) \quad \text{I.11}$$

$$A = x_{H2S} + x_{CO2} \quad \text{I.12}$$

$$B = x_{H2S} \quad \text{I.13}$$

Où :

T'_{pc} : Température pseudo-critique du mélange gazeux incluant les impuretés.

P'_{pc} : Pression pseudo-critique du mélange gazeux incluant les impuretés.

La méthode de Brill et Beggs.

Cette méthode est l'une des corrélations les plus simples et les plus pratiques pour estimer le facteur de déviation des gaz. Cette corrélation est donnée par les équations I.14 à I.20 [13].

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} + 0.36T_{pr} - 0.10 \quad \text{I.14}$$

$$B = (0.62 - 0.23T_r)P_{pr} + \left[\frac{0.066}{T_r - 0.86} - 0.037 \right] P_{pr}^2 + \frac{0.32P_{pr}^6}{10^E} \quad \text{I.15}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr} \quad \text{I.16}$$

$$D = 10^F \quad \text{I.17}$$

$$E = 9(T_{pr} - 1) \quad \text{I.18}$$

$$F = 0.3106 - 0.49T_{pr} + 0.1824T_{pr}^2 \quad \text{I.19}$$

$$Z.Factor = A + \frac{1-A}{e^B} + CP_{pr}^D \quad \text{I.20}$$

Méthode de Hall et Yarborough.

Cette corrélation a été introduite par Hall et Yarborough en 1973 [13]. La corrélation est exprimée à partir des équations I.21 à I.26 :

$$t = \frac{1}{T_{pr}} \quad \text{I.21}$$

$$A = 0.06125te^{-1.2(1-t)^2} \quad \text{I.22}$$

$$B = t(14.76 - 9.76t + 4.58t^2) \quad \text{I.23}$$

$$C = t(90.7 - 242.2t + 42.4t^2) \quad \text{I.24}$$

$$D = 2.18 + 2.82t \quad \text{I.25}$$

$$Z.Factor = \frac{AP_{pr}}{Y} \quad \text{I.26}$$

Où Y est la densité réduite qui se calcule en utilisant l'équation non linéaire I.27 à l'aide de méthodes numériques, telles que la méthode d'itération Newton-Raphson :

$$f(Y) = \frac{Y + Y^2 + Y^3 - Y^4}{(1-Y)^3} - AP_r - BY^2 + CY^D = 0 \quad \text{I.27}$$

La méthode de Dranchuk et Abou-Kassem.

Cette corrélation a été présentée en 1975 par Dranchuk et Abou-Kassem. La corrélation est décrite par l'équation I.28 [13].

$$Z.Factor = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} + \frac{A_4}{T_r^4} + \frac{A_5}{T_r^5} \right] \rho_r + \left[A_6 + \frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right] \rho_r^2 - A_9 \left[\frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right] \rho_r^7 \times A_{10} \left[1 + A_{11} \rho_r^2 \right] \frac{\rho_r^2}{T_r^3} e^{-A_{11} \rho_r^2} \quad I.28$$

Avec :

Tableau I. 4: Les coefficients de la corrélation de Dranchuk et Abu-Kassem. [11]

A	Valeurs
A1	0.3265
A2	-1.07
A3	-0.5339
A4	0.0157
A5	-0.0517
A6	0.5475
A7	-0.7361
A8	0.1844
A9	0.1056
A10	0.6134
A11	0.721

ρ_r : est la densité de gaz réduite définie par l'équation I.29.

$$\rho_r = \frac{0.27 P_{pr}}{Z.Factor \times T_{pr}} \quad I.29$$

I.4.2 Viscosité des gaz

La viscosité du gaz est définie comme la résistance à l'écoulement exercée par le gaz. En raison du pourcentage élevé de dioxyde de carbone (CO₂) contenu dans la composition du fluide, la corrélation de Lee, Gonzalez et Eakin a été utilisée afin d'obtenir des résultats précis.

Corrélation de Lee, Gonzalez et Eakin.

Cette corrélation a été introduite en 1966 par Lee, Gonzalez et Eakin. De nombreuses corrélations de viscosité dans l'industrie pétrolière ont été dérivées de cette corrélation. C'est l'une des corrélations les plus précises pour le calcul de la viscosité du gaz [14]. La corrélation est décrite par les équations I.30 à I.34.

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp(X \rho^Y) \quad I.30$$

Avec :

$$\rho = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{P_R M_W}{Z T_R} \quad I.31$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607 M_w) T_R^{1.5}}{(209.2 + 19.26 M_w + T_R)} \quad \text{I.32}$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T_R} + 0.01009 M_w \quad \text{I.33}$$

$$Y = 2.447 - 0.2224 X \quad \text{I.34}$$

Avec :

ρ : Densité du gaz, (lb/ft³)

P_R : Pression du réservoir, (Psi)

T_R : Température du réservoir, (°R)

M_w : Poids moléculaire du mélange gazeux, (lb/g.mole)

I.4.3 Compressibilité isotherme du gaz

La compressibilité isotherme du gaz est définie par l'équation I.35. [13]

$$C_g = -\frac{1}{P_R} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad \text{I.35}$$

I.4.4 Equation d'état de Peng Robinson

Dans ce travail, le modèle de composition a été préparé à partir de l'EOS de Peng Robinson parce qu'il donne les meilleurs résultats lorsqu'on travaille avec des fluides comme les gaz à condensât. L'EOS de de Peng Robinson est exprimée à partir des équations I.36 à I.40.

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)} \quad \text{I.36}$$

$$\alpha = \left(1 + m(1 - T_r^{0.5})\right)^2 \quad \text{I.37}$$

$$m = 0.3746 + 1.5423\omega - 0.2699\omega^2 \quad \text{I.38}$$

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad \text{I.39}$$

$$b = 0.07780 \frac{R^2 T_c}{P_c} \quad \text{I.40}$$

Avec :

P : Pression du système, psia

T : Température du système, °R

R : Constante des gaz 10.732 psi-ft³/lb.mol°R

V : Volume, ft³/ mol

ω : Facteur acentrique

Chapitre II : Méthodes d'interprétation des essais de puits

II.1. Introduction

Les tests de puits sont un outil efficace qui joue un rôle primordial dans la surveillance des performances des réservoirs et de l'état des puits. Le comportement transitoire de la pression qui se produit dans un réservoir pendant le test est causé par un changement du débit de production. Après cela, la réponse transitoire de la pression est analysée afin d'obtenir des informations qui permettront de prendre des décisions sur la façon de produire et de développer le réservoir [15].

II.2. Définition des propriétés pertinentes du réservoir

Les paramètres suivants sont les principales informations obtenues à partir de l'analyse des essais de puits : La perméabilité du réservoir, le coefficient de la capacité de puits (Wellbore storage), le facteur de skin, la pression initiale du réservoir et les limites du réservoir.

II.2.1. Capacité du puits

Les mesures de débit lors d'un essai de puits sont généralement effectuées à deux endroits: au fond du puits ou à la surface. Dans ce dernier cas, un paramètre supplémentaire, capacité du puits, doit être pris en compte lors de l'analyse du test.

Lorsque le puits est ouvert à l'écoulement, le fluide à la surface est initialement dominé par l'expansion du fluide stocké dans le puits et la contribution du réservoir est initialement négligeable. De même, lorsqu'un puits est fermé, le débit sera nul en surface, mais pas instantanément au fond du puits, en raison de la compressibilité du fluide dans le puits (Figure II.1). Dans ce cas, l'effet de capacité du puits est appelé " after flow " [16].

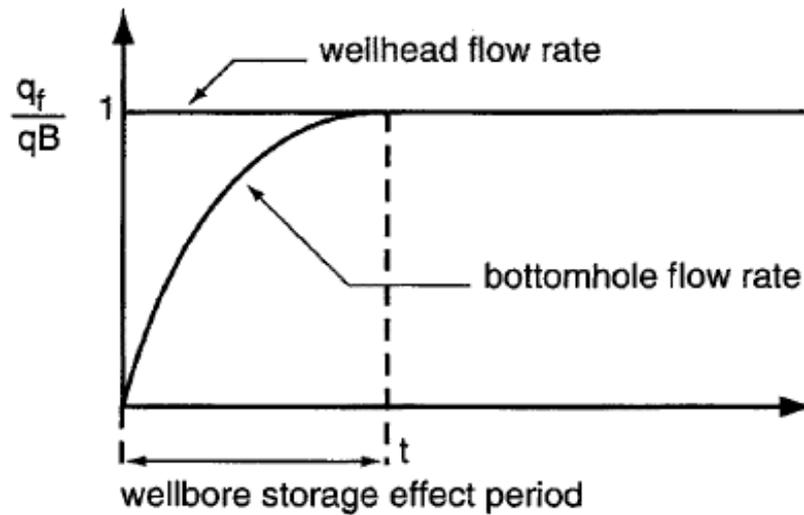


Figure II. 1: Période d'écoulement dominée par l'effet de capacité du puits. [17]

II.2.2. Le Skin

Le forage d'un puits et les opérations de traitement des puits entraînent des modifications des caractéristiques du réservoir aux abords du puits par rapport à celles qui se trouvent plus loin dans le réservoir. Cet effet est connu sous le nom d'effet de skin. Mathématiquement, dans un modèle de réservoir, le skin est représenté comme une région de perméabilité élevée ou réduite autour du puits (Figure II.2). Le facteur skin, s , peut être positif ou négatif. Un skin positif (puits endommagé) signifie une augmentation de la chute de pression et un skin négatif (puits stimulé) signifie une diminution de la chute de pression à l'interface entre le réservoir et le puits [18, 19]. Selon Horne [20], l'effet de skin peut être décrit en termes de rayon effectif du puits, qui est le rayon que le puits semble avoir en raison de la réduction ou de l'augmentation du débit causée par l'effet de skin.

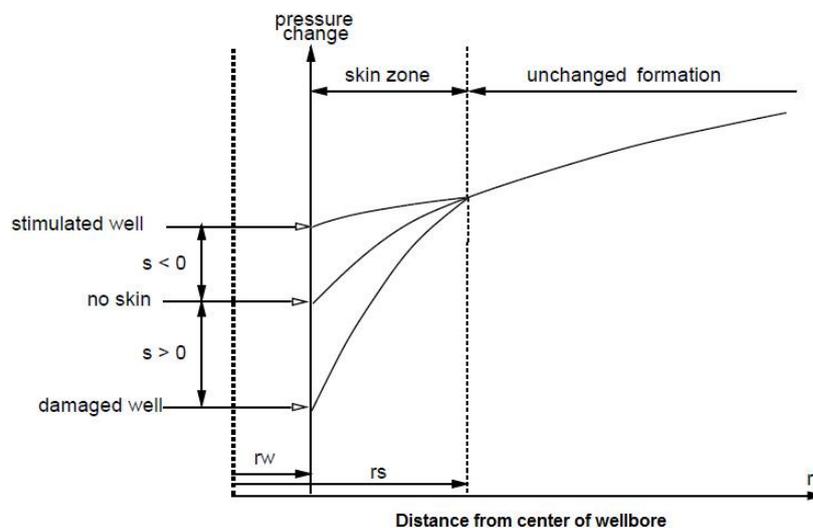


Figure II. 2: Changements de pression autour d'un puits dus à l'effet de skin [20].

À des débits élevés, ou dans des réservoirs fracturés, l'écoulement du fluide tend à être turbulent, et la loi de Darcy n'est plus applicable. La Skin due à un écoulement turbulent ou à un écoulement non conforme à la loi de Darcy est une chute supplémentaire de pression causée par la vitesse élevée du fluide au voisinage du puits. Selon le débit, cet effet peut être significatif et doit être pris en compte. Il faut noter que le skin dû à la turbulence est toujours positif et fait partie du skin total.

Le skin est une variable qui change avec le temps et parfois avec le débit. La valeur du skin calculée à partir des données de l'écoulement radial (IARF) est le skin total, qui peut inclure plusieurs composants. L'équation II.1 inclut certains des composants qui peuvent contribuer au skin total.[21]

$$s = \frac{h}{h_p} s_d + s_{pp} + s_{inc} + s_{urb} + s_{2p} \quad \text{II.1}$$

Ou:

s : est le Skin total

s_d : est le Skin d'endommagement

s_{pp} : est le Skin dû à la pénétration partielle

s_{inc} : est le Skin dû à l'inclinaison

s_{urb} : est le Skin dû un écoulement non-darcy

s_{2p} : est le Skin dû un écoulement diphasique

h : est la hauteur de la formation

h_p : est la hauteur de l'intervalle perforé

II.2.3. La Perméabilité

La perméabilité décrit la propriété de la roche qui indique la capacité d'un fluide à s'écouler à travers à celle-ci. En fait, elle est considérée comme le paramètre le plus important qui peut être obtenu pendant les essais de puits car elle joue un rôle majeur dans le suivi des performances du réservoir. Cependant, il existe plusieurs méthodes pour mesurer la perméabilité, comme par exemple les diagraphies, les carottes et les tests de formation par câble, mais la principale source de la perméabilité effective est constituée par les tests de production et les tests de puits. La valeur calculée est la perméabilité moyenne sur le rayon d'investigation de test. Par conséquent, ces perméabilités peuvent être utilisées directement pour prédire les performances du puits.

II.2.4. Limites du réservoir

La taille du réservoir est importante pour estimer la quantité de fluide récupérable du réservoir. Par conséquent, l'emplacement et le type de limites doivent être connus. Deux types de limites sont les plus courants, les limites fermées et les limites ouvertes.

Selon Dake [22] et Horne [20], les limites fermées impliquent qu'il n'y a pas d'écoulement à travers les limites du réservoir, la perturbation de la pression associée à la production du puits sera transmise vers l'extérieur jusqu'à ce qu'elle atteigne toutes les limites et le réservoir entre dans *un état pseudo-stationnaire*. Les limites ouvertes signifient qu'une pression constante existe aux limites, c'est-à-dire que le réservoir est soutenu en pression soit par un aquifère, soit par l'injection de fluide. L'effet de la pression constante est connu sous le nom de *régime stationnaire*. Un autre état intermédiaire, *l'état transitoire*, est généralement observé avant que la pression constante ou les effets de frontières fermées ne soient atteints. Dans ce cas, le réservoir se comporte comme s'il était infini. Plus le type et l'emplacement des limites peuvent être prédits avec précision, plus la quantité de fluide récupérable peut être calculée avec précision. La Figure II.3 montre les réponses typiques à la pression pour des modèles de réservoir avec différentes limites.

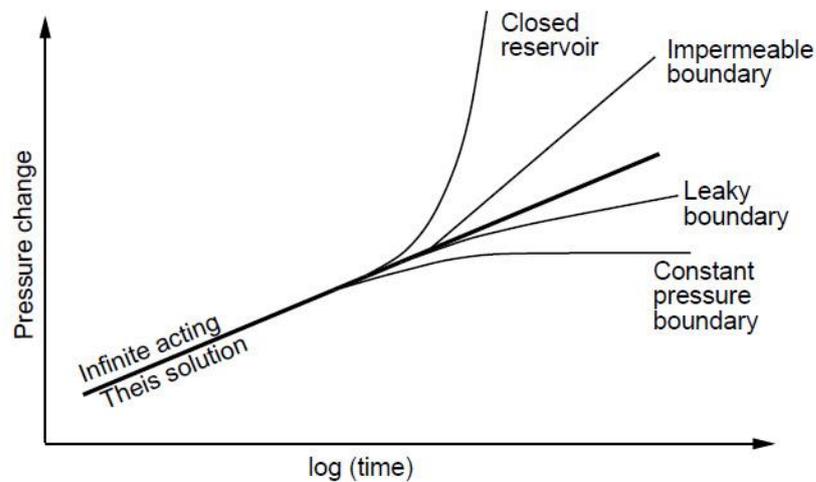


Figure II. 3: Réponses typiques de la pression avec différents types de limites

II.3. Équation de diffusivité de la pression

L'écoulement des fluides dans les milieux poreux est décrit à partir de l'équation de diffusivité qui est dérivée de la combinaison de trois principes physiques : L'équation de continuité, la loi de Darcy et l'équation d'état d'un fluide légèrement compressible. Toutes les interprétations des essais de puits sont basées sur l'équation de diffusion:

$$\nabla^2 p - \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad \text{II.2}$$

Cette équation est obtenue à partir des hypothèses suivantes [23]:

1. La loi de Darcy est applicable,
2. Ecoulement monophasique,
3. La porosité (ϕ), la perméabilité (k), la viscosité (μ) et la compressibilité (c_i) sont constantes,
4. La compressibilité du fluide est faible,
5. Les gradients de pression dans le réservoir sont faibles,
6. Les effets gravitationnels et thermiques sont négligeables.

L'équation de diffusivité II.2 peut être écrite sous la forme sans dimension (Equation II.5) en utilisant la pression sans dimension p_D (Equation II.3) et le temps sans dimension t_D (Equation II.4).

$$p_D(t_D) = \frac{kh}{141.2qB\mu}(p_i - p) \quad \text{II.3}$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi c_i \mu r_w^2} \quad \text{II.4}$$

$$\nabla^2 p_D - \frac{\partial p_D}{\partial t_D} = 0 \quad \text{II.5}$$

Pour un réservoir homogène infini, l'équation de diffusivité (Equation II.5) a la solution suivante (Drawdown tests) :

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2}(\ln(t_D) + 0.8091) + s \quad \text{II.6}$$

Le facteur de skin, s , est défini par la formule suivante :

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad \text{II.7}$$

L'équation II.2 s'applique à un réservoir d'huile monophasé légèrement compressible. Cependant, pour d'autres fluides, ces hypothèses sont rarement satisfaites :

- Pour les réservoirs de gaz, les propriétés du gaz telles que la compressibilité et la viscosité sont fonctions de la pression. Le gradient de pression dans la région proche du puits peut être élevé et la loi de Darcy peut ne pas s'appliquer.
- Dans un réservoir d'huile où la pression est proche de la pression de bulle, le gaz peut se libérer et la loi de Darcy peut ne pas s'appliquer et un écoulement multiphasique peut se produire dans la formation.
- Pour les réservoirs de gaz à condensât, le liquide peut se condenser dans le réservoir où le gaz et le condensât seront présents en même temps. Les propriétés des fluides

sont non seulement fonctions de la pression, mais un écoulement multiphasique peut également se produire dans le réservoir.

Par conséquent, les équations d'écoulement qui peuvent être dérivées pour ces fluides dans les milieux poreux sont fortement non linéaires et l'équation II.2 n'est plus valide. Al Hussainy et Ramey [24] et Al Hussainy et al. [25] ont montré pour un gaz obéissant à l'équation du gaz réel que l'équation de diffusivité peut être linéarisée en utilisant la pseudo-pression $m(p)$ défini par Equation II.8:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{P'}{\mu Z} dp' \quad \text{II.8}$$

Avec :

$$PV = ZRT \quad \text{II.9}$$

Pour pouvoir calculer la pseudo-pression $m(p)$, le produit μZ est calculée pour chaque point de pression, l'évolution de μZ en fonction de la pression est représenté sur la Figure II.4.

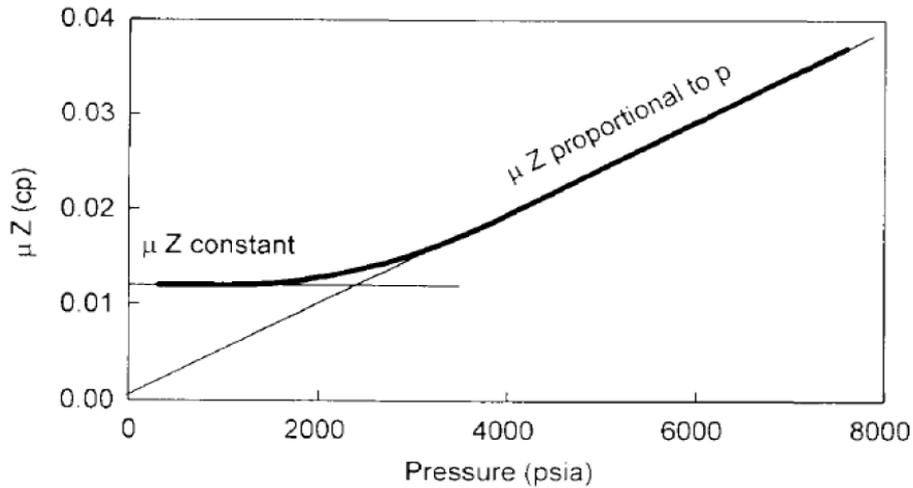


Figure II. 4: La variation isotherme de $\mu Z=f(p)$

Pour $P < 2000 \text{ Psia}$: on remarque que: $\mu Z = \text{constant}$, la pseudo-pression est exprimée par:

$$m(P) = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_0}^P P dP = \frac{P^2 - P_0^2}{\mu Z} \quad \text{II.10}$$

Pour $2000 < P < 3000 \text{ Psia}$:

$$m(P) = 2 \int_{p_0}^P \frac{P}{\mu Z} dP \quad \text{II.11}$$

Pour $P > 3000 \text{ Psia}$: on remarque que: μZ , varie linéairement avec la pression, le comportement du gaz est similaire à celui de l'huile.

$$m(P) = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_0}^P P dP = (P - P_0) \frac{P}{\mu Z} \quad \text{II.12}$$

L'équation de diffusivité de la pression devient de la forme :

$$\nabla^2 m(p) - \frac{1}{\eta} \frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0 \quad \text{II.13}$$

II.4. Types d'essais de puits

Il existe plusieurs types de tests de puits, chaque test étant dédié à une étape spécifique de la vie du puits. Le Drill Stem Test (DST) et le Wireline Formation Test sont normalement effectués pour les puits d'exploration et d'appréciation. Tout au long de la vie du réservoir, les tests de puits conventionnels tels que le Drawdown, Build-up, Interference, Multi-rate, Multi-layer, and Pulse Tests sont utilisés pour surveiller la performance des réservoirs [26].

Chaque type de test a un niveau de précision et diverses propriétés de réservoir qui peuvent être obtenues. Le tableau II.1 énumère les types de tests et les différentes informations que l'on peut obtenir de chaque test [27].

Tableau II. 1: Propriétés des réservoirs obtenues à partir de divers essais de puits. [27]

Type de test	Informations obtenues
Drill Stem Test (DST)	<ul style="list-style-type: none"> • Comportement du réservoir • Echantillons de fluides • Perméabilité • Skin • Longueur de la fracture • Pression du réservoir • Limite du réservoir
Repeat-/multiple-formation tests	<ul style="list-style-type: none"> • Profil de pression
Drawdown tests	<ul style="list-style-type: none"> • Comportement du réservoir • Perméabilité • Skin • Longueur de la fracture • Limite du réservoir
Build-up tests	<ul style="list-style-type: none"> • Comportement du réservoir • Perméabilité • Skin • Longueur de la fracture • Pression du réservoir • Limites
Step-rate tests	<ul style="list-style-type: none"> • Pression de fracturation de la formation • Perméabilité • Skin
Falloff tests	<ul style="list-style-type: none"> • Mobilité des différents fluides • Skin • Pression du réservoir • Longueur de la fracture • Localisation du front • Limites

Interference and pulse tests	<ul style="list-style-type: none"> • Communication entre les puits • Comportement du réservoir • Porosité • Perméabilité entre les puits • Perméabilité verticale
Layered reservoir tests	<ul style="list-style-type: none"> • Propriétés des couches individuelles • Perméabilité horizontale • Perméabilité verticale • Skin • Pression moyenne des couches • Limites extérieures

Les tests entrent généralement dans les catégories suivantes [16, 20] (Figure II.5):

Build-up test : Ce test est effectué dans un puits qui a produit pendant un certain temps à un débit constant et qui est fermé par la suite. La pression de fond du puits est alors enregistrée pendant un temps donné.

Drawdown test : Ce test est réalisé lorsqu'un puits est débité à un débit constant. La pression d'écoulement en fond de puits et le débit sont mesurés en fonction du temps. La principale difficulté de ce test est de maintenir un débit constant.

Injection test : Cet essai est identique au Drawdown test, sauf que l'écoulement se fait dans le puits. Le fluide est injecté dans le puits à un débit constant et le débit d'injection et la pression de fond sont mesurés en fonction du temps.

Falloff test : Cet essai est analogue au Build-up test et mesure la chute de pression en fonction du temps après la fermeture du puits.

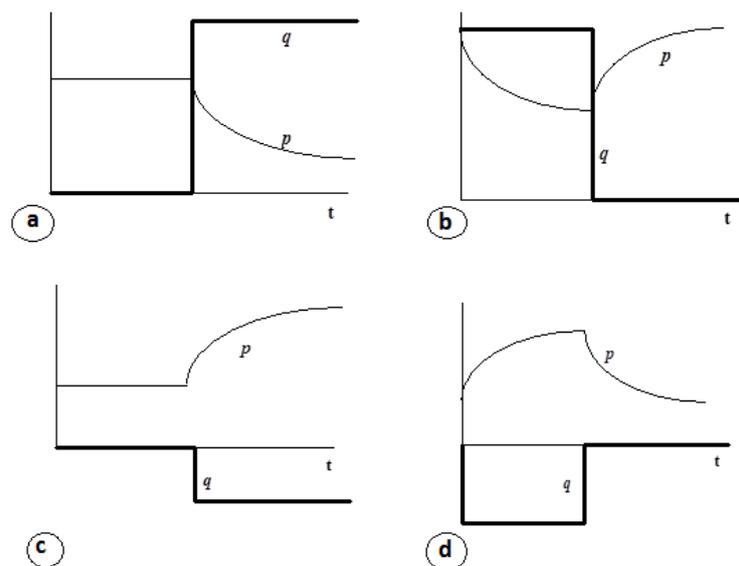


Figure II. 5: Types de test de puits: a) Drawdown test, b) Build-up test, c) Injection test et d) Falloff test. [20]

II.5. Méthodes d'interprétation des essais de puits

II.5.1. Analyse semi-logarithmique

Les techniques d'analyse semi-logarithmique les plus connues et les plus couramment utilisées sont le tracé Miller-Dyes-Hutchinson ou MDH [28] et le tracé de Horner [23]. Pendant le régime d'écoulement radial dans les réservoirs au comportement homogène, la pression varie avec le logarithme du temps écoulé depuis l'ouverture du puits [28]. Un tracé de la pression au fond du puits en fonction du logarithme du temps (appelé tracé MDH) suit une ligne droite lorsque les effets de Wellbore storage sont terminés (Figure II.6). La pente m de la ligne droite semi-logarithmique est utilisée pour estimer la perméabilité du réservoir k , et le facteur de skin s .

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{m} \quad \text{II.14}$$

$$s = 1.151 \left[\frac{\Delta p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{II.15}$$

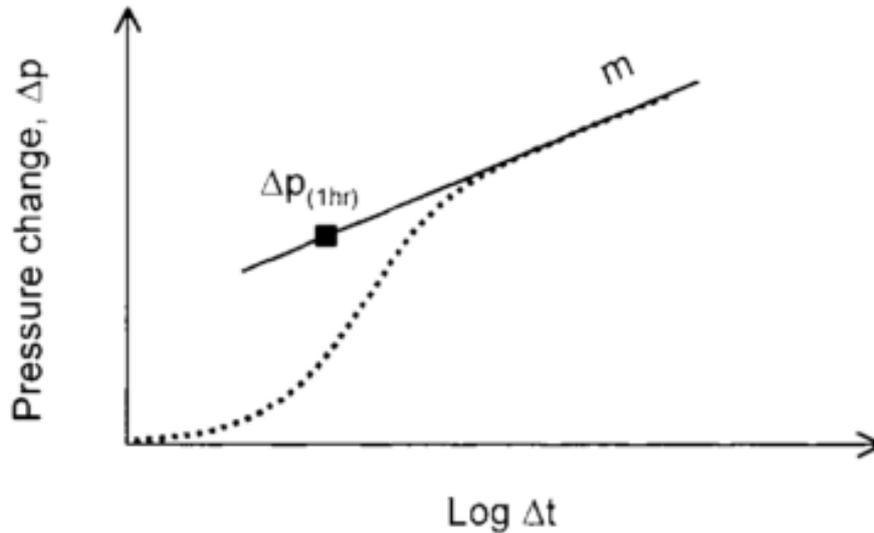


Figure II. 6: Régime d'écoulement radial. Analyse spécialisée avec un tracé semi-logarithmique

Le tracé de Horner est également la méthode la plus utilisée et est la plus pratique pour analyser les Build-up tests [23]. L'historique de production du puits avec différents débits avant la fermeture peut être représenté par un puits qui est produit pendant un temps t_p , à un débit constant q , et ensuite fermé pendant un temps Δt . La réponse de la pression est tracée en fonction du $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ sur un graphique semi-logarithmique (Figure II.7). Le temps de superposition $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ est connu comme le temps de Horner. [20, 29]

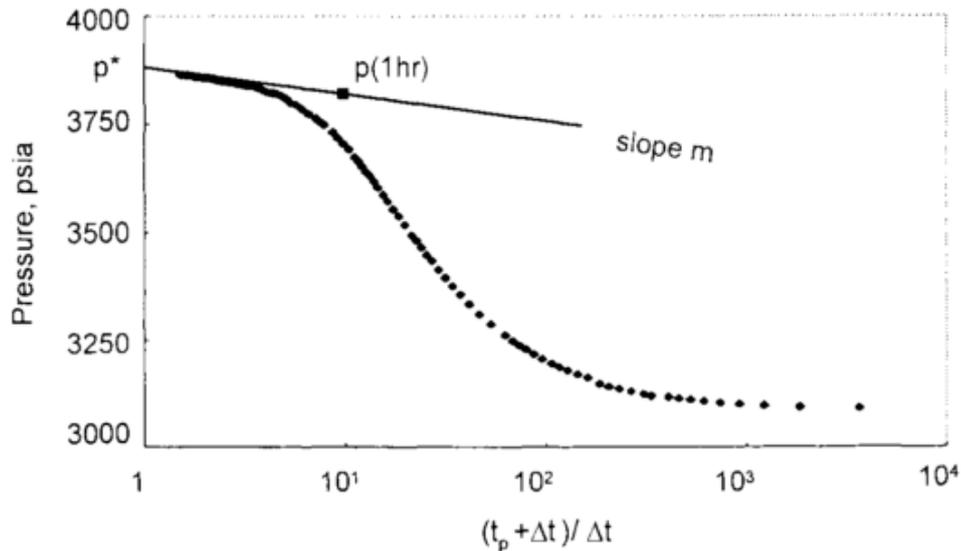


Figure II. 7: Tracé de Horner d'un Build-up test

Les équations suivantes sont utilisées pour le calcul de la perméabilité du réservoir k , et le facteur de skin s :

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{m} \quad \text{II.16}$$

$$s = 1.151 \left[\frac{\Delta p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) + 3.23 \right] \quad \text{II.17}$$

II.5.2. Analyse par courbes types

Une autre méthode d'estimation des propriétés du réservoir consiste à comparer le tracé de la réponse en pression mesurée avec les courbes types. La méthode des courbes types (méthode log-log) a été introduite dans la littérature pétrolière par Ramey en 1970 [19] dans le but de surmonter les limites des méthodes d'analyse basées sur la ligne droite semi-logarithmique [29]. Les courbes types offrent une description de la réponse de pression indépendamment du débit ou des paramètres du puits et du réservoir.

La procédure d'analyse avec les courbes types (Figure II.8) peut être décrite comme suit:

- Les données sont tracées sous forme de $\log \Delta p$ en fonction de $\log(\Delta t)$ en utilisant la même échelle que celle de la courbe type.
- Les courbes sont ensuite déplacées l'une sur l'autre tout en gardant les lignes de grille verticales et horizontales parallèles jusqu'à ce que la meilleure correspondance soit trouvée.
- La meilleure correspondance est choisie et les valeurs de pression ainsi que celles du temps sont lues à partir d'un point fixe (point de correspondance) sur les deux graphiques, Δp_M , p_{DM} , Δt_M , et t_{DM} .

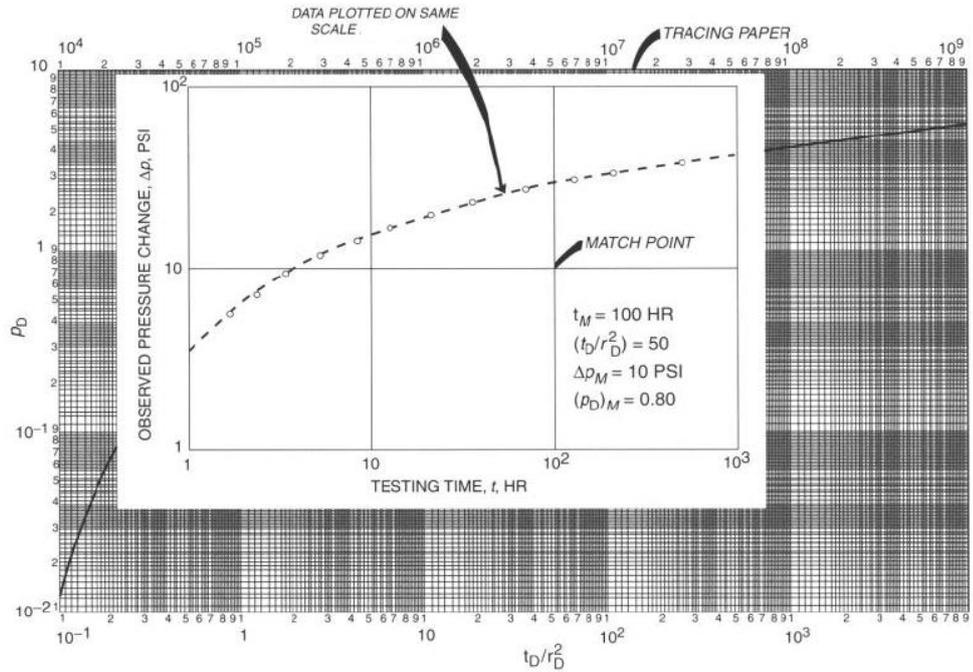


Figure II. 8: Illustration d'une correspondance de courbe type pour un essai d'interférence [29]

- Le produit perméabilité-épaisseur est estimé par :

$$kh = \frac{q\mu}{2\pi} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_M \quad \text{II.18}$$

II.5.3. Tracé de la dérivée de pression

Avec l'approche de la dérivée, l'analyse tient compte du taux de variation de la pression dans le temps pendant la période d'essai. Le tracé de la dérivée (Figure II.9) fournit une présentation simultanée du $\log(\Delta p)$ et du $\log(t\Delta p / \Delta t)$ en fonction du $\log(\Delta t)$. L'avantage du tracé de la dérivée de pression permet d'afficher dans un seul graphique de nombreuses caractéristiques différentes qui, autrement, nécessiteraient des tracés supplémentaires [20].

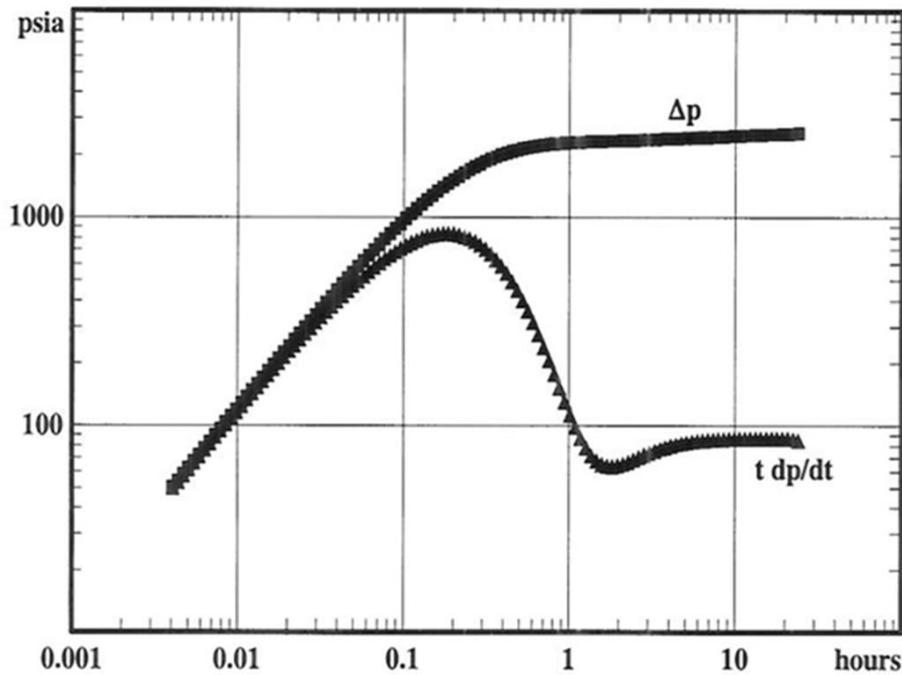


Figure II. 9: Illustration de la courbe de la dérivée de pression [20].

II.5.4. La méthode de Déconvolution

La méthode de déconvolution a reçu beaucoup d'attention ces dernières années [30-32]. La déconvolution n'est pas une nouvelle méthode d'interprétation, mais plutôt, un nouvel outil pour traiter les données de pression et de débit [33]. Selon la définition générale, le but de la déconvolution est de calculer la réponse impulsionnelle du système, en se basant sur la réponse par rapport à la pression et aux débits à la fois.

Les données utilisées pour la déconvolution sont plus appropriées à partir des données des Build-up test que ceux de Drawdown test, en raison de leur bonne qualité. La déconvolution ne suppose pas un modèle de réservoir mais plutôt un modèle mathématique. Il s'agit d'une méthode directe utilisant la régression non linéaire par rapport aux méthodes conventionnelles. Le changement du skin et du Wellbore storage, la pression initiale manquante ou incorrecte et des lacunes dans les données peuvent avoir un effet significatif sur la forme des courbes type déconvoluée [33].

Une présentation détaillée de la méthode de déconvolution sera présentée dans le chapitre suivant.

II.6. Identification des régimes d'écoulement

Il est important d'identifier les régimes d'écoulement, qui apparaissent sous forme de modèles caractéristiques affichés par la dérivée de pression tracée sur un graphe log-log. Ainsi, pour chaque régime d'écoulement identifié, un ensemble de paramètres de puits ou de réservoir peut être calculé en utilisant uniquement la partie des données transitoires qui présente le comportement du modèle caractéristique [34].

Les régimes d'écoulement couramment observés dans les données d'essais de puits sont les suivants : radial, sphérique, linéaire, bilinéaire, compression/expansion, état d'équilibre, double porosité ou -perméabilité, et doublement de pente.

L'outil le plus populaire utilisé pour l'identification des régimes d'écoulement est représenté sur la Figure II.10.

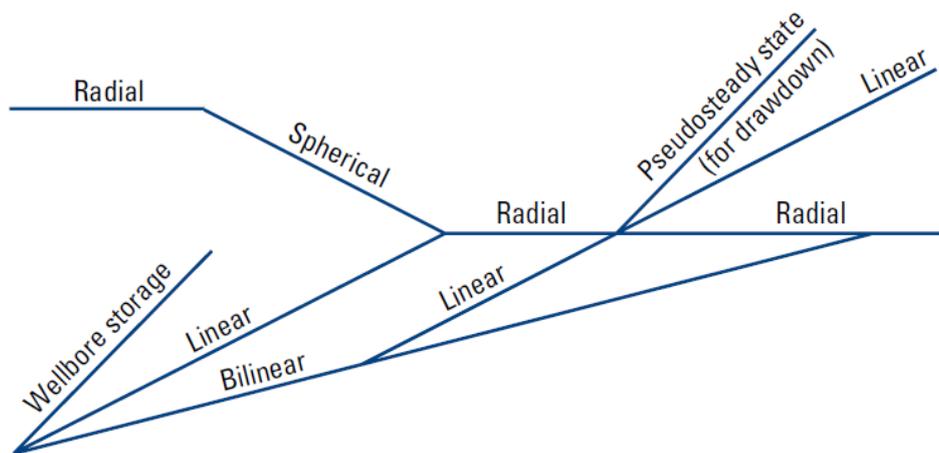


Figure II. 10: Outil d'identification des régimes d'écoulement. [34]

II.6.1. Écoulement radial

Le régime d'écoulement le plus important dans l'interprétation des essais de puits est l'écoulement radial, qui est reconnu comme une tendance constante ou plate dans la dérivée de pression. La géométrie de l'écoulement radial est décrite comme des lignes d'écoulement convergeant vers un cylindre circulaire (Figure II.11). Dans les puits entièrement complétés, le cylindre peut représenter la partie du puits qui traverse toute la formation (Figure II.11b). Dans les formations partiellement pénétrées ou les puits partiellement complétés, l'écoulement radial peut être limité à un stade précoce à la section de l'épaisseur de la formation où l'écoulement se fait directement dans le puits (Figure II.11a). Les puits horizontaux peuvent également présenter un écoulement radial précoce dans le plan vertical normal (Figure II.11d). Si le puits est situé à proximité d'une barrière à l'écoulement, telle qu'une faille, la réponse transitoire de la pression peut présenter un écoulement radial vers le puits, suivi d'un écoulement radial vers le puits plus de l'image du puits à travers la frontière (Figure II.11f).

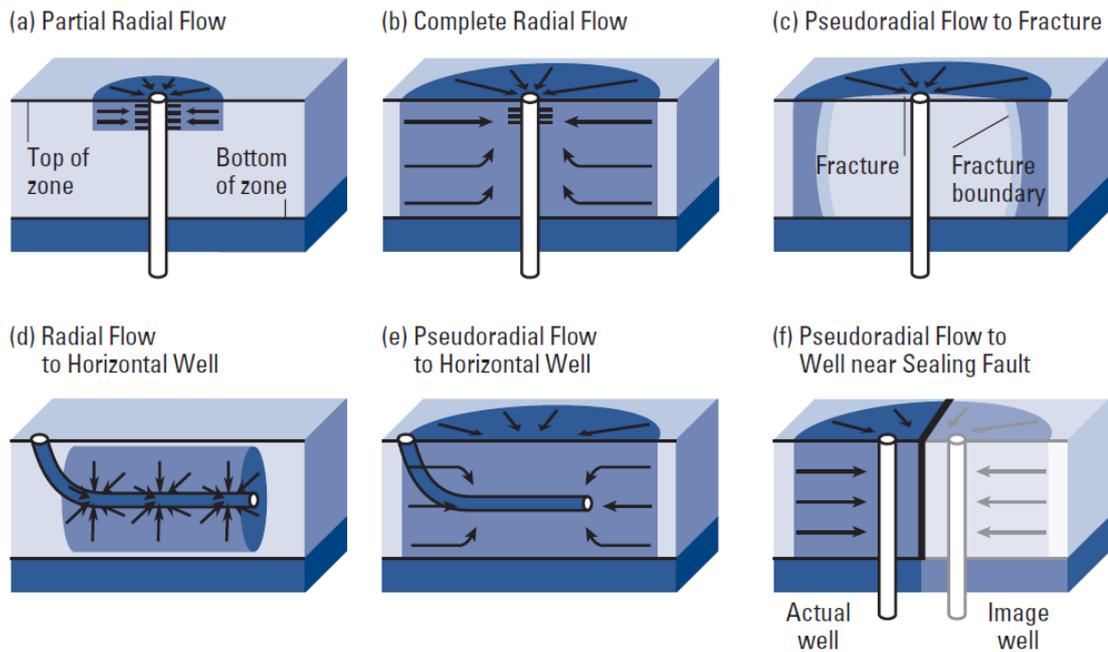


Figure II. 11: Différents types de régimes d'écoulement radial. [34]

II.6.2. Écoulement sphérique

Un écoulement sphérique se produit lorsque les lignes d'écoulement convergent vers un point (Figure II.12). Ce régime d'écoulement se produit dans les puits partiellement complétés (Figure II.12a) et les formations partiellement pénétrées (Figure II.12b). Dans le cas d'une complétion partielle ou d'une pénétration partielle à proximité de la limite supérieure ou inférieure du réservoir, la zone imperméable la plus proche impose un régime d'écoulement hémisphérique. Les écoulements sphériques et hémisphériques sont visibles sur la dérivée de pression sous la forme d'une pente de -0.5 (la pression varie avec l'inverse de la racine carré du temps). Une fois que la perméabilité sphérique est déterminée à partir de ce modèle, elle peut être utilisée avec la perméabilité horizontale k_h quantifiée à partir d'un régime d'écoulement radial survenant dans une autre partie des données.

L'importance de k_v dans la prédiction du coning de gaz ou d'eau ou de la performance des puits horizontaux souligne la nécessité pratique de quantifier ce paramètre. Un DST peut être réalisé lorsque seule une petite partie de la formation a été forée (ou perforée), ce qui permet d'obtenir des valeurs pour k_v et k_h , qui pourraient être utilisées pour optimiser le design de la complétion ou fournir une justification pour forer un puits horizontal.

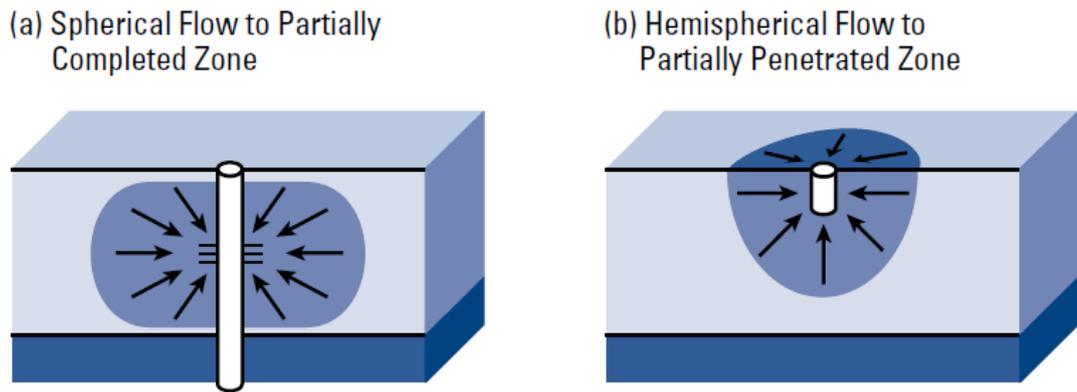


Figure II. 12: Régimes d'écoulements sphériques.[34]

II.6.3. Écoulement linéaire

La géométrie des lignes d'écoulement linéaire consiste en des vecteurs d'écoulement strictement parallèles. L'écoulement linéaire est présenté dans la dérivée de pression comme une ligne droite d'une pente de 0.5. Ce régime d'écoulement se développe généralement dans les puits fracturés verticalement et les puits horizontaux (Figure II.13). On le trouve également dans les puits produisant à partir d'un réservoir allongé.

Deux principaux types de comportement des puits fracturés sont observés : fracture à conductivité infinie ou finie. Avec le modèle de fracture à conductivité infinie, on suppose que le fluide s'écoule le long de la fracture sans aucune perte de charge.

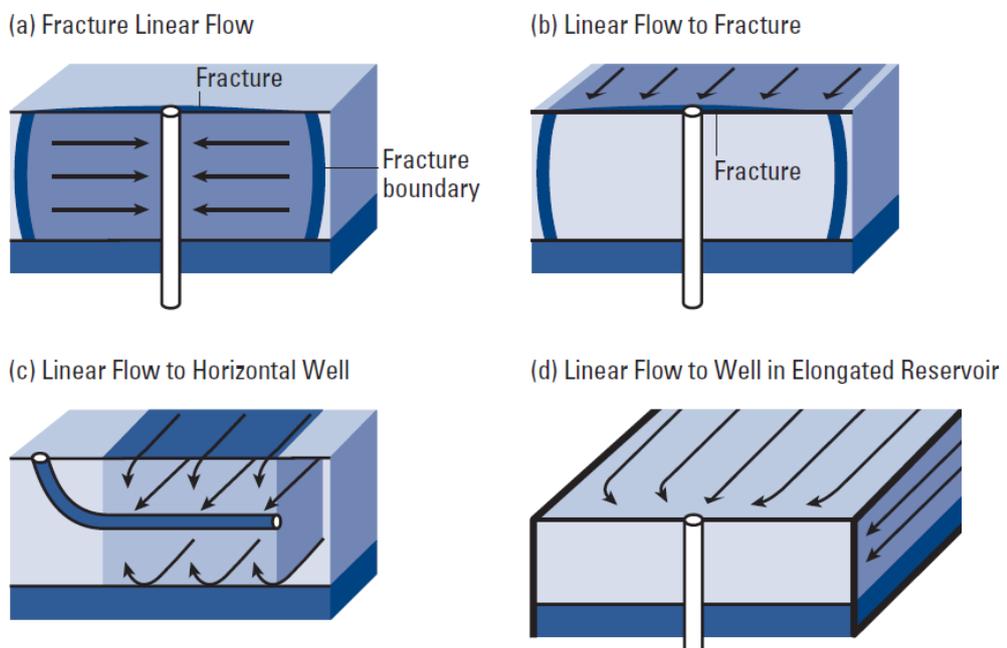


Figure II. 13: Régime d'écoulement linéaire.[34]

Comme les lignes d'écoulement convergent vers un plan, les paramètres associés au régime d'écoulement linéaire sont la perméabilité de la formation dans la direction des lignes de courant et la zone d'écoulement normale aux lignes de courant. La valeur de la

perméabilité horizontale k_h de la formation déterminée à partir d'un autre régime d'écoulement peut être utilisée pour calculer la largeur de la zone d'écoulement. La combinaison des données d'écoulement linéaire avec celles d'écoulement radial peut fournir les valeurs principales des perméabilités directionnelles.

II.6.3. Écoulement bilinéaire

Les puits fracturés hydrauliquement peuvent présenter un écoulement bilinéaire en plus de l'écoulement linéaire. Le régime d'écoulement bilinéaire se produit à cause d'une chute de pression dans la fracture qui entraîne des lignes de courant parallèles dans la fracture en même temps que les lignes de courant dans la formation qui deviennent-elles mêmes parallèles lorsqu'elles convergent vers la fracture (Figure II.14). Le terme bilinéaire fait référence à l'apparition simultanée de deux régimes d'écoulement linéaire dans les directions normales. La dérivée de ce régime d'écoulement est une pente positive de $1/4$. Lorsque la demi-longueur de la fracture et la perméabilité de la formation sont connues indépendamment, la conductivité de la fracture peut être déterminée à partir du régime d'écoulement bilinéaire.

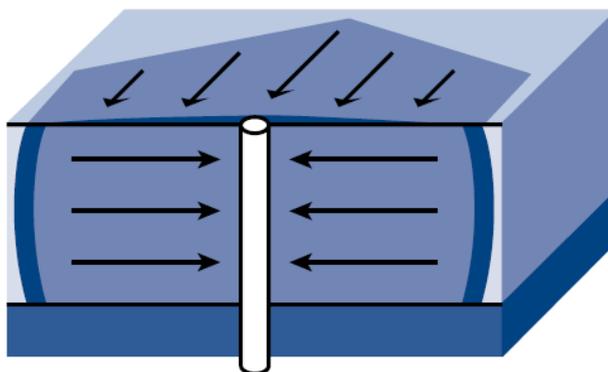


Figure II. 14: Régime d'écoulement bilinéaire. [34]

II.6.4. Écoulement en régime permanent

L'écoulement en régime permanent se produit pendant la période tardive, lorsque la pression du réservoir est soutenue par un aquifère actif ou un gaz cap. Dans le comportement en régime permanent, la pression du réservoir ne change pas dans le temps (Equation II.19), ce qui est appelé la limite de pression constante (Figure II.15).

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad \text{II.19}$$

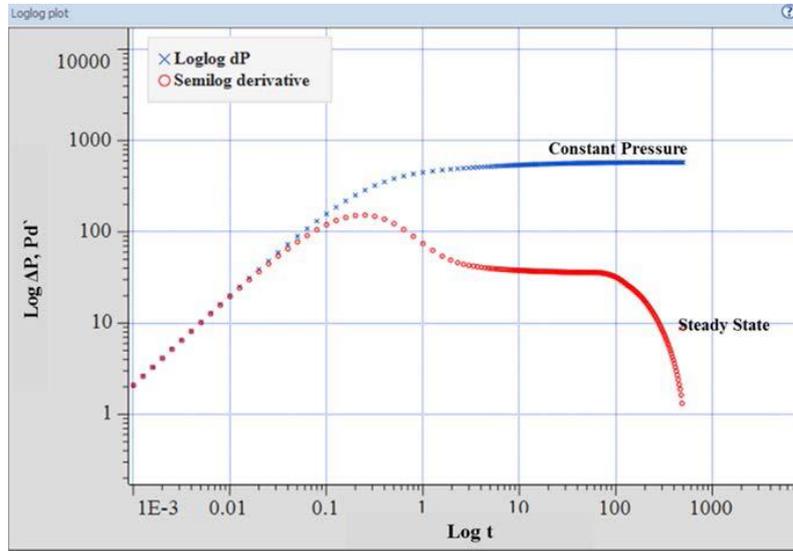


Figure II. 15: Courbe d'écoulement en régime permanent pour Build-up /Drawdown tests.

II.6.5. Écoulement en régime pseudo-stationnaire

L'écoulement pseudo-stationnaire se produit pendant la période tardive où il n'y a pas d'écoulement depuis les limites extérieures du réservoir. Ce comportement est dû à l'effet de la présence des puits producteur en voisinage du puits testé ou à la présence de failles de fermeture. Le système à limites fermées agissant comme un système de réservoir qui résulte d'une chute de pression constante pour chaque unité de temps sous un débit de production constant, comme le montre l'équation II.20.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \text{constante} \quad \text{II.20}$$

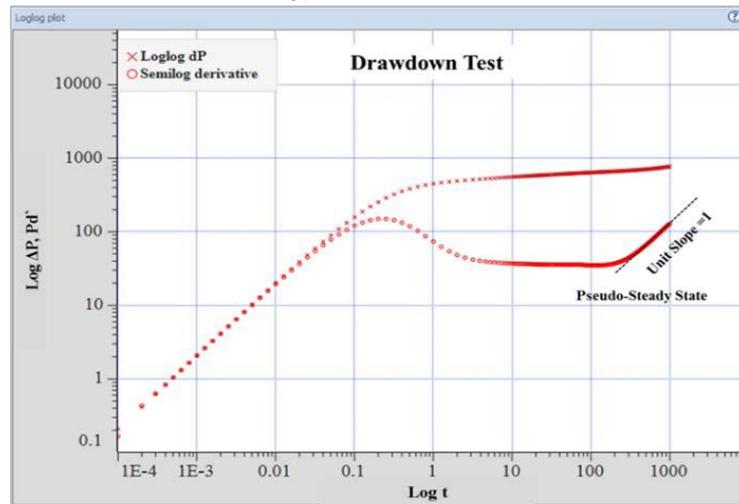


Figure II. 16: Courbe d'écoulement en régime pseudo-stationnaire pour un Drawdown

Dans un Drawdown test (Figure II.16), le comportement de l'écoulement crée une pente unitaire (pente=1) lorsque la chute de pression atteint la limite au période tardif. En revanche, la dérivée de la pression dans un Build-up test et un Falloff test ne crée pas de pente unitaire, et la ligne de chute de pression et la ligne de la dérivée se comportent comme un

comportement en régime permanent lorsque la pression atteint la limite, comme le montre la Figure II.17 [35].

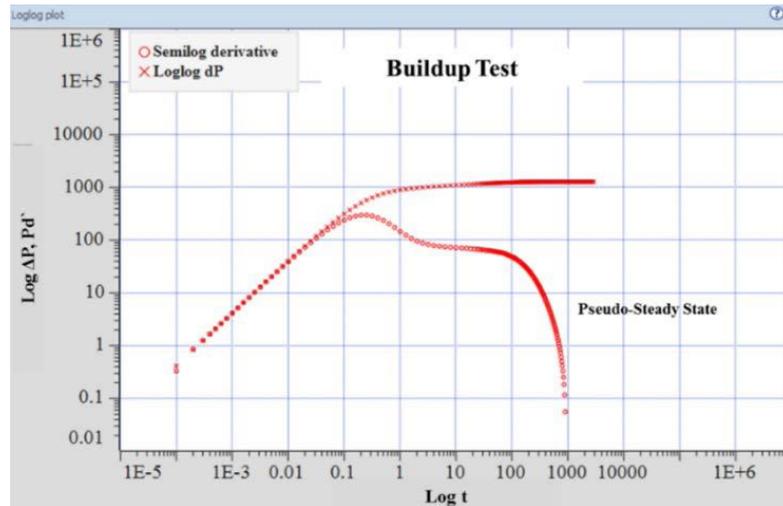


Figure II. 17: Courbe d'écoulement en régime pseudo-stationnaire pour un Build-up.

II.7. Processus d'identification du modèle d'interprétation des essais de puits

Un schéma de l'ensemble du processus d'interprétation des essais de puits est présenté sur la Figure II.18. Ceci est réalisé en identifiant en premier lieu les régimes d'écoulement (linéaire, bilinéaire, sphérique, radial, etc.) associés aux trois périodes d'écoulement.

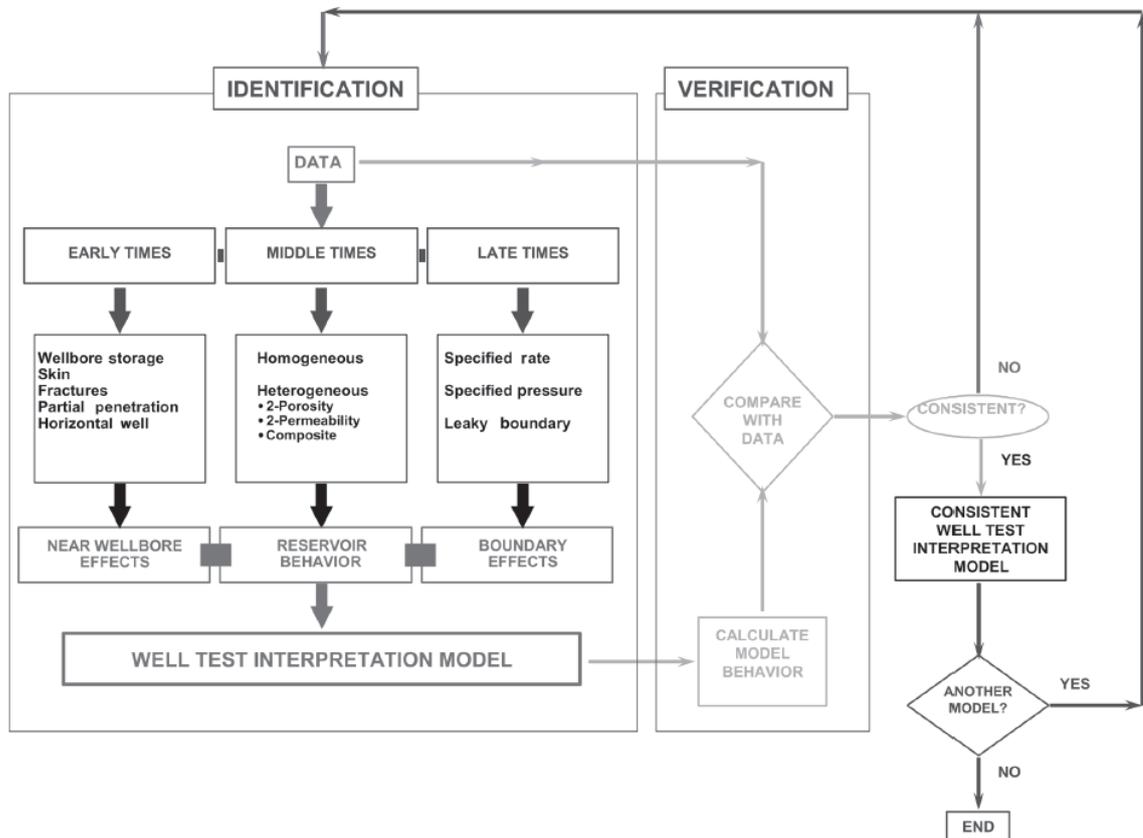


Figure II. 18: Processus d'identification du modèle d'interprétation des essais de puits. [33]

II.7.2. Période précoce (Early times)

Cette période est caractérisée par les effets des abords de puits, communément appelé *model de puits*. Ils incluent le Wellbore storage [19, 36], l'effet de skin [37, 38], fracture unique (généralement hydraulique) [39-42], une pénétration partielle ou une entrée limitée du puits [43] et un puits horizontal [44].

II.7.2. Période tardive (Late times)

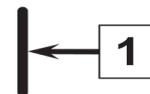
Cette période est caractérisée par les effets des limites du réservoir. Les limites extérieures peuvent être de trois types : *prescribed rate* (par exemple, pas d'écoulement comme dans le cas d'une faille étanche), *prescribed pressure* (par exemple, pression constante, comme dans le cas d'un gaz cap ou d'un aquifère actif) ou *leaky* (semi-perméable). Les limites qui peuvent être détectées dans la direction horizontale avec les techniques modernes d'analyse des essais de puits sont linear faults, intersecting faults (wedges), parallel faults (channels), open rectangles (c'est-à-dire trois limites qui se croisent à angle droit), les réservoirs rectangulaires ou les réservoirs circulaires. En outre, le type de frontière dans la direction verticale peut être identifié seulement dans les cas d'un puits à pénétration partielle ou un puits horizontal. Cela comprend, l'effet de la limite supérieure à pression constante causé par la présence d'un gaz cup et l'effet de limite inférieure à pression constante résultant d'un aquifère actif.

II.7.3. Période intermédiaire (Middle times)

Cette période caractérise le comportement dynamique du réservoir. Il reflète le nombre de milieux poreux de différentes mobilités (kh/μ) et de storativités ($\phi c_i h$) qui participent à l'écoulement [45, 46]. Ces comportements de base des essais de puits sont illustrés dans la Figure II.19.

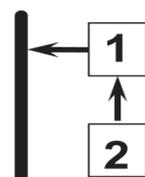
1- HOMOGENEOUS BEHAVIOR

One mobility kh/μ
One storativity $\phi c_i h$

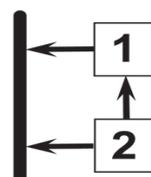


2- HETEROGENEOUS BEHAVIOR

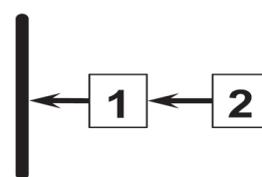
More than one mobility, storativity



2-Porosity
Fissured
Multilayered



2-Permeability
Multilayered



Composite
Geology
Multiphase fluid

Figure II. 19: Comportements des réservoirs [33].

II.7.3.1. Comportement homogène

Lorsqu'il n'y a qu'une seule mobilité et une seule storativité impliquée, le comportement est dit "homogène". Le comportement homogène signifie que les variations de mobilité (kh/μ) et de storativité ($\phi c_r h$) dans le réservoir sont trop faibles pour être observées dans les données des tests de puits. En termes d'écoulement, il n'existe essentiellement qu'un seul et unique milieu poreux. Par conséquent, la perméabilité mesurée lors d'un essai de puits correspond à la même perméabilité mesurée par le test laboratoire sur la carotte. Les valeurs respectives de la perméabilité pourraient être différentes, mais uniquement parce que les conditions des mesures sont différentes. Bien que des propriétés uniformément homogènes soient supposées homogènes, elles sont supposées dans la dérivation des représentations analytiques du modèle d'interprétation à partir de l'équation de la diffusivité. Le mot "homogène", associé ici au mot "comportement" n'implique pas que le réservoir présente des propriétés homogènes sur toute sa géométrie.

II.7.3.2. Comportement hétérogène

Le comportement hétérogène signifie que deux ou plusieurs mobilités et storativités sont présentes dans la même zone. Celles-ci peuvent être uniformément réparties ou séparées, mais leur principale caractéristique est que leurs valeurs sont sensiblement différentes.

a. Le comportement de double porosité

Le comportement de double porosité implique deux milieux avec des perméabilités très différentes, et seul le milieu le plus perméable produira du fluide dans le puits. L'autre milieu agit comme une recharge pour le milieu le plus perméable. Le comportement de double porosité combine deux comportements homogènes successifs, qui ne diffèrent que par leurs porosités - ou plus exactement, par leurs storativités. Le comportement de double porosité se produit généralement dans les réservoirs naturellement fracturés, dans les réservoirs multicouches avec un fort contraste de perméabilité entre les couches et dans les réservoirs monocouches avec une forte variation de perméabilité le long de l'épaisseur du réservoir [46].

b. Le comportement de double perméabilité

Le comportement de double perméabilité fait référence à deux milieux poreux distincts comme dans la double porosité, mais chaque milieu peut produire dans le puits. Des exemples de comportement de double perméabilité peuvent être trouvés dans des réservoirs multicouches avec un contraste de perméabilité relativement faible entre les couches.

c. Le comportement composite

Le comportement composite implique un ensemble de valeurs de mobilité et de storativité autour du puits et un autre ensemble à une certaine distance du puits. Le comportement composite peut être causé par un changement de l'épaisseur ou de la porosité du réservoir ou un changement de la mobilité des fluides dans le réservoir. On trouve des exemples de comportements composites dans des circonstances telles que les réservoirs d'huile à faible perméabilité, lorsque la pression autour du puits chute en dessous de la pression de bulle, dans les réservoirs de gaz à condensât à faible perméabilité lorsque la pression est inférieure à la pression de rosée [47], dans les réservoirs carbonatés après acidification et dans les réservoirs d'huile entourés d'un aquifère.

Chapitre III : La Méthode de Déconvolution

III.1. Introduction

La déconvolution a fait l'objet d'une grande attention au cours de la dernière décennie ([30, 48]; [49]; [31]; [50]; [32]; [51]; [33]; [52, 53]; [54]), suite à la publication d'un algorithme de déconvolution stable par Schroeter et al. [30]. Il ne s'agit pas d'une nouvelle méthode d'interprétation, mais d'un nouvel outil qui traite les données de pression et de débit pour obtenir davantage de données de pression à interpréter.

La déconvolution transforme les données de pression à débit variable en un seul Drawdown à débit constant d'une durée égale à la durée totale de l'essai, et donne directement la dérivée de pression correspondante, normalisée à un débit unitaire (Figure III.1). Cette dérivée est donc libre des perturbations causées par les algorithmes de calcul de la dérivée de pression, et des erreurs introduites par des historiques de débit incomplets ou tronqués [33]. Elle montre également tous les régimes d'écoulement qui ont dominé tout au long de ce test.

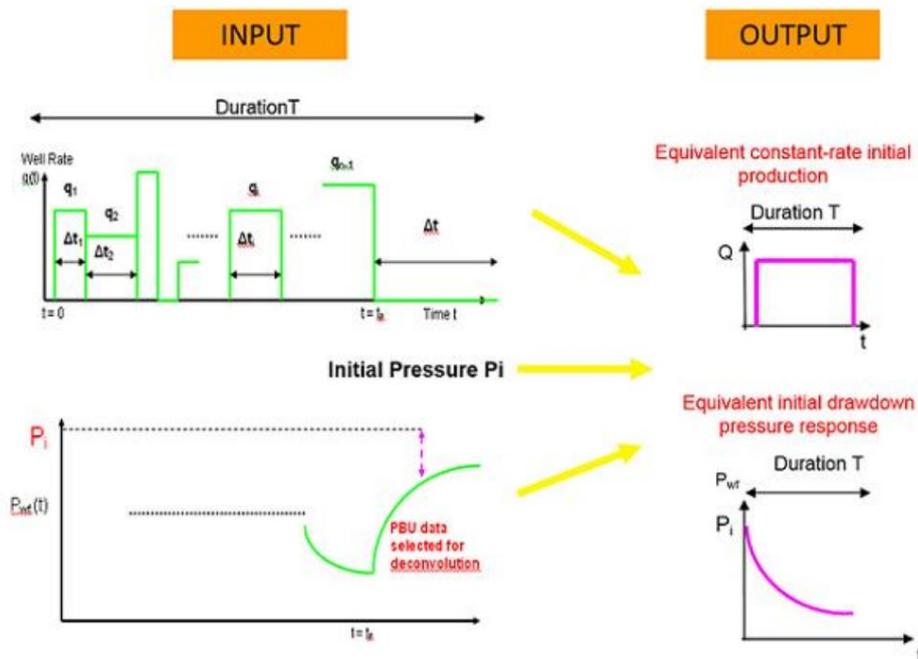


Figure III. 1: Représentation de la méthode de déconvolution

L'algorithme de déconvolution de Schroeter et al. [30], basé sur la méthode des moindres carrés totaux, a été mis en œuvre, avec quelques modifications, dans la plupart des logiciels commerciaux d'analyse des tests de puits. La déconvolution est donc facilement accessible à tous les analystes de tests de puits. Cependant, dans l'ensemble, son utilisation semble être principalement réservée aux experts. Une raison évidente est que la méthode est encore nouvelle, et que toutes les nouvelles techniques prennent un certain temps avant d'être adoptées par les ingénieurs. Cela n'est pas différent de ce qui s'est passé lorsque l'analyse des

courbes type de pression a été introduite pour la première fois [19, 55]: il a été suggéré de ne l'utiliser qu'en cas de problème, après l'échec des techniques conventionnelles [29].

III.2. Modèle de déconvolution Pression-Débit

Le modèle de déconvolution Pression-Débit (Pressure/Rate Deconvolution Model) considéré dans ce mémoire de fin d'étude, ainsi que dans von Schroeter et al. [48, 56], Levitan [31], Levitan et al. [5], et Ilk et al. [32, 57], est basée sur le principe de Duhamel, qui est défini par l'intégrale de convolution suivante (van Everdingen et Hurst [36]):

$$\Delta p(t) = p_i - p(t) = \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau \quad \text{III.1}$$

Avec

$$g(t) = \frac{dp_u(t)}{dt} \quad \text{III.2}$$

Où

$\Delta p(t)$ - est la chute de pression dans le temps

p_i - est la pression initiale du réservoir

p - est la pression du fond du puits

p_u - est la réponse de la pression du puits due à une production à débit unitaire constant.

q - est le débit de production

g - est la réponse impulsionnelle du réservoir.

t - est le temps

τ - est un variable d'intégration

L'équation III.1 suppose qu'au début de la production, le système puits/réservoir est en équilibre et que la pression est uniforme dans tout le système à p_0 . En outre, l'équation III.1 est une expression du principe de superposition (van Everdingen et Hurst 1949) qui n'est valable que pour les systèmes linéaires (par exemple, l'écoulement monophasique d'un fluide légèrement compressible dans un milieu poreux).

L'équation III.1 est valable que si le coefficient de capacité du puits et le facteur de skin sont constants pendant toute la durée de test. Si ces conditions sont remplies par les données de test, alors $p_u(t)$ généré à partir de l'équation III.1 qui représentera la réponse de pression de Drawdown à débit unitaire constant du système, y compris les effets de skin et de capacité du puits. En considérant des données d'essai simulées qui ont différents coefficients de capacité du puits pendant différentes périodes d'écoulement, Levitan [31, 50] démontre que

l'équation III.1 ne parvient pas à produire une fonction de réponse physiquement significative $p_u(t)$, en particulier pendant la partie tardive de la réponse, lorsque l'équation III.1 est appliquée aux pressions pendant toute la séquence de test. Levitan [31] et Levitan et al. [50] discutent également d'autres cas (par exemple, les effets d'interférence et les réservoirs comminglés) et notent que l'équation III.1 n'est pas l'équation de superposition correcte pour ces cas.

Dans l'équation III.1, en considérant une seule période d'écoulement avec un débit constant, la relation entre la chute de pression $\Delta p(t)$ et la réponse du réservoir g peut être écrite comme suite :

$$\frac{\Delta p(t)}{\Delta t} = tg(t) \quad \text{III.3}$$

Avec :

$$q(\tau) = \begin{cases} 0 & \tau \leq 0 \\ 1 & \tau > 0 \end{cases} \quad \text{III.4}$$

Le côté gauche de l'équation III.3 représente la dérivée de pression ; une quantité objective du problème de déconvolution. Pour obtenir cette quantité, il faut calculer la réponse de la pression à partir de l'équation III.1 et la multiplier par le temps : En d'autres termes, il faut déconvolutionner les données de pression et de débit mesurées [49]. Dans le passé, de nombreuses tentatives ont été faites pour développer un algorithme de déconvolution fiable qui produirait des résultats de déconvolution corrects. Pour résoudre l'intégrale III.1, deux techniques différentes, telles que l'approche de domaine temporel et les méthodes spectrales, ont été appliquées avec plus ou moins de succès. Mais aucune d'entre elles n'a pu fournir de résultats robustes en appliquant la déconvolution à des données réelles de pression et de débit. La percée s'est produite en 2001 lorsque von Schroeter, Hollaender et Gringarten [56] ont proposé un nouvel algorithme de déconvolution basé sur la méthode des moindres carrés totaux, qui a été adopté avec succès sur des données d'essai de puits simulées et réelles et s'est avéré fiable.

La méthode de déconvolution proposée par von Schroeter et al. [56] est présentée comme le logarithme de la fonction de réponse du réservoir. Cette approche de la déconvolution est une approche dans le domaine temporel. La formulation est basée sur un codage non linéaire des contraintes et est connue sous le nom de problème non linéaire des moindres carrés totaux (TLS : Total Least Squares). L'étape importante dans la formulation de la déconvolution a été la mise en œuvre d'un modèle d'erreur qui prend en compte les erreurs dans les données de pression et de débit mesurées. Les données de débit mesurées sont

particulièrement bruyantes. Von Schroeter et al. [56] ont introduit des erreurs dans les signaux de pression et de débit au lieu d'erreurs uniquement dans le signal de pression.

L'algorithme de déconvolution estime à la fois les débits (appelés ici débits "adaptés") et la dérivée normalisée par rapport au débit en minimisant une fonction d'erreur E , qui est une combinaison pondérée d'une correspondance de pression, d'une correspondance de débit et d'un terme de pénalité basé sur la courbure globale de la dérivée dont le but est de faire respecter la régularité de la dérivée (Equation III.1) :

$$E = \|(p_i - y * g) - p\|_2^2 + \nu \|(y - q)\|_2^2 + \lambda \|(Dz - k)\|_2^2 \quad \text{III.5}$$

Dans l'équation III.5, p et q sont la pression et le débit mesurés, respectivement ; p_i est la pression initiale au début de l'historique du débit, qui peut être une entrée ou une sortie de la déconvolution ; $\|(Dz - k)\|_2^2$ est la mesure de la courbure ; λ et ν sont des poids pour la correspondance de débit et la courbure (différents logiciels d'analyse d'essai de puits définissent c différemment) ; y est le débit adapté ; et g est la dérivée de la pression par rapport au temps. Les deux paramètres y et g sont des sorties de la déconvolution.

En fait, $tg(t)$, la dérivée de la pression par rapport au logarithme naturel du temps, est calculée à la place de $g(t)$: une forme arbitraire de $tg(t)$ est introduite comme estimation initiale dans l'équation III.5, et elle est modifiée dans des itérations successives jusqu'à ce que la mesure d'erreur E soit minimisée. Le résultat est la dérivée déconvoluée.

La déconvolution n'est en principe valable que pour les systèmes linéaires, c'est-à-dire les réservoirs avec un fluide légèrement compressible (en pratique, la déconvolution peut être utilisée avec des pseudo-pressions dans le cas de gaz ou d'écoulement multiphasique). Une deuxième hypothèse est que la pression soit uniforme dans le réservoir au début de l'historique du débit.

La déconvolution peut être effectuée sur une seule période d'écoulement, plusieurs périodes d'écoulement ou une partie ou la totalité de l'historique de pression. Mais en pratique, on a tendance à déconvoluer des Build-ups individuels, ou des groupes de Build-ups, ou des plages continues d'historique de pression. Les Drawdowns sont souvent trop bruyants pour être déconvolués individuellement.

III.3. Méthodologie d'interprétation utilisant la déconvolution

La méthodologie d'analyse des essais de puits utilisant la déconvolution est illustrée sur la Figure III.2. Les données de pression et de débit sont déconvoluées en utilisant les valeurs appropriées des paramètres de poids λ et ν . Pour un puits de gaz, les données de pression

sont converties en pseudo-pression ou en pseudo-pression normalisée afin d'approcher un système linéaire avant d'appliquer la déconvolution. Une fois la dérivée de pression est obtenue, un historique de pression convolué est calculé à partir de cette dérivée, les débits adaptés et la pression initiale sont obtenues ou sont utilisées dans la déconvolution, puis comparé à l'historique de pression mesuré. Si la correspondance est acceptable, la dérivée déconvolutionnée est utilisée pour générer un Drawdown à débit unitaire qui a la même durée que celle du test entier. Ce dernier est analysé de manière conventionnelle.

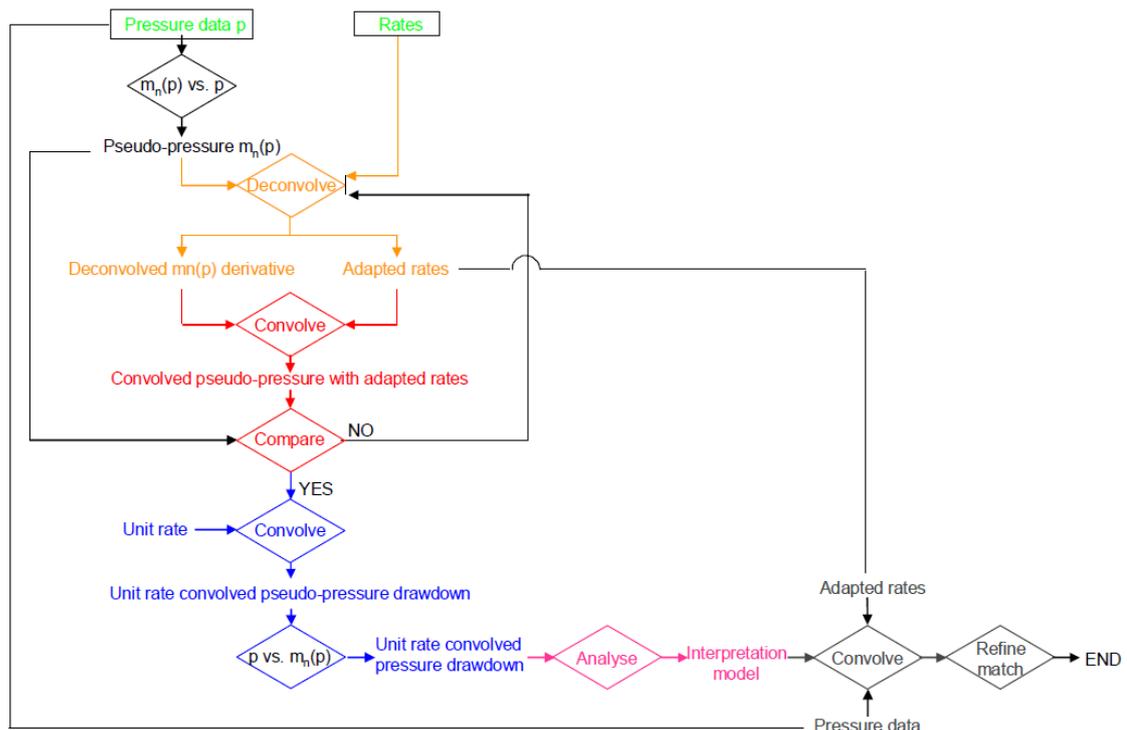


Figure III. 2: Méthodologie d'interprétation avec la déconvolution

III.4. Aspects pratiques de la déconvolution

Dans la plupart des applications, appliquer la déconvolution aux ensembles de données de pression transitoires des essais de puits n'est pas une opération entièrement automatisée et nécessite une sélection minutieuse des paramètres de contrôle. Lorsque nous effectuons la déconvolution à l'aide d'un programme ou d'un logiciel, les séries d'actions spécifiées suivantes doivent être prises en compte pour une application réussie de la déconvolution pour les données de test [58].

Sélection des données :

- Considérer les données de pression pour toute la durée de test,
- Considérer les données de pression enregistrées uniquement pendant les montées en pression (Build-ups),
- Considérer uniquement les montées en pression cohérentes,

- Considérer, indépendamment, plusieurs montées en pression,
- Exclusion de certaines périodes de production avant un long arrêt de production après lequel la distribution de la pression du réservoir est devenue uniforme.

Sélection des paramètres de déconvolution

- Application de certaines limites d'erreur par défaut,
- Affinement des paramètres par défaut, et
- Utilisation de valeurs de limites d'erreur et de facteurs de pondération constants ou spécifiques à des sous-ensembles de données.

Utilisation de contraintes ou d'entrées fixes

- Fixer la pression initiale à une valeur constante, et
- Fixer les débits à des valeurs constantes.

La plupart des décisions à prendre ci-dessus ne sont ni évidentes ni nécessairement simples. Cependant, certains points pratiques présentés par Levitan et al. [50] peuvent être utilisés comme lignes directrices pour définir un processus de travail pour les implémentations de la déconvolution.

III.5. Méthodologie de déconvolution sur le logiciel Saphir

L'analyse du comportement transitoire de la pression commence généralement par l'examen des données de test sur différentes analyses, dérivées, superpositions ou tracés cartésiens. À partir de ces graphiques, il est possible de construire une image plus reconnaissable qui nous permettra de comprendre les principales caractéristiques du comportement des pressions transitoires lors des tests. La déconvolution sera utilisée dans plusieurs cas pour analyser les données de test, grâce à Saphir NL, qui est le logiciel PTA standard de l'industrie, développé par Kappa. Il offre une combinaison unique d'outils d'analyse, de modèles analytiques et de modèles numériques. Trois algorithmes de déconvolution sont implémentés dans le logiciel et peuvent être sélectionnés par l'utilisateur comme options (Figure III.3):

1. Déconvolution sur toutes les périodes extraites, toutes les données à la fois (Von Shroeter et al) : L'algorithme déconvolera toutes les PBU (Pressure Build-Up) sélectionnées en même temps et fournira une seule réponse.
2. Déconvolutions séparées avec P_i commun (Levitan et al) : L'algorithme va extraire une réponse déconvoluée pour chaque PBU, et une comparaison est faite à la fin pour voir si les réponses sont cohérentes (une modification par P_i peut se produire).

3. Déconvolution sur une période de référence et sur la fin d'autres périodes (KAPPA):
L'algorithme fournit une réponse déconvoluée qui est extraite d'une période de référence et de la fin des autres périodes (bonne en cas de modification des propriétés dans le temps)

Dans tous les cas qui seront examinés dans le présent mémoire concernant les problèmes traités, l'option 1 sera principalement utilisée car elle est la plus appropriée pour les cas en question.

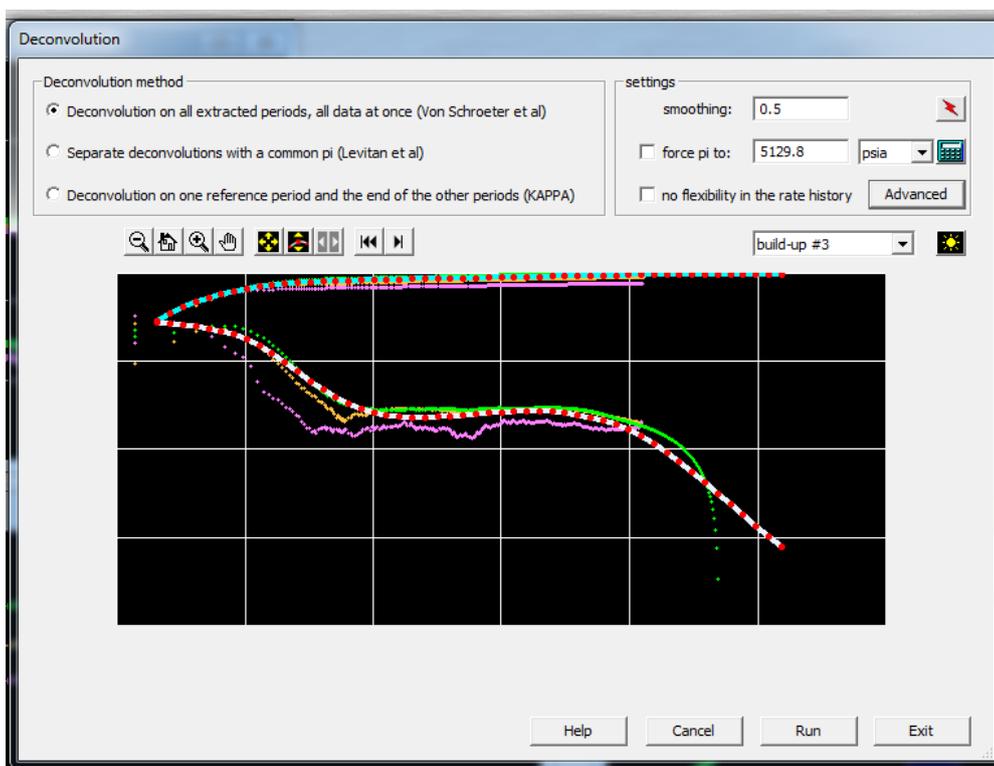


Figure III. 3: Options de déconvolution sur le logiciel Kappa Saphir

Chapitre IV : Etude de cas

IV.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à l'application de l'approche de déconvolution pour interpréter des DST (Drill Stem Tests) effectués sur trois (03) puits de gaz à condensât se trouvant sur le champ de Rhourde Nouss. Le logiciel Kappa Saphir sera utilisé pour réaliser ce travail. Les trois puits sélectionnés sont : RN117, RNSE104 et RA104.

IV.2. Aspect géologique de la région de Rhourde Nouss

IV.2.1. Introduction

La région de RHOURE NOUSS se situe dans la Wilaya d'Illizi, à 850 km au Sud-Est d'Alger, à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 350 Km au Nord-Ouest d'Ain Amenas. Avec une surface de plus de 10000 km², elle se trouve entre les latitudes (29°38' et 29°46') Nord et les longitudes (6°41' et 6°41') Est (Figure IV.1).

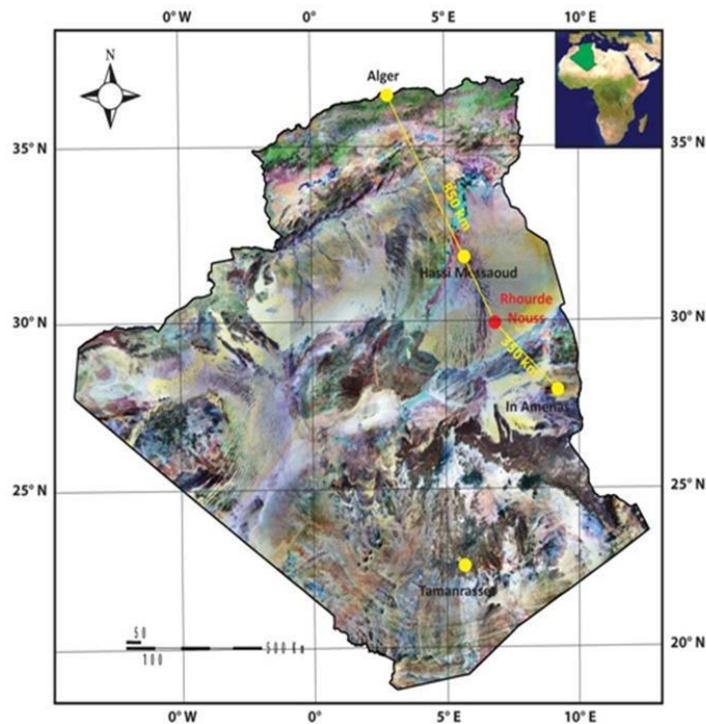


Figure IV.1: Situation géographique de la région de Rhourde Nouss [59]

A l'aube des années cinquante, de nombreux travaux de prospection (gravimétrique, magnétométrie, sismique) dirigés par des compagnies multinationales, notamment la Compagnie Française de Prospection Sismique (CFPS) et la Compagnie de Recherche Géophysique (CRG) ont été réalisés sur toute la province triasique.

Après le résultat encourageant des tests effectués, ils ont décidé d'implanter le premier forage RN-1 en Décembre 1961 qui a révélé l'existence du gaz dans le Trias Argilo-Gréseux Supérieur. RN-2 et RN-3 forés une année plus tard dans le même niveau. C'est finalement RN-4 foré en Aout 1963 qui a mis en évidence l'existence d'anneaux d'huile dans le TAGS.

Le puits RN-101, foré en Juin 1970, est le premier puits à avoir révélé la présence du gaz à condensât dans les Quartzites de Hamra.

A partir des années 1990, le champ produit du gaz à condensât en quantités commerciales importantes et fait de la zone la deuxième région gazière d'Algérie après Hassi R'mel.

IV.2.2. Cadre géologique

Cette région est située au Nord-Est de la plateforme saharienne, elle fait partie du bassin triasique et limitée par des grandes structures géologiques à savoir (Figure IV.2)

- Au Nord le môle de Dahara.
- Au Nord-Est le bassin de Ghadamès (Berkine).
- Au Nord-Ouest le sillon de Marfag.
- Au Sud-Est le bassin de d'Illizi.
- Au Sud-Ouest le môle d'Amguid El Biod.

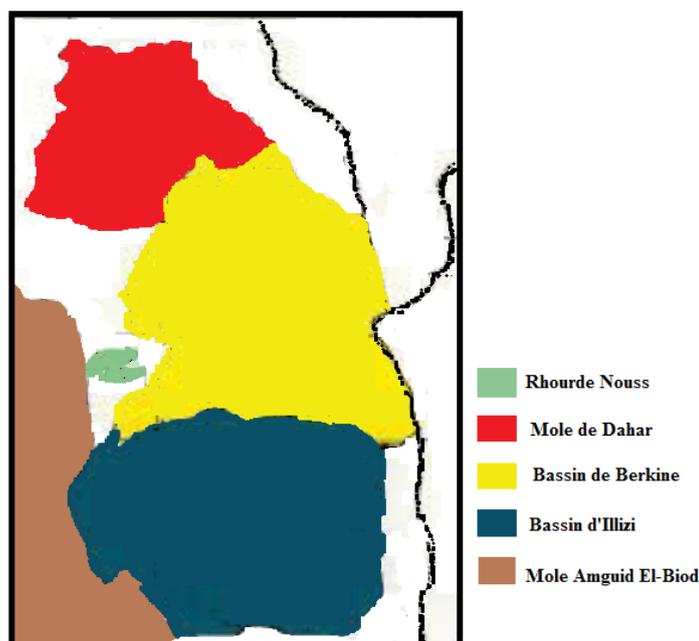


Figure IV.2: Schéma des éléments géomorphologie qui limite la région de RHOURE NOUSS. [60]

Son histoire géologique est conjointement liée au remplissage sédimentaire du bassin de Berkine et aux différentes phases de structuration du môle d'Amguid El-Biod (Figure IV.3). Le bassin de Berkine continu vers l'Est par le bassin libyen (Ghadamès). Il est limité par le Bassin d'Illizi au Sud, Hassi Messaoud à l'Ouest et le môle de Dahar au Nord.

Il présente une Couverture principalement Paléozoïque et Mésozoïque dont l'épaisseur dépasse parfois 6000 mètres. Du point de vue structural, le bassin de Berkine est de type intracratonique, les Différents événements tectoniques ayant affecté ce bassin ont engendrés

trois éléments structuraux à hydrocarbures (dépression Sud-Est triasique, dépression de Dahara et la dépression de Berkine).

Le môle d'Amguid El-Biod : il constitue la marge occidentale du bassin de Ghadamès, il est limité, Au nord par la zone haute de Djamaa Touggourt, au Sud-Est par la partie orientale du bassin d'Illizi, et à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya qui constitue un synclinal.

Du point de vue structural, ce môle est atteint par une multitude d'accidents de direction Principale SSW-NNE et N-S. Ces derniers peuvent être recoupés par des accidents de direction E-W. Ces différents accidents ont permis l'individualisation de plusieurs structures au cours du Paléozoïque. La structure du môle d'El-Biod correspond à un demi-graben d'orientation N-S composé de terrains d'âge Cambrien Ordovicien reposant sur un socle rhyolitique Précambrien.

Les dépôts du Cambrien sont caractérisés par des variations d'épaisseur associés aux failles subméridiennes qui ont affecté la région et engendré un complexe de horst et graben [61].

Au cours de l'ordovicien, plusieurs phases tectoniques ont affecté le môle d'El-Biod :

- Une phase compressive d'âge Arenig où les Quartzites de Hamra reposent en discordance sur Les séries inférieures de l'ordovicien.
- Une phase compressive d'âge Caradoc-Ashgill à l'origine du soulèvement des boucliers Réguibat et Touareg [62].

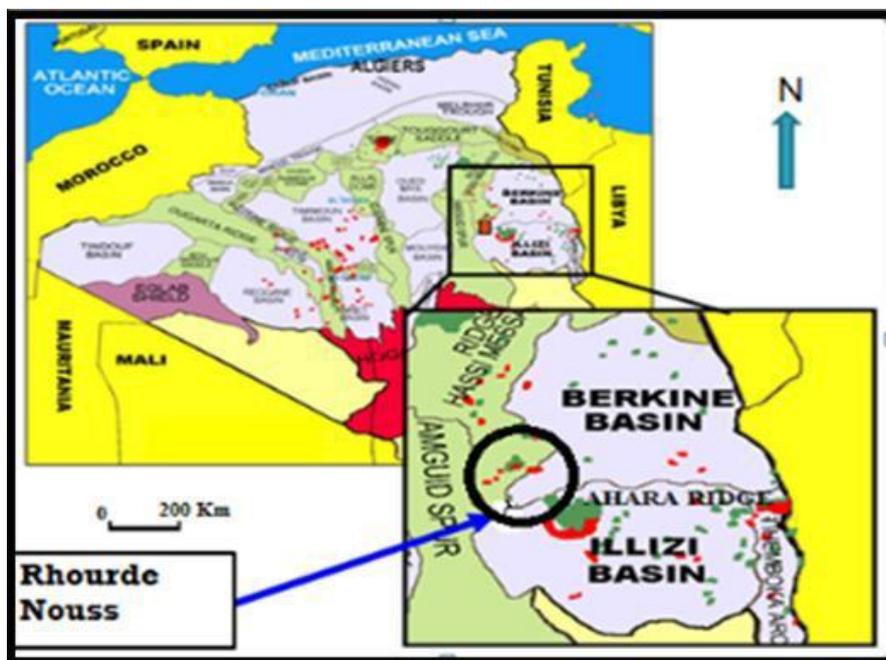


Figure IV.3: Carte de localisation du bassin de Berkine et mole d'Amguid El-Biod [59]

IV.2.3. Réservoir de Quartzites de Hamra

Ce réservoir contient du gaz à condensât. Il est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercales de quelques petits niveaux d'argile finement gréseuse vers la base. Il est épais d'environ 250m ; sa porosité moyenne varie de 2.7% à 4.1% et sa perméabilité est en général inférieure à 0.1 md. Il ne produit que lorsqu'il est fissuré.

IV.3. Caractérisation du gaz à condensât du Champ de Rhourde Nouss

Le modèle PVT du gaz à condensât du champs de Rhourde Nouss a été construit à l'aide du logiciel PVT-P petroleum expert package [63] en utilisant les données du rapport PVT du puits RN108 [64]. La composition en pourcentage molaire du gaz brut recombinaé du puits RN108 est donnée sur le Tableau IV.1.

Tableau IV. 1: Composition en pourcentage molaire du gaz brut recombinaé du puits RN108. [64]

CONSTITUANTS	MW(g/mole)	%Molaire
Azote	28.02	0.51
Dioxyde de carbone	44.01	8.42
Méthane	16.04	79.27
Ethane	30.07	5.01
Propane	44.09	1.93
i Butane	58.12	0.64
n Butane	58.12	0.65
i Pentane	72.15	0.41
n Pentane	72.15	0.21
∑ Hexanes	86.17	0.44
∑ Heptanes	96.00	0.45
∑ Octanes	107	0.30
∑ Nonanes	121	0.34
∑ Décanes	134	0.27
∑ Undécanes	147	0.19
Dodécane plus	233	0.96
Total		100
MW(g/mole)		24.658

Propriétés des Dodécanes plus (C12+) :

- Masse molaire (g/mole) =233
- Masse volumique (15°C) =0.834 g/cm³.

La principale fonction du logiciel PVT-P est de faire correspondre les essais du laboratoire aux résultats de la simulation. Ce dernier génère un modèle basé sur l'équation d'état (EOS : Equation Of State) (Figure IV.4). Le logiciel PVTP nous propose deux types d'équations pour le modèle de composition (Figure IV.5) : l'EOS de Peng Robinson et l'EOS de Soave Redlich Kwong, plus connu sous le nom de SRK. Dans ce travail, le modèle de composition a été préparé à partir de l'EOS de Peng Robinson parce qu'il donne les meilleurs résultats lorsqu'on travaille avec des fluides comme les gaz à condensât. Bien que l'EOS de

SRK donne également de meilleurs résultats, le seul problème est qu'il ne prédit pas les densités des liquides avec autant de précision que l'EOS de Peng Robinson.

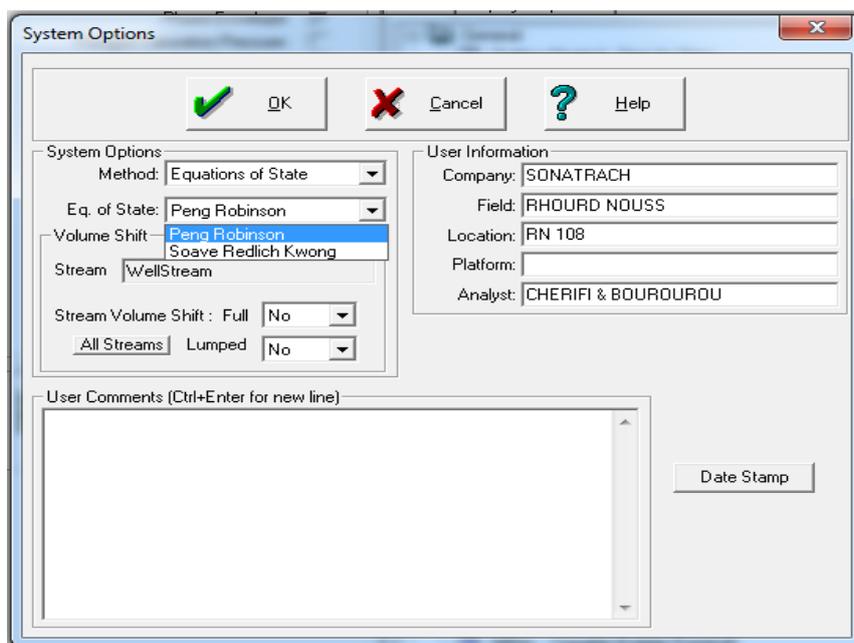


Figure IV. 4 : Sélection du model de l'équation d'état (EOS)

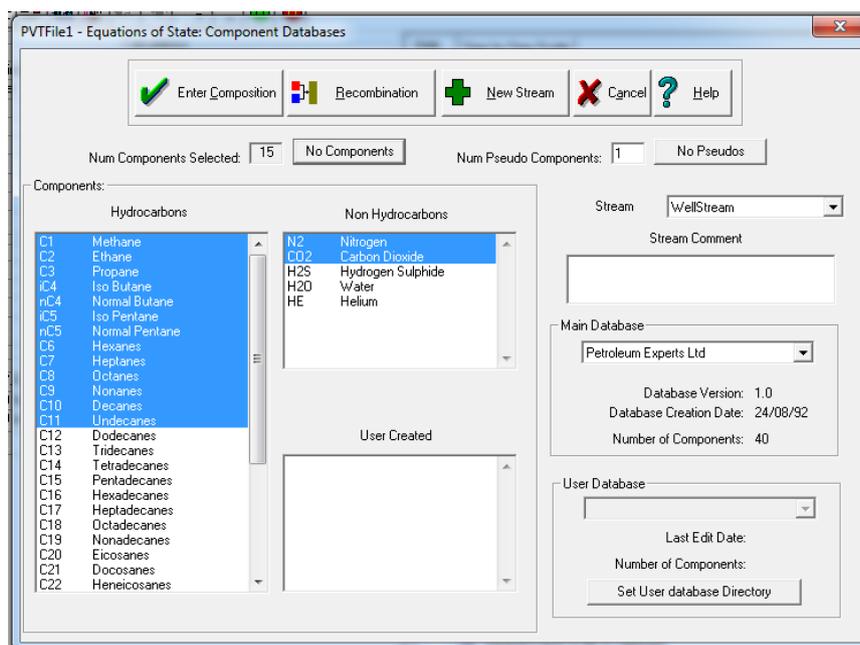


Figure IV. 5 : Sélection des constituants du gaz à condensât

Après simulation et calibration des résultats avec ceux du laboratoire, les résultats sont présentés sur les figures : Figure IV.6 pour le Diagramme de phase, Figure IV.7 pour le dépôt de condensât avec le test CVD et la Figure IV.8 pour le dépôt de condensât avec le test CCE.

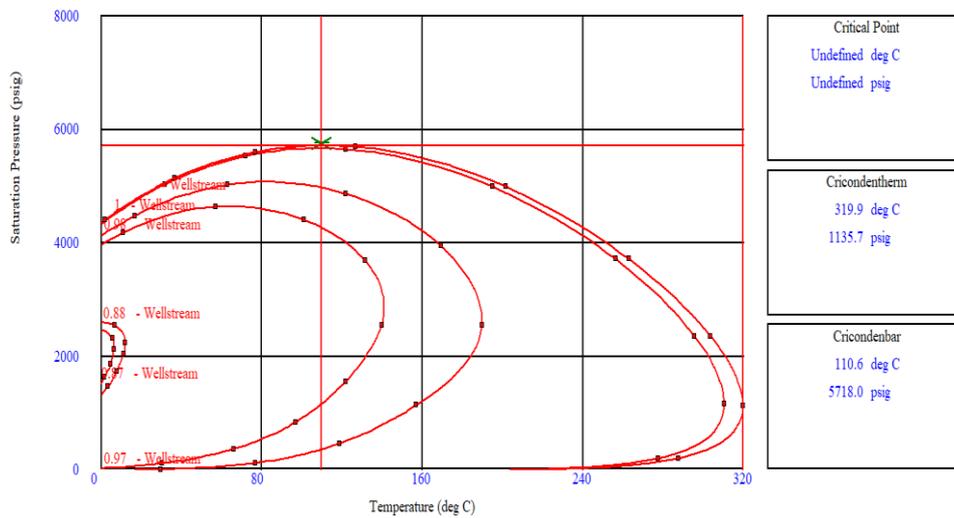


Figure IV. 6: Diagramme de phase du gaz à condensât du puits RN108

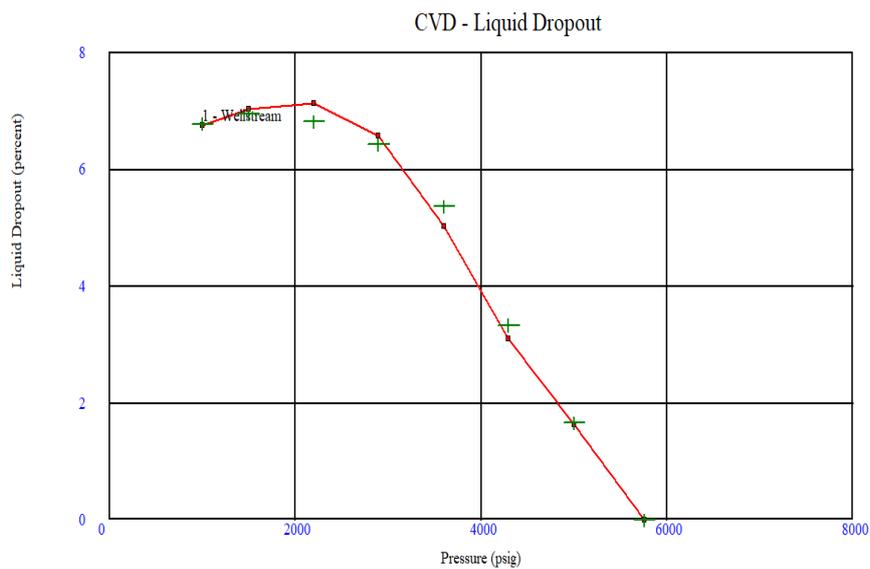


Figure IV. 7: Calibration de Dépôt de condensât (Condensate Banking) du gaz à condensât du puits RN108 obtenu avec le test CVD

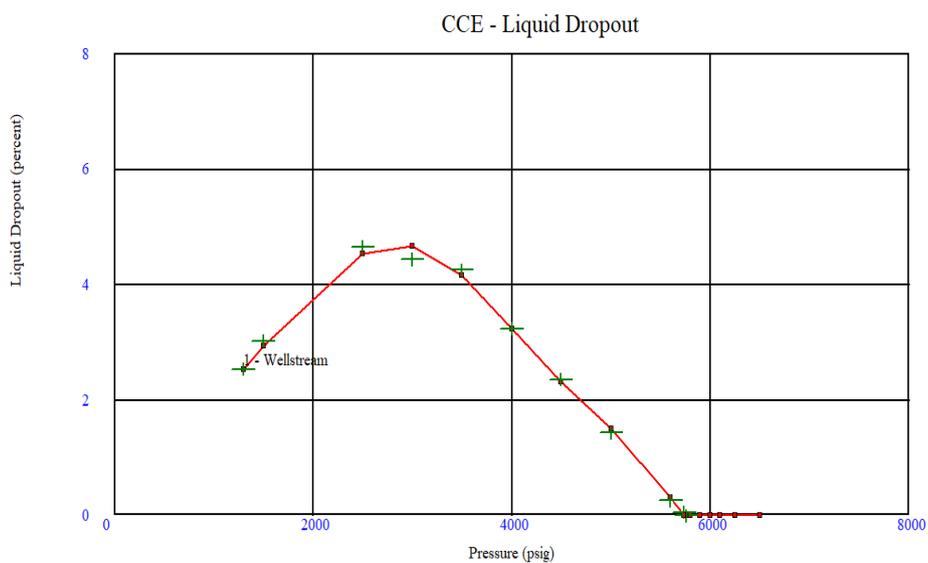


Figure IV. 8: Calibration de Dépôt de condensât du gaz à condensât du puits RN108 obtenu avec le test CCE

IV.4. Résultats et discussion

IV.4.1. Puits RN117

Le puits RN117 est un puits de développement dans les réservoirs Ordoviciens de la région de Rhourde Nouss Centre, il a pour objectif principal l'optimisation de la production de gaz à condensât à partir des réservoirs des Grès d'Ouargla et des Quartzites de Hamra.

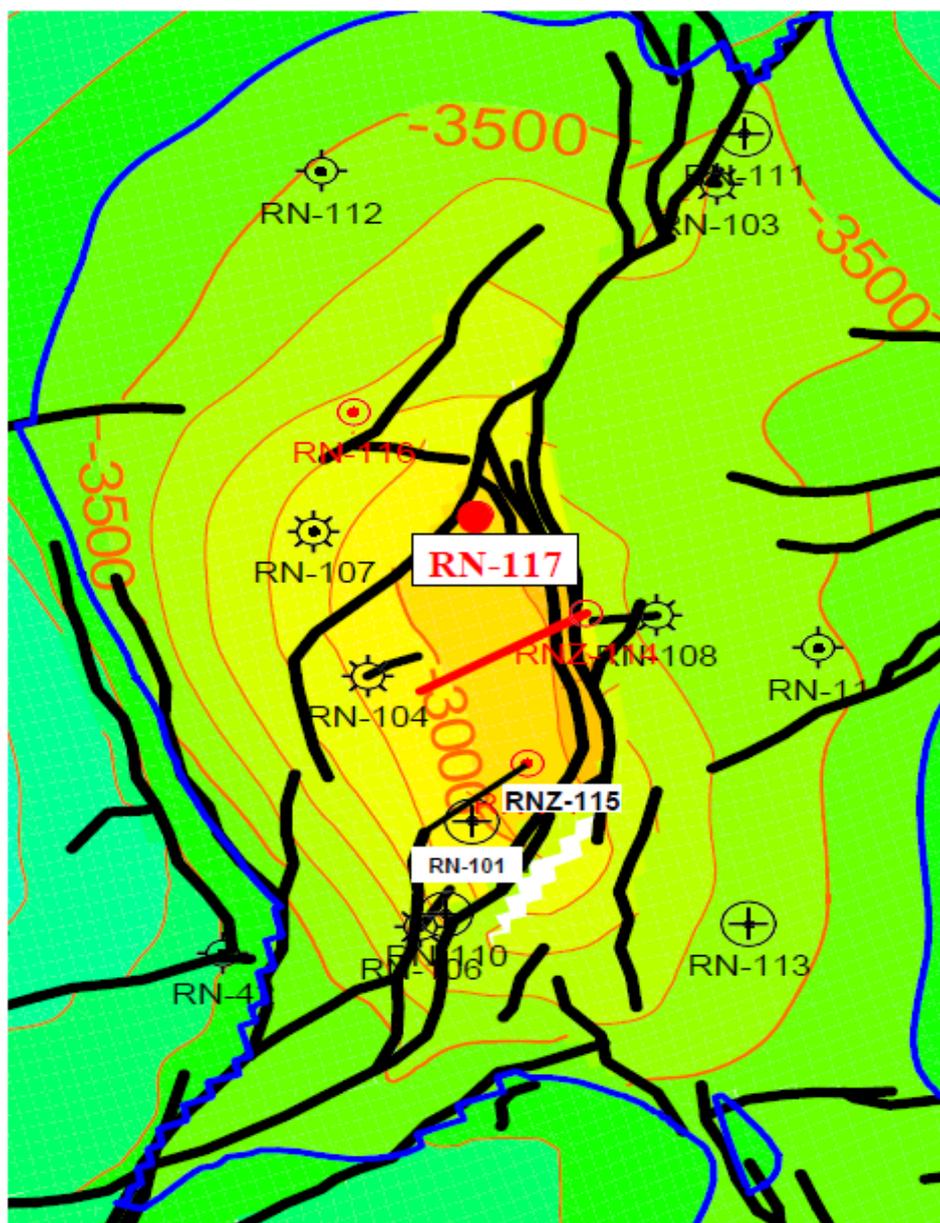


Figure IV. 9: Carte structurale au toit des Quartzites de Hamra (Positionnement du puits RN117) [59]

Le puits RN117 été initialement prévu comme un puits verticale, mais suite à des problèmes opérationnels lors du forage, le puits a subi deux Side-Track, dont le deuxième a atteint le réservoir. L'architecture finale du puits RN117 est illustrée sur la Figure IV.10.

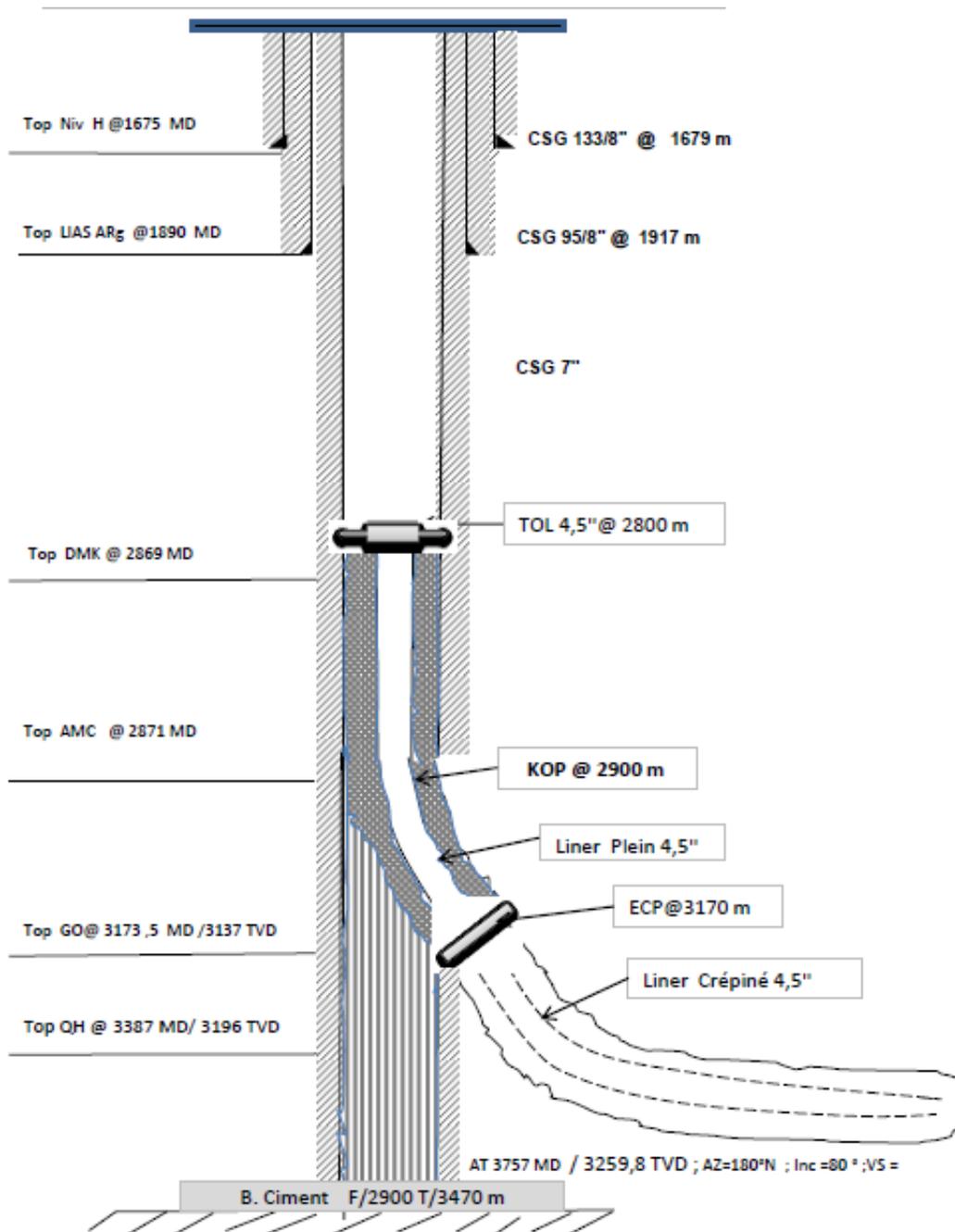


Figure IV. 10: Architecture du puits RN117 [59]

Un DST en Open Hole a été effectué sur le réservoir des Quartzites de Hamra du 31/03/2014 au 10/04/2014. Les différentes périodes de test sont représentées sur le Tableau IV.2.

Tableau IV. 2: Périodes de DST du puits RN117

Période	Type de période d'écoulement	Durée
Période 1:	pré-débit	15 Minutes
Période 2:	Remontée de pression vierge.	1 heure
Période 3:	Dégorgement sur différentes duses ajustables	2 heures
Période 4:	Remontée de la pression intermédiaire	14 heures
Période 5:	Dégorgement sur duse fixe 24/64".	10.7 heures
Période 6:	Remontée de la pression intermédiaire	13 heures
Période 7:	Dégorgement sur duse fixe 32/64"	11 heures
Période 8:	Remontée de la pression intermédiaire	13 heures
Période 9:	Dégorgement sur duse fixe 40/64"	11 heures
Période 10:	Remontée de la pression Finale	94.4 heures

Les mesures des pressions et de débits sont représentées sur la Figure IV.11 et le Tableau IV.3 respectivement.

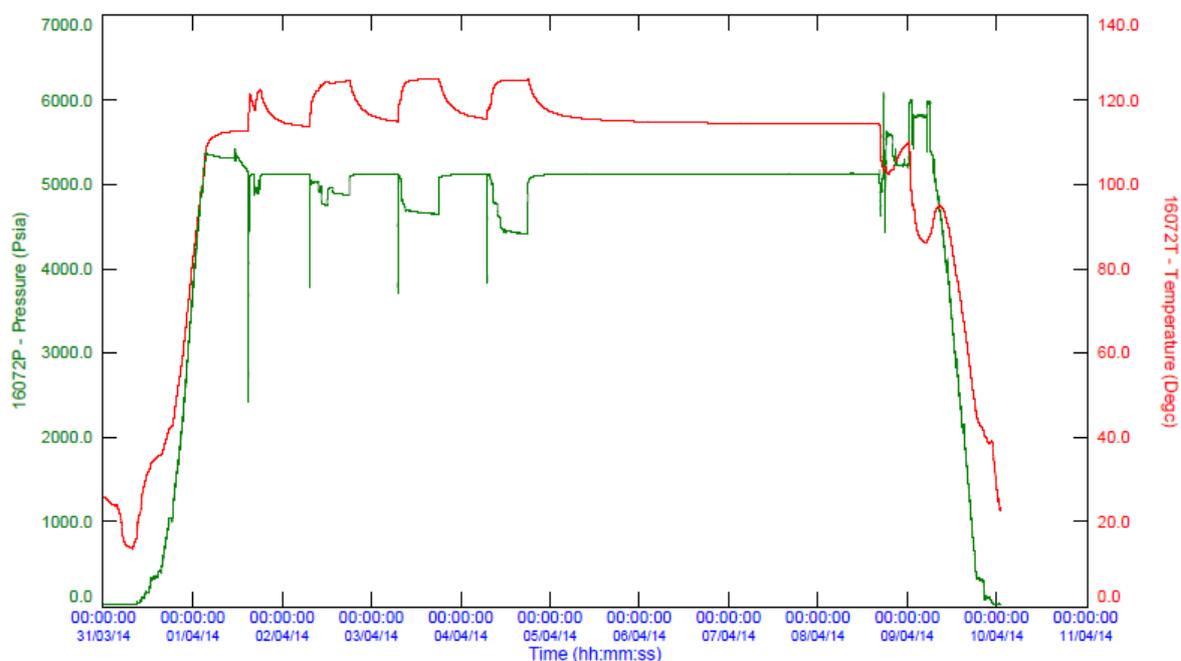


Figure IV. 11: Mesures de pression de fonds du puits RN117

Tableau IV. 3: Les différentes mesures en surface du DST du puits RN117

Date	02/04/2014	03/04/2014	04/04/2014
Duse (')	24/64	32/64	40/64
Ptete(psi)	3673	3322	2891
Ttete (°C)	90	94	94
QGaz(m ³ /j)	232485	383601	518711
QCond(m ³ /j)	80.213	122.067	157.278
Dens Gaz	0.74	0.738	0.738
Dens Cond	0.77	0.777	0.777
QEau(l/h)	63	0	0
CO2(%)	4.39	4.39	4.39

Comme nous l'avons déjà cité précédemment au Chapitre III, l'option 1 du logiciel KAPPA SAPHIR est sélectionnée pour la déconvolution. L'algorithme (Von Shroeter et al.) déconvolera les trois (03) PBU (Pressure Build-up) sélectionnées en même temps et fournira une seule réponse (Figure IV.12).

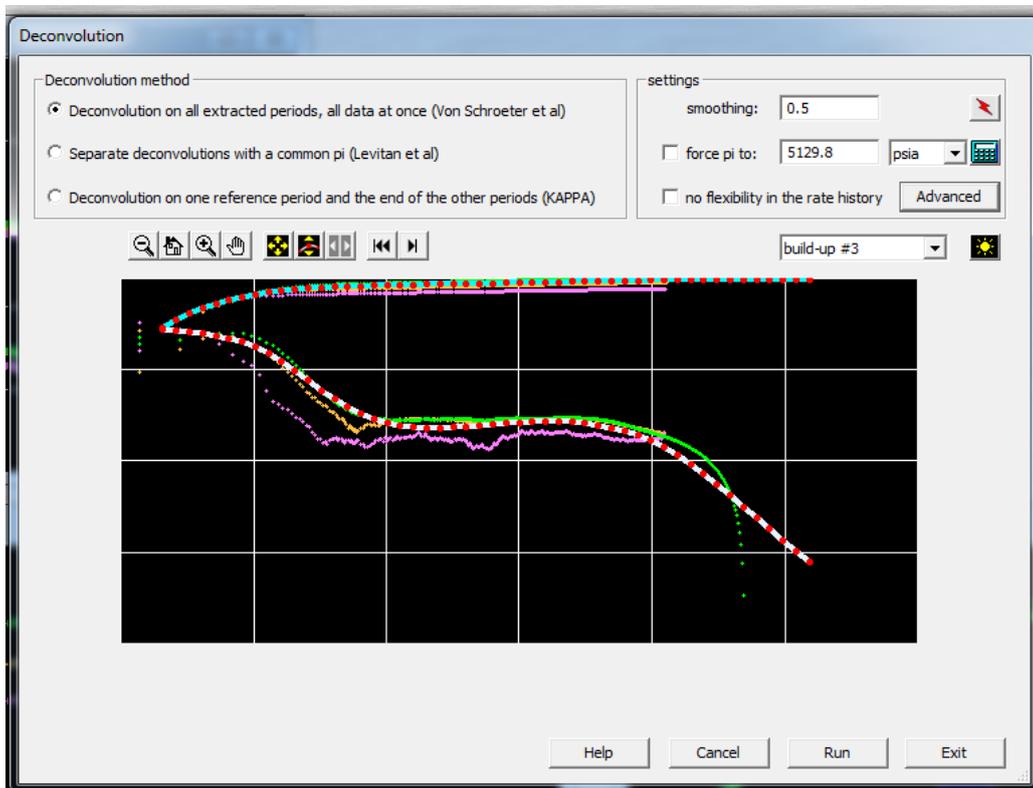


Figure IV. 12: Déconvolution des trois Build-ups du DST de puits RN117

La réponse de pseudo-pression déconvoluée et sa dérivé est représentée sur la Figure IV.13.

A partir de cette figure, on peut constaté que :

- La durée de la réponse déconvolué est de 213 heures qui représente la durée totale de test. Ce qui augmente la zone investiguée par le test (de 1119 ft du dernier PBU à 2345ft).
- La courbe de la dérivée déconvoluée est libre de bruit ou de fluctuation.

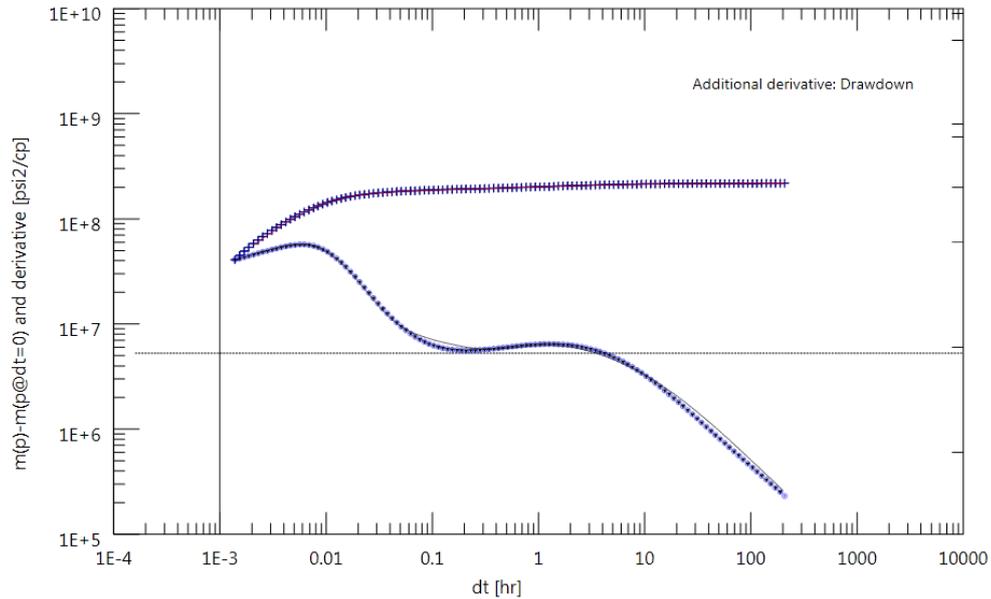


Figure IV. 13: Réponse de pseudo-pression déconvoluée et sa dérivée du DST du puits RN117

En se basant sur les différents régimes d'écoulement révélés par la dérivée déconvoluée, l'architecture du puits (Figure IV.10) et les données géologiques (Figure IV.9). Les modèles choisis sont représentés sur la Figure IV.14 et les résultats de l'interprétation sont présentés dans le Tableau IV.4.

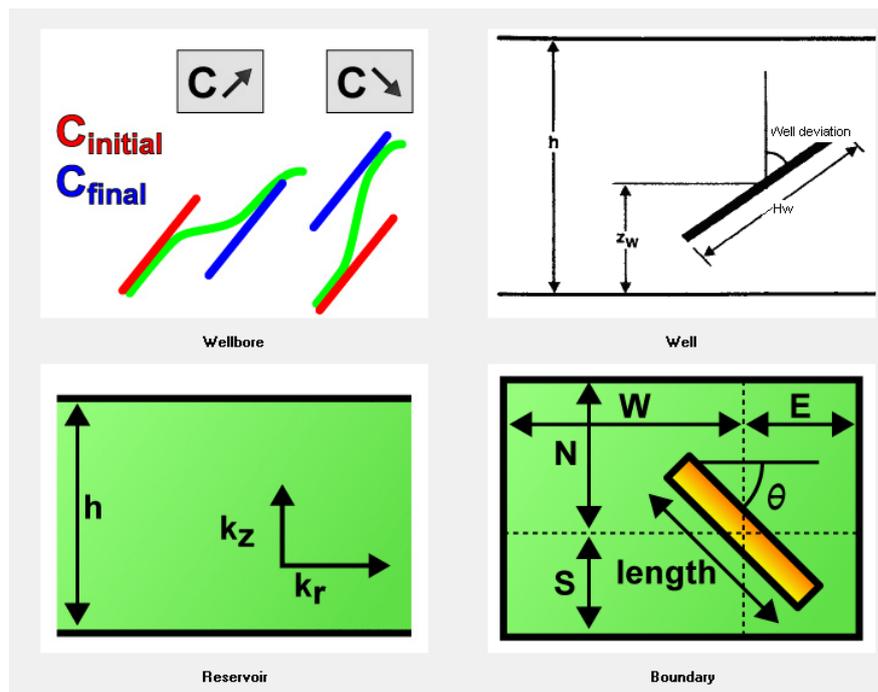


Figure IV. 14: Model d'interprétation du DST du puits RN117

Le modèle proposé est à capacité variable, puits dévié dans un réservoir homogène avec un skin total de 10.3, est un signe que le puits a été endommagé, et un KH de 1810 mD.ft. La chute de la dérivée en LTR (Late Time Response) indique la présence d'une limite de pression constante et trois failles d'étanchéité.

Tableau IV. 4: Paramètres du modèle du puits RN117

Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Slanted, Changing Storage (Fair), Time Dependent Skin	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Rectangle, Mixed Constant Pressure/No Flow	
Top/Bottom	No flow/No flow	
Main Model Parameters		
TMatch	3120	[hr]-1
PMatch	9.51E-08	[psi ² /cp]-1
C	0.00501	bbl/psi
k.h, total	1810	md.ft
k, average	5.84	md
Pi	5131.58	psia
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00501	bbl/psi
Ci/Cf	0.00565	--
delta_t	1.63E-06	hr
Skin	10.3	--
hw	246.707	ft
Zw	49.9597	ft
Theta	0	°
Well Deviation	66.4	°
Reservoir & Boundary parameters		
h	310	ft
Pi	5131.58	psia
k.h	1810	md.ft
k	5.84	md
kz/kr	0.641	--
S - No flow	36900	ft
E - No flow	39000	ft
N - No flow	3180	ft
W-Constant Pressure	298	ft

La Validation du modèle d'interprétation du puits RN117 est présentée sur les Figures IV.15 et IV.16. On remarque que le model trouvé reproduit l'historique de pression.

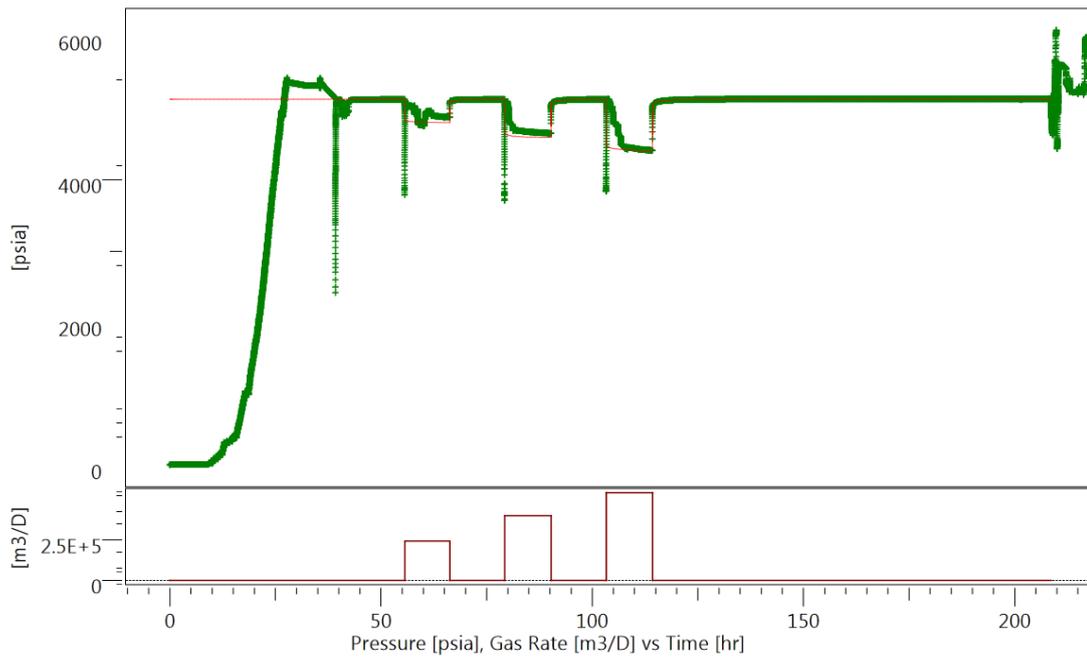


Figure IV. 15: Correspondance du modèle avec l’historique de pression du puits RN117

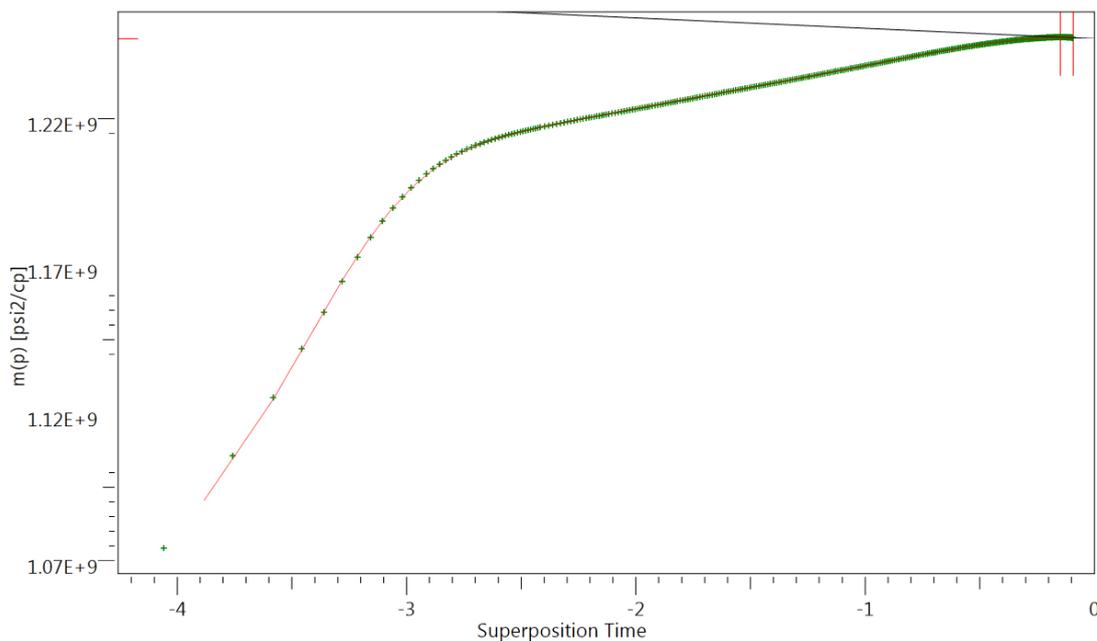


Figure IV. 16: Correspondance du modèle avec le tracé de la courbe Semi-Log du puits RN117

IV.4.2. Puits RNSE104

Le puits RNSE104 est un puits vertical de développement dans les réservoirs Ordoviens de la région de Rhourde Nouss, il a pour objectif principal l'optimisation de la production de gaz à condensât à partir des réservoirs des Grès d'Ouargla et des Quartzites de Hamra.

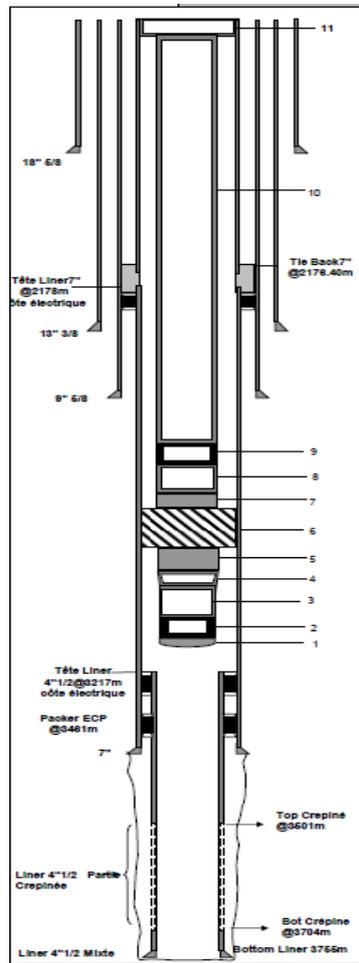


Figure IV. 17: Architecture du puits RNSE104 [59]

Un DST en Open Hole a été effectué sur le réservoir des Quartzites de Hamra du 07/03/2011 au 14/03/2011. Les différentes périodes de test sont représentées sur le Tableau IV.5.

Tableau IV. 5: Périodes de test du puits RNSE104

Période	Type de période d'écoulement	Durée
Période 1:	pré-débit	8 Minutes
Période 2:	Remontée de pression vierge.	58 Minutes
Période 3:	Dégorgement sur différentes duses ajustables	5.4 heures
Période 4:	Remontée de la pression intermédiaire	12 heures
Période 5:	Dégorgement et comptage sur différentes duses fixes	39 Minutes
Période 6:	Dégorgement sur duse fixe 24/64".	5.6 heures
Période 7:	Remontée de la pression intermédiaire	11.6heures
Période 5:	Dégorgement et comptage sur différentes duses fixes	39 Minutes
Période 7:	Dégorgement sur duse fixe 32/64"	11.9heures
Période 8:	Remontée de la pression intermédiaire	12heures
Période 9:	Dégorgement sur duse fixe 40/64"	11.9heures
Période 10:	Remontée de la pression Finale	63.6heures

Les mesures des pressions et de débits sont représentées sur la Figure IV.18 et le Tableau IV.6 respectivement.

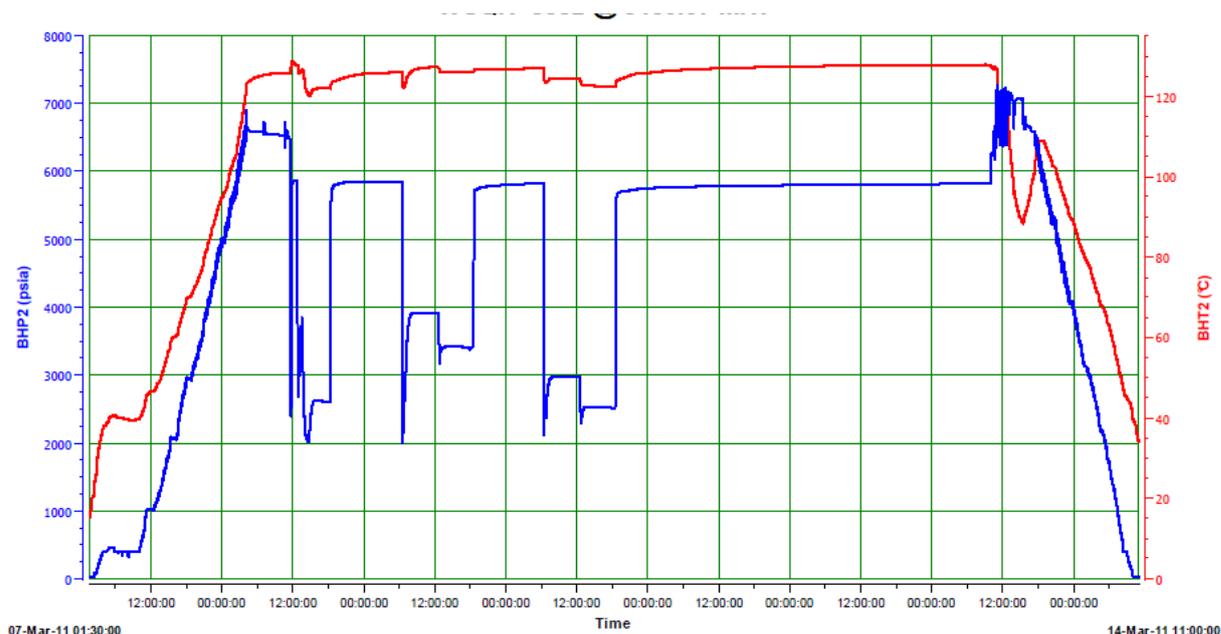


Figure IV. 18: Mesures de pression de fonds du puits RNSE104

Tableau IV. 6: Les différentes mesures en surface du DST du puits RNSE104

Date	09/03/2011	09/03/2011	10/03/2011
Duse (')	28/64	24/64	32/64
Ptête(psi)	2348	2747	1980
Ttête (°C)	77	73	79
Q _{Gaz} (m ³ /j)	230603	204013	251957
Q _{Cond} (m ³ /j)	70.776	71.474	84.3
Densité Gaz	0.724	0.716	0.724
Densité Cond	0.774	0.772	0.775
Q _{Eau} (l/h)	0	0	0
CO ₂ (%)	7.44	7.35	7.35

En suivant la même démarche précédente, les dérivées de pression des deux derniers Build-up ainsi que la déconvolution sont représentées sur la Figure IV.19. On peut constater que les dérivées de pression de deux Build-ups présentent des bruits et de fluctuation aux périodes tardives, ce qui rend difficile la détermination des effets des limites de réservoir.

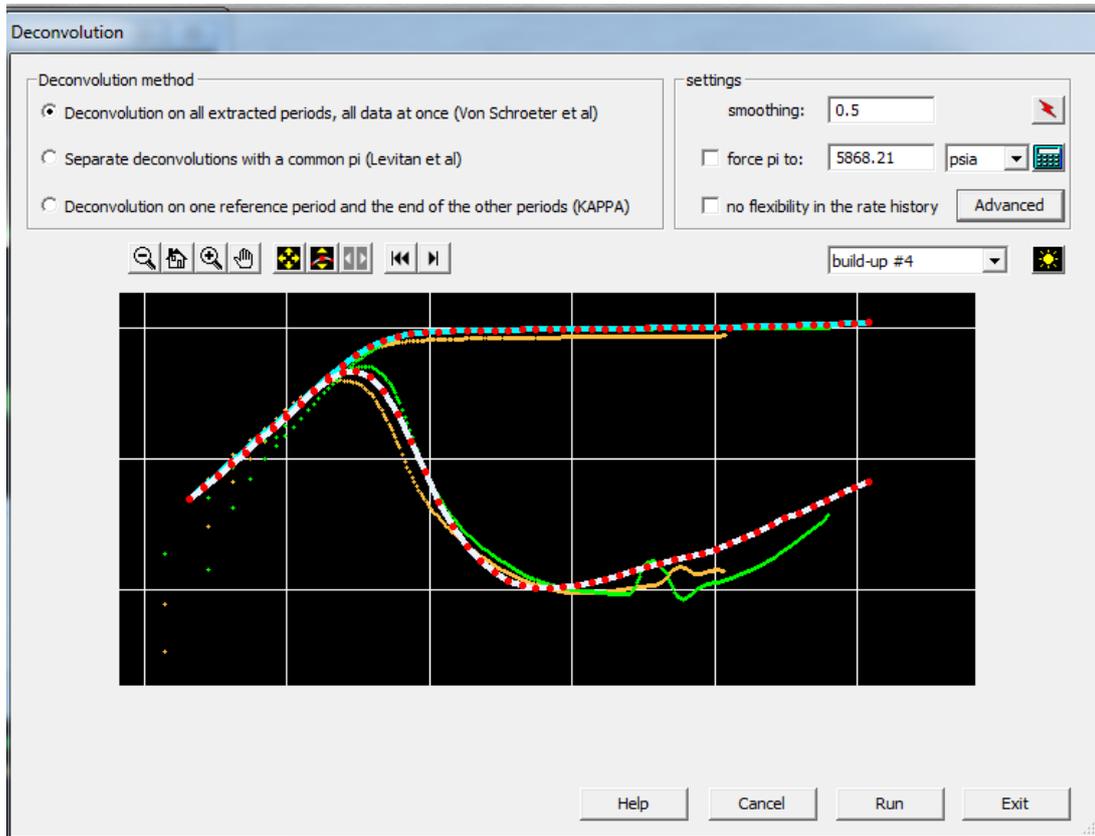


Figure IV. 19: Déconvolution des deux Build-ups du DST du puits RNSE104

La réponse de pseudo-pression déconvoluée et sa dérivée est représentée sur la Figure IV.20.

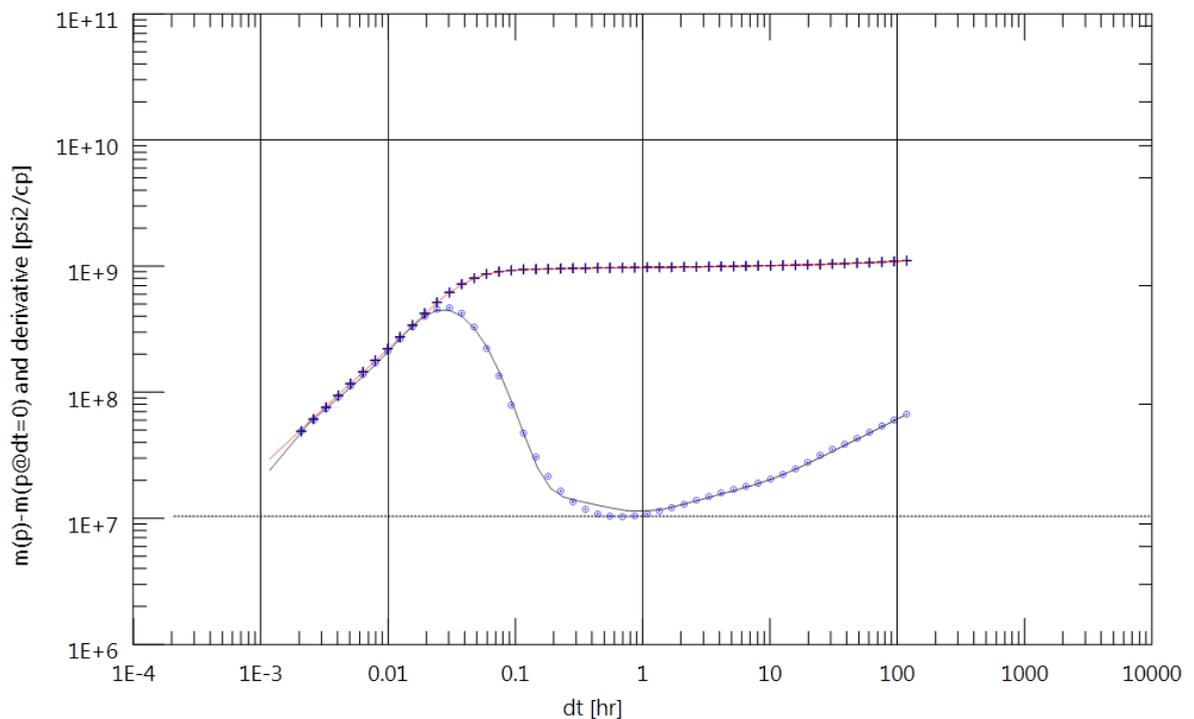


Figure IV. 20: Réponse de pseudo-pression déconvoluée et sa dérivée du DST du puits RNSE104

En se basant sur les différents régimes d'écoulement révélés par la drivée déconvoluée, l'architecture du puits (Figure IV.17) et les données géologiques. Les modèles choisis sont représentés sur la Figure IV.21 et les résultats de l'interprétation sont représentés dans le Tableau IV.7.

Tableau IV. 7: Paramètres du modèle du puits RNSE104

Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage (Hegeman)	
Reservoir	Homogeneous, Horizontal Anisotropy	
Boundary	Rectangle, No flow	
Top/Bottom	No flow/No flow	
Main Model Parameters		
TMatch	2400	[hr]-1
PMatch	4.82E-08	[psi ² /cp]-1
C	0.00156	bbl/psi
Total Skin	41.2	--
k.h, total	483	md.ft
k, average	1	md
Pi	5868.18	psia
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00156	bbl/psi
Ci/Cf	1.93	--
delta_t	0.0558	hr
Skin	38.6	--
Geometrical Skin	2.61	--
hw	305.937	ft
Zw	250.79	ft
Reservoir & Boundary parameters		
h	482	ft
Pi	5868.18	psia
k.h	483	md.ft
k	1	md
kz/kr	9.68	--
kx/ky	0.944	--
S - No flow	165	ft
E - No flow	13000	ft
N - No flow	65.7	ft
W - No flow	890	ft

Le modèle proposé est à capacité variable. La réponse MTR (Middle Time Response) montre une pente de $-1/2$ de la dérivée caractéristique d'un écoulement sphérique de pénétration partielle suivi d'une stabilisation de la dérivée (pente=1) indiquant un écoulement radiale (IARF) caractéristique d'un réservoir homogène avec une perméabilité de 1mD dans la direction horizontale. Le skin total de 38.6, est un signe que le puits a été endommagé. La réponse LTR (Latee Time Response) montre une augmentation de la dérivée modélisée par quatre failles d'étanchéités.

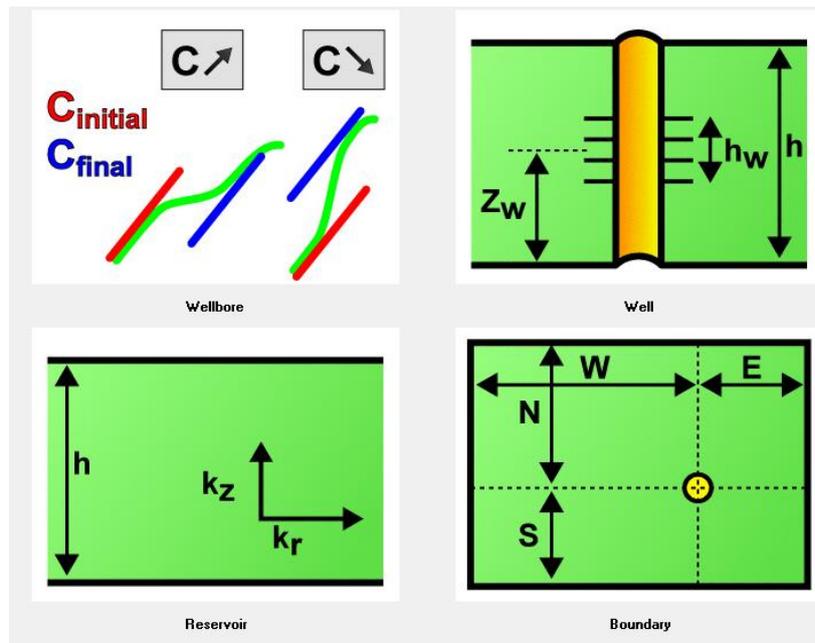


Figure IV. 21: Modèle d'interprétation du DST du puits RNSE104

La Validation du modèle d'interprétation du puits RNSE104 est présentée sur les Figures IV.22 et IV.23, on remarque que le modèle obtenu reproduit l'historique de pression.

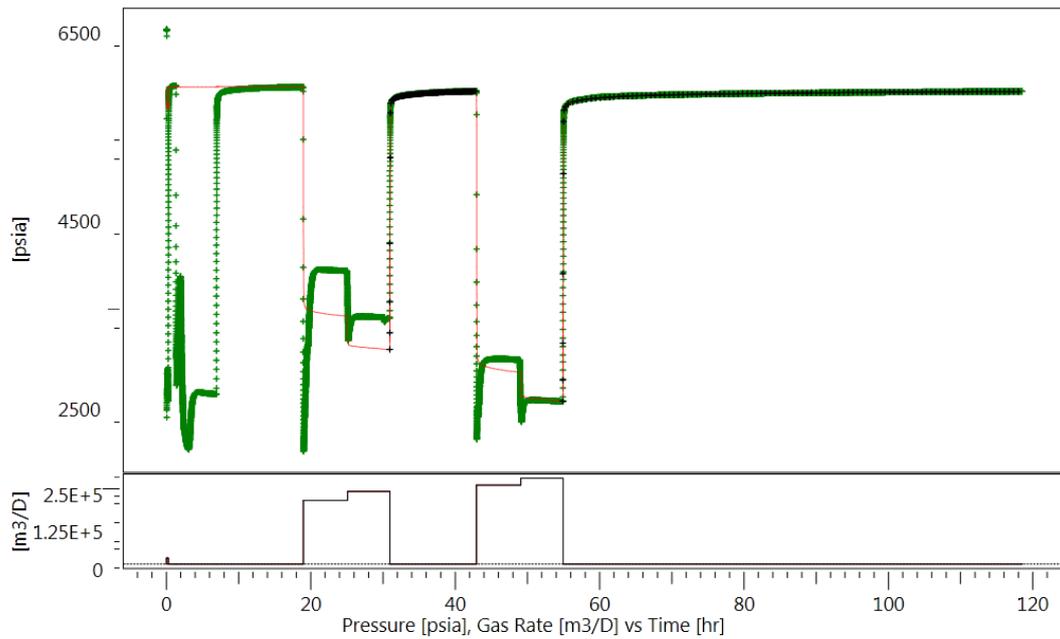


Figure IV. 22: Correspondance du modèle avec l’historique de pression du puits RNSE104

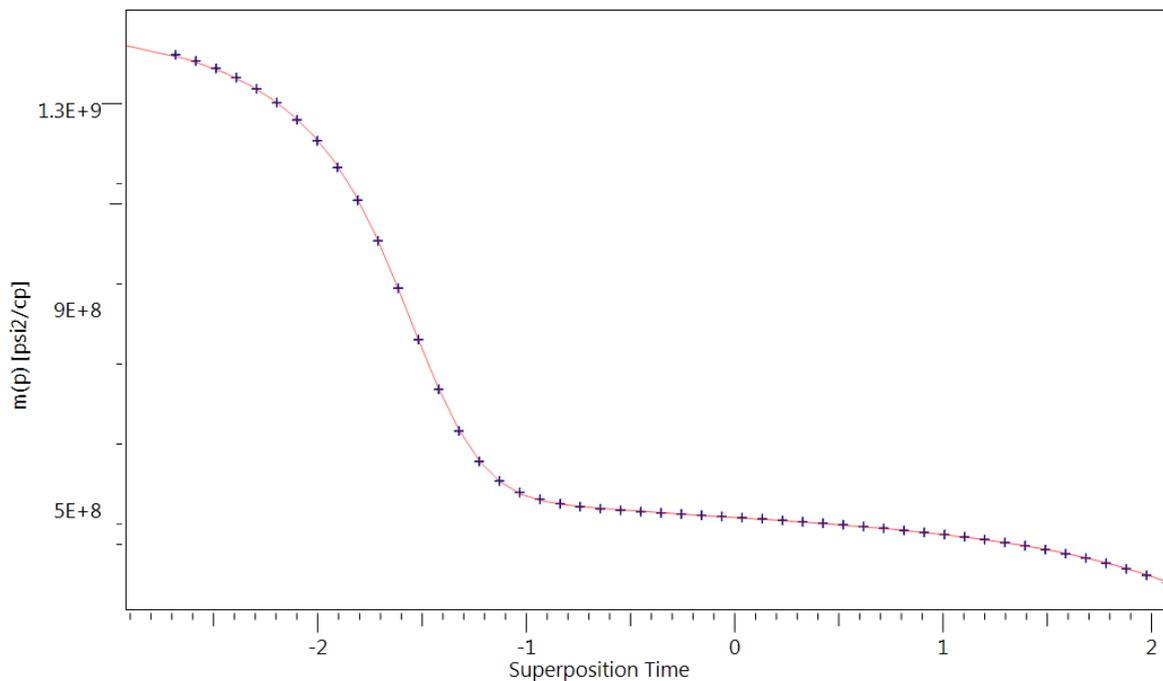


Figure IV. 23: Correspondance du modèle avec le tracé de la courbe Semi-Log du puits RNSE104

IV.4.3. Puits RA104

Le puits RA104 est un puits de développement dans les réservoirs Ordoviciens de la région de Rhourde Adra, il a pour objectif principal l'optimisation de la production de gaz à condensât à partir des réservoirs des Grès d'Ouargla et des Quartzites de Hamra (Figure IV.24).

Un DST en Open Hole a été effectué sur le réservoir des Quartzites de Hamra du 19/10/2010 au 31/10/2010. Les différentes périodes de test sont représentées sur le Tableau IV.8.

Tableau IV. 8: Périodes de test du puits RA104

Période	Type de période d'écoulement	Durée
Période 1:	Pré-débit	18 min
Période 2:	Remontée de la pression vierge	01h00 min
Période 3:	Dégorgement sur duses ajustables	08h 41min
Période 4:	Remontée de la pression intermédiaire	13h 42min
Période 5:	Dégorgement et comptage sur duse fixe 24/64"	10h 19min
Période 6:	Remontée de la pression intermédiaire	13h 44min
Période 7:	Dégorgement et comptage sur duse fixe 32/64"	10h 15min
Période 8:	Remontée de la pression intermédiaire	13h 35min
Période 9:	Dégorgement et comptage sur duse fixe	10h 25min
Période 10:	Remontée de la pression finale	93h 00min

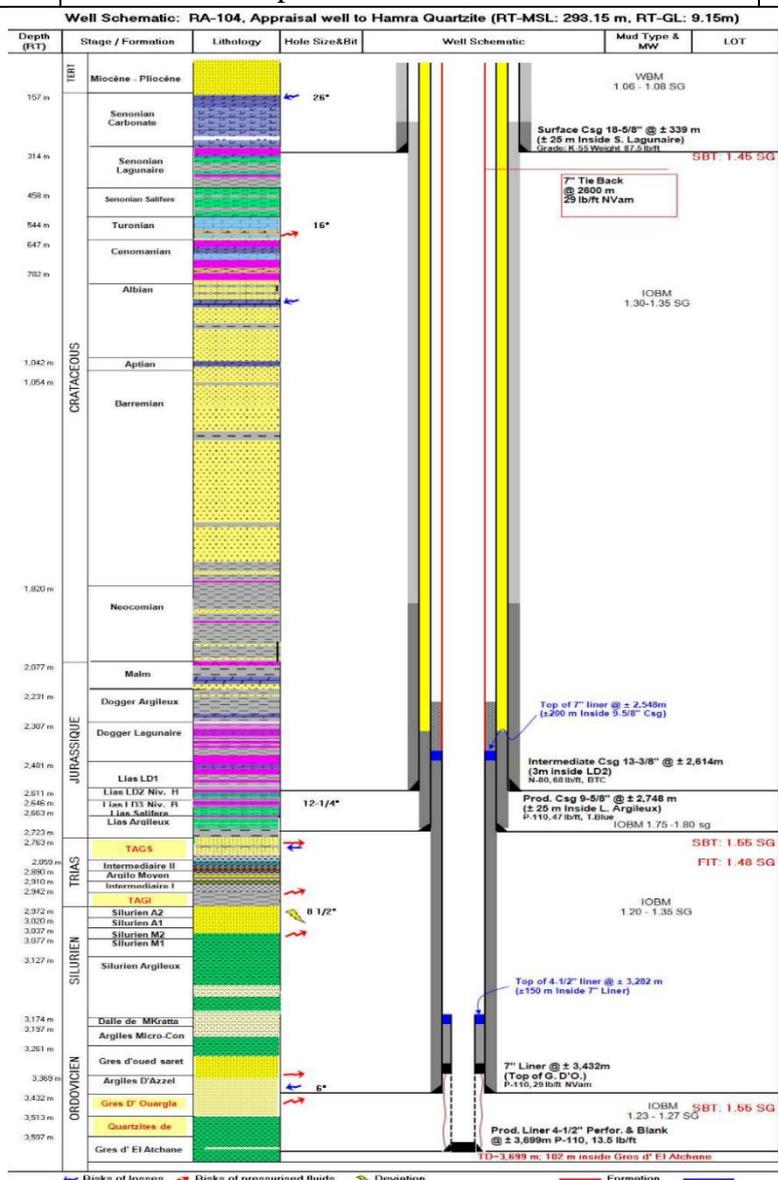


Figure IV. 24: Architecture du puits RA104 [59]

Les mesures des pressions et de débits sont représentées sur la Figure IV.25 et le Tableau IV.9 respectivement.

Tableau IV. 9: Les différentes mesures en surface du DST du puits RA104

Date	23/10/2010	24/10/2010	25/10/2010
Duse (')	24/64	32/64	40/64
P _t (psi)	4201	3888	3446
T _t (°C)	74	72	82
Q _{Gaz} (m ³ /j)	328257	519780	709788
Q _{Con} (m ³ /j)	75.924	117.972	160.36
Densité Gaz	0.734	0.738	0.74
Densité Cond.	0.777	0.785	0.785
Q _{Eau} (l/h)	110	160	165
CO ₂ (%)	9.19	9.19	9.19

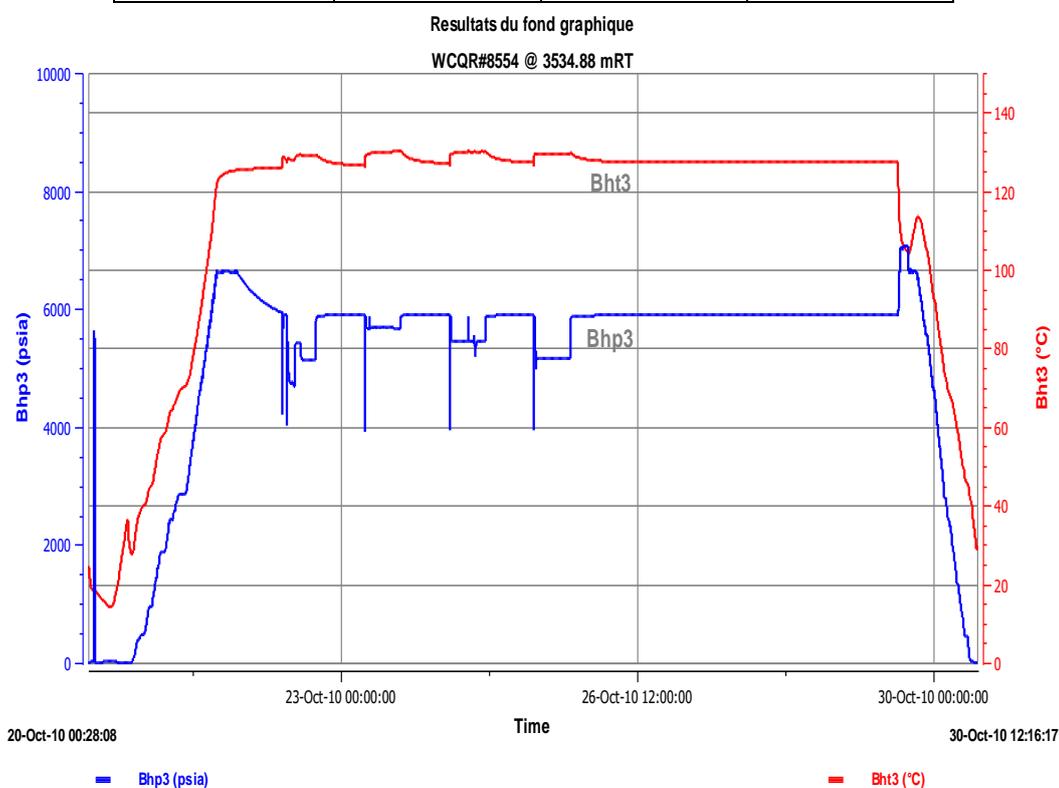


Figure IV. 25: Mesures de pression de fonds du DST du puits RA104

En suivant la même démarche précédente, les dérivées de pression des deux derniers Buid-ups ainsi que la déconvolution sont représentées sur la Figure IV.26.

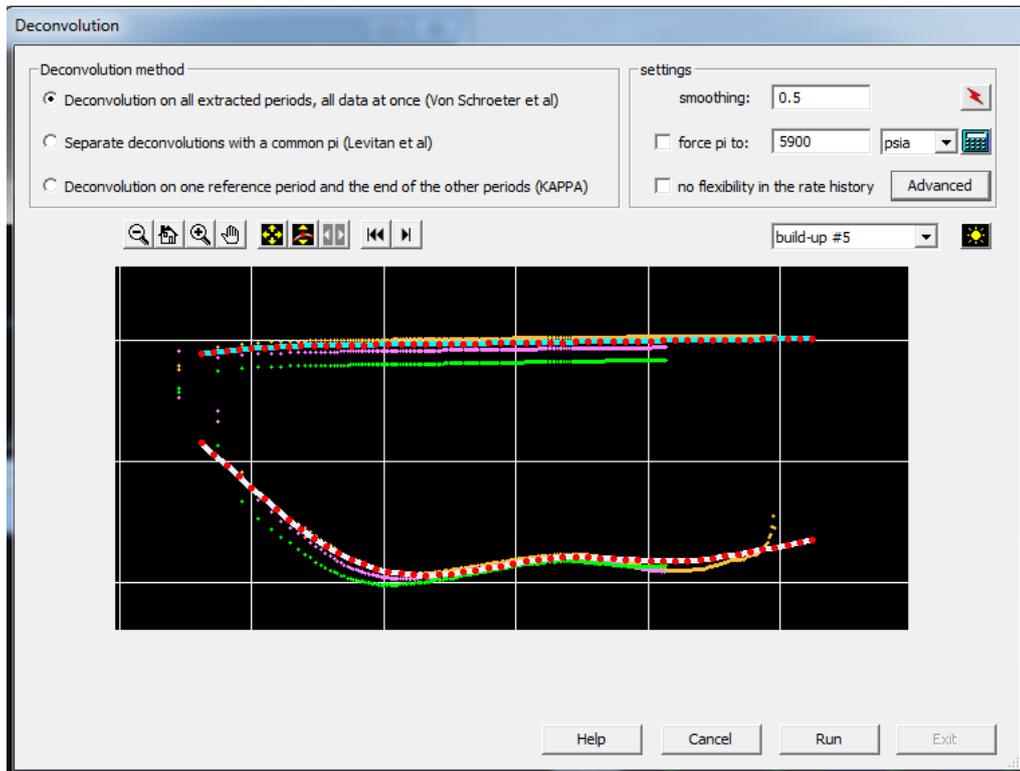


Figure IV. 26: Déconvolution des deux Build-ups du DST de puits RA104

La réponse de pseudo-pression déconvoluée et sa dérivée est représentée sur la Figure IV.27.

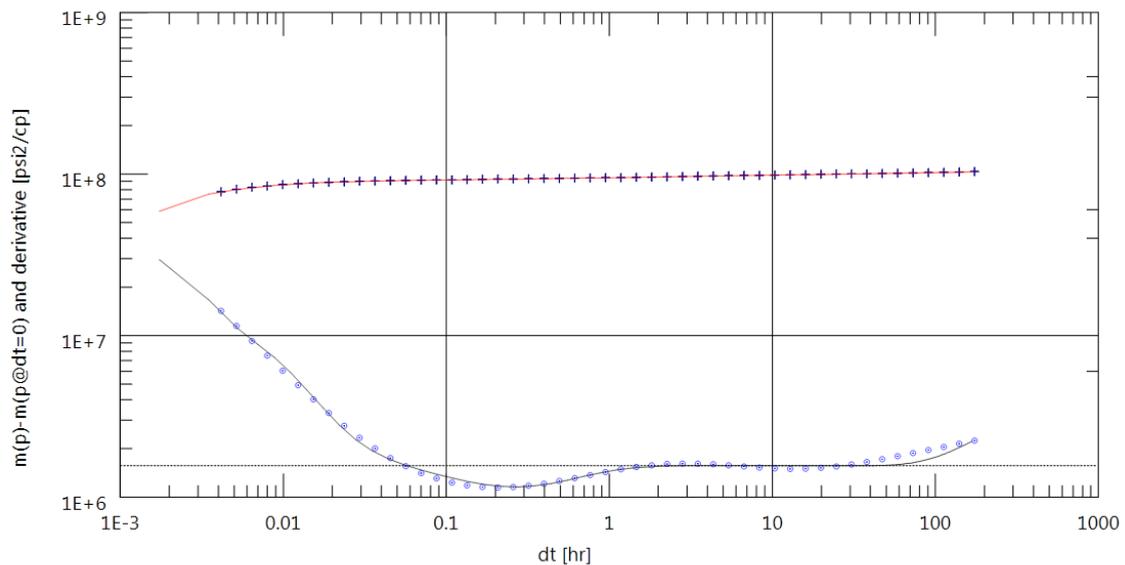


Figure IV. 27: Réponse de pseudo-pression déconvoluée et sa dérivée du DST du puits RA104

En se basant sur les différents régimes d'écoulement révélés par la drivée déconvoluée, l'architecture de puits (Figure IV.24) et les données géologiques. Les modèles choisis sont représentés sur la Figure IV.28 et les résultats de l'interprétation sont présentés dans le Tableau IV.10.

Tableau IV. 10: Paramètres du model du puits RA104

Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage (Hegeman), Time Dependent Skin	
Reservoir	Two porosity PSS	
Boundary	Intersecting faults - Pi/N	
Top/Bottom	No flow/No flow	
Main Model Parameters		
TMatch	8880	[hr]-1
PMatch	3.19E-07	[psi ² /cp]-1
C	0.00328	bbl/psi
k.h, total	3630	md.ft
k, average	7.17	md
Pi	5900	psia
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00328	bbl/psi
Ci/Cf	0.551	--
delta_t	0.00649	hr
Skin	21	--
hw	277.202	ft
Zw	253.448	ft
Reservoir & Boundary parameters		
h	507	ft
Pi	5900	psia
k.h	3630	md.ft
k	7.17	md
kz/kr	10.5	--
Omega	0.454	--
Lambda	1.66E-05	--
L1 - No flow	1810	ft
L2 - No flow	1810	ft
N	2	--

Le modèle proposé est à capacité variable. La réponse MTR (Middle Time Response) montre une pente de -1/2 de la dérivée caractéristique d'un écoulement sphérique de pénétration partielle. La chute de la dérivée suivie d'une remontée, interprétée comme une réponse double porosité. La perméabilité est de 7.17mD dans la direction horizontale. Le skin total de 21, est un signe que le puits a été endommagé. La réponse LTR (Latee Time Response) montre la présence de deux failles perpendiculaires.

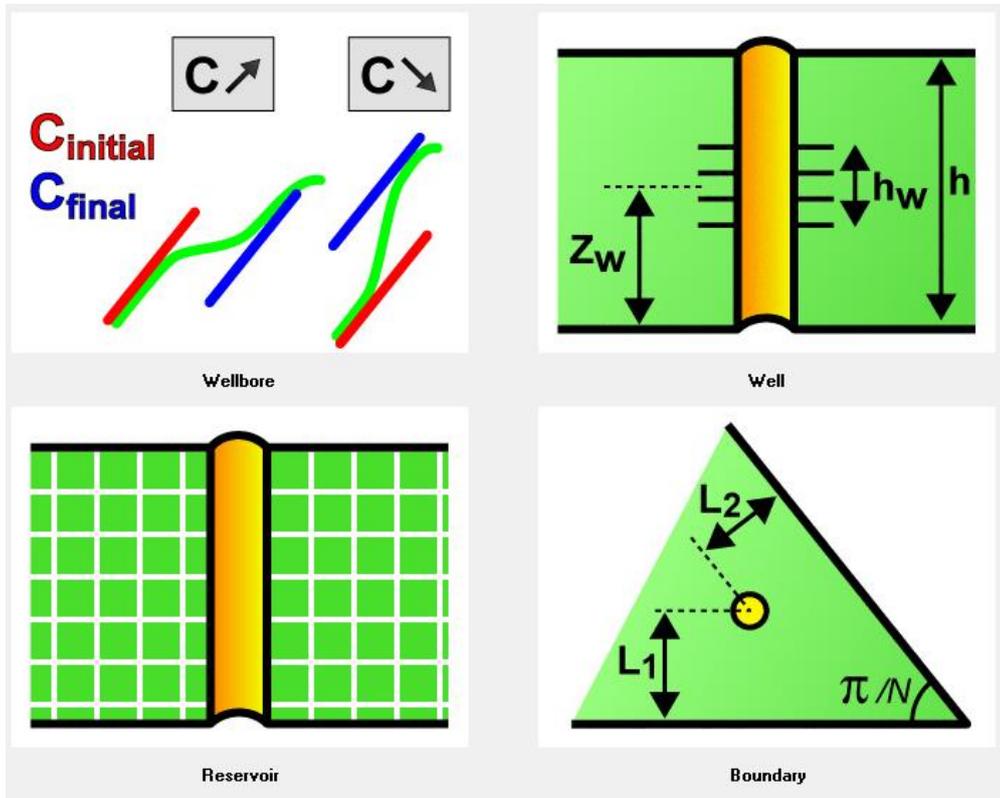


Figure IV. 28: Modèle d'interprétation du DST du puits RA104

La Validation du modèle d'interprétation du puits RA104 est présentée sur les Figures IV.29 et IV.30, on remarque que le modèle obtenu reproduit l'historique de la pression.

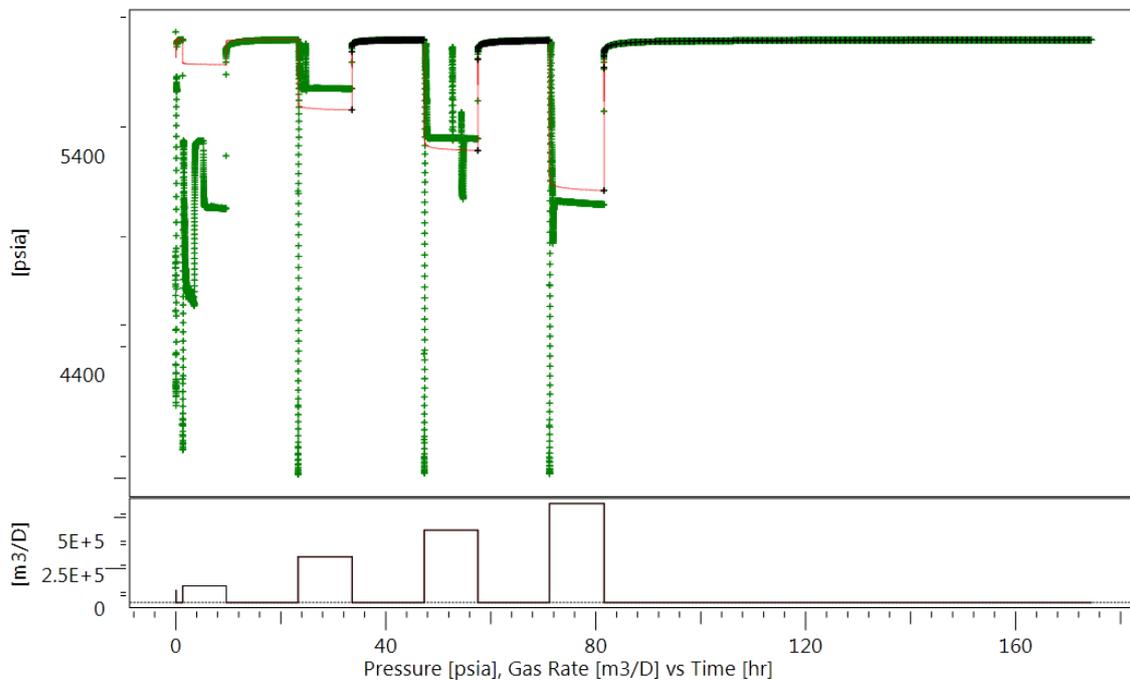


Figure IV. 29: Correspondance du modèle avec l'historique de pression du puits RA104

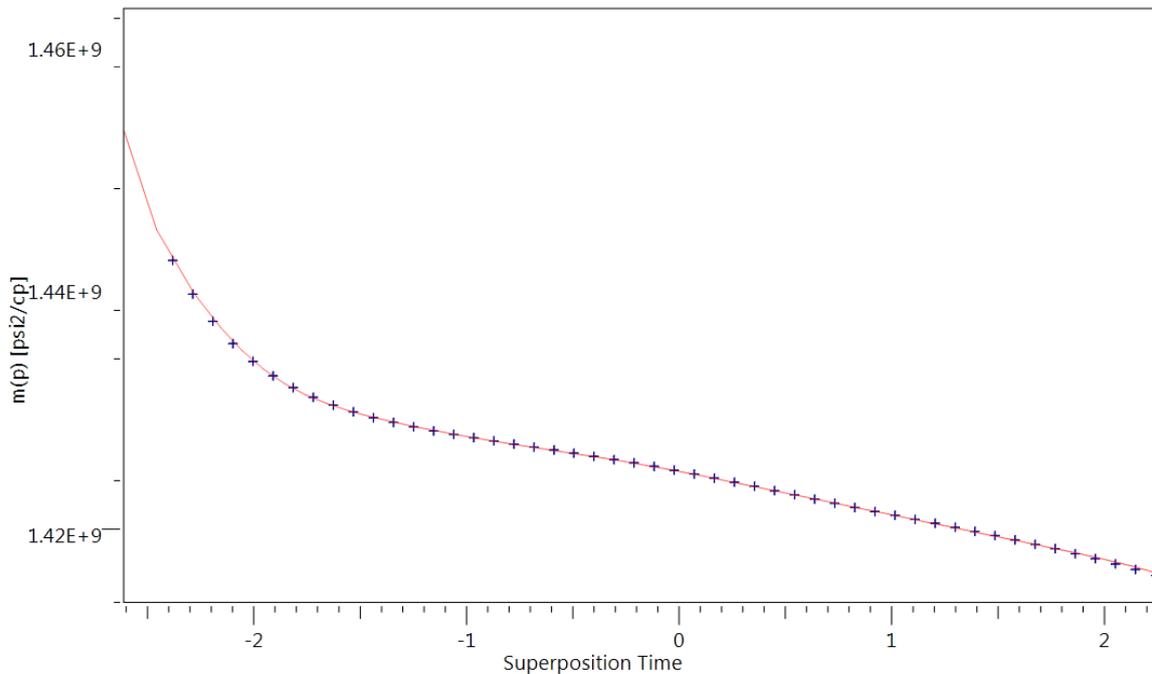


Figure IV. 30: Correspondance du modèle avec le tracé de la courbe Semi-Log du puits RA104

IV.5. Etude Technico-Economique

Pour montrer le bénéfice économique attendue de l'utilisation de la Déconvolution, nous avons comparé les coûts opérationnels de cette dernière avec:

1. *Test Conventionnel (longue durée)* : un essai de puits de longue durée afin d'identifier les limites du réservoir, ce qui va engendrer une perte importante de la production du puits. (Figure IV.31)
2. *Test Conventionnel (durée moyenne)* : un essai de puits d'une durée moyenne, ce type de teste risque de ne pas pouvoir identifier les limites du réservoir.

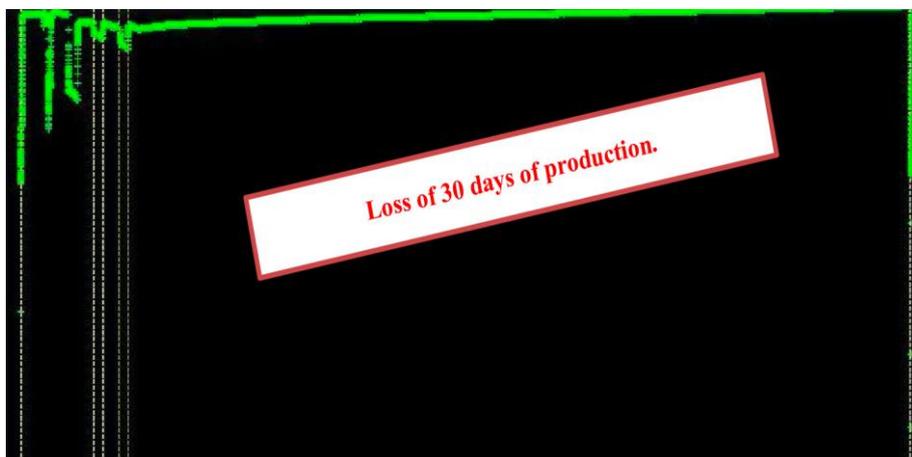


Figure IV. 31: Test Conventionnel de longue durée

Tableau IV. 11: Estimations des coûts opérationnels des trois cas étudiés

Item	Prix unitaire (\$)	Conventionnel (long durée)		Conventionnel (Durée moyenne)		Déconvolution	
		Unité	Coût	Unité	Coût	Unité	Coût
Chef Operateur DST	880	32	28 160	11	9 680	10	8 800
Operateur DST	797	32	25 504	11	8 767	10	7 970
Spécialiste Jauge	805	32	25 760	11	8 855	10	8 050
Packer de Test	115	783	90 045	232	26 680	208	23 920
Safety Joint	29	783	22 707	232	6 728	208	6 032
Jar Hydraulique	24	783	18 792	232	5 568	208	4 992
Gauge Carrier	43	783	33 669	232	9 976	208	8 944
Vanne de Test Pression Annulaire	99	783	77 517	232	22 968	208	20 592
Vanne de Circulation	31	783	24 273	232	7 192	208	6 448
Vanne de Test du Tubing	11	783	8 613	232	2 552	208	2 288
Rupture Disc RD	28	783	21 924	232	6 496	208	5 824
Slip Joint	28	783	21 924	232	6 496	208	5 824
Atelier Mobile	0	783	0	232	0	208	0
Jauge de P E T T	95	783	74 385	232	22 040	208	19 760
Total			473 273		143 998		129 444

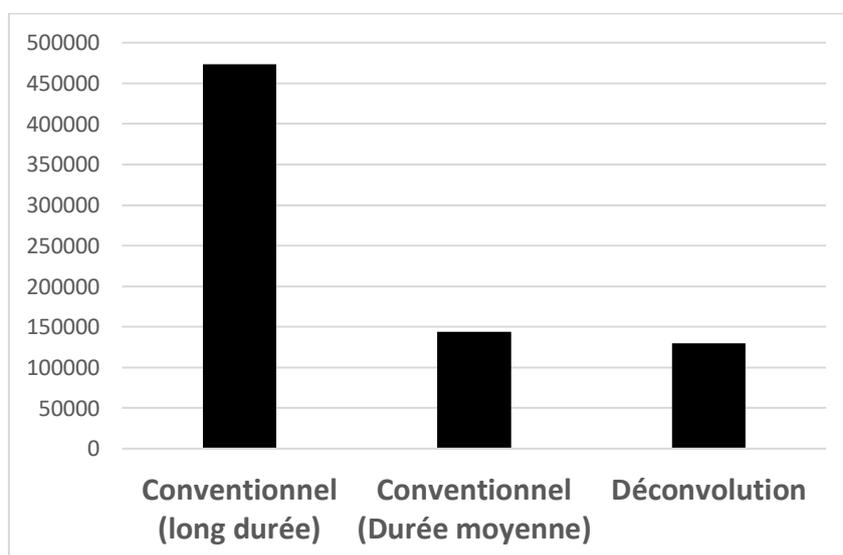


Figure IV. 32: Comparaison des coûts opérationnels liés à l'application des approches conventionnelles et moderne

Comme on peut le constater sur la Figure IV.32, l'utilisation de la déconvolution a permis de réduire les coûts opérationnels de 70% par rapport aux essais de puits de long durés réalisés actuellement sur les réservoirs tight comme ceux du réservoir Ordovicien de la région de Rhourde Nous.

Conclusion générale

Cette étude présente une application pratique de la méthode de déconvolution pour analyser une série de données des DST dans les réservoirs de gaz à condensât du champ de Rhourde Nouss. Nous avons vu que l'application de la méthode de déconvolution nous a permis d'avoir la réponse du réservoir pour n'importe quel historique de débit produit par le puits. Cette réponse demeure toujours une étape essentielle pour la caractérisation.

Au cours de ce travail, les points suivants peuvent être déduits:

- L'analyse par déconvolution permet d'augmenter le rayon d'investigation, ce qui aide à détecter les limites non visibles dans les périodes d'écoulement individuelles.
- La méthode de déconvolution appliquée à des DST permet d'indiquer avec plus de certitude les différents types de limites (failles, effets de pression constante). Cependant, il n'a pas été possible de voir la plupart d'entre eux en utilisant la méthode de dérivée de la pression.
- la déconvolution a rendu possible la correction des débits erronés et la détermination des débits manquants. Dans les deux cas, il faut appliquer la déconvolution à des séquences entières de l'historique de pression, y compris les données de Build-ups et de Drawdowns.
- La réalisation de tests de puits est une opération très coûteuse. L'approche de déconvolution permet de réduire ces coûts par la conversion de l'ensemble des données d'essai en un Drawdown à débit constant, ce qui permet de répondre à la demande de détection des régimes d'écoulement dominés par les limites à partir de courts DST.
- La déconvolution permet de déterminer la pression initiale du réservoir.

Références bibliographiques

1. Gravier, J.F., et al., *Determination of Gas-Condensate Relative Permeability on Whole Cores Under Reservoir Conditions*. SPE Formation Evaluation, 1986. **1**(01): p. 9-15.
2. Wall, C.G., *Characterization of gas-condensate reservoirs and traditional production methods, North Sea Gas-condensate Reservoirs and their Development*. Oyez scientific and technical service, 1982: p. 1-12.
3. Kamath, J., *Deliverability of Gas-Condensate Reservoirs — Field Experiences and Prediction Techniques*. Journal of Petroleum Technology, 2007. **59**(04): p. 94-99.
4. Whitson, C.H. and A. Society of Petroleum Engineers of. <>. 2000;
5. Moses, P.L.a.D., C. W. , *Gas-condensate reservoirs, Petroleum Engineering Handbook*. SPE, 1962: p. 39:1-39-28.
6. Fan Li, H.B.W., Jamaluddin A., Kamath J., Mott R., Pope G. A. and Whitson C. H. , *Understanding Gas Condensate Reservoirs*. Oilfield Review, 2006(17 (4)): p. 14–27.
7. Kgogo, T.C. and A.C. Gringarten. *Comparative Well-Test Behaviours in Low-Permeability Lean, Medium-Rich, and Rich Gas-Condensate Reservoirs*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2010.
8. Fevang, O., *Gas Condensate Flow Behavior and Sampling*, 1995, Norges Tekniske Hogskole.
9. Roussennac, B., *Gas condensate well test analysis*, 2000.
10. Novosad, Z., *Composition and Phase Changes in Testing and Producing Retrograde Gas Wells*. SPE Reservoir Engineering, 1996. **11**(04): p. 231-235.
11. Ahmed, T.H., *Reservoir engineering handbook*2001, Boston: Gulf Professional Pub.
12. McCain, J.W., *Reservoir-fluid property correlations; State of the art*. SPE (Society of Petroleum Engineers) Reservoir Engineering, 1991. **6:2**: p. 266-277.
13. Guo, B. and G. Ali. *Natural Gas Engineering Handbook*. 2014;
14. Johnson UGWU, E.M.a.E.G., *Modified Gas Condensate Down-hole PVT Property Correlations*. Robert Gordon University, Aberdeen, 2016.
15. Spivey, J.P. and J. Lee. *Applied well test interpretation*. 2013; Available from: <https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=4857823>.
16. Bourdet, D. *Well test analysis the use of advanced interpretation models*. 2002;
17. Bourdarot, G., *Well testing : interpretation methods*1998, Paris: Technip.
18. Agarwal, R.G., R. Al-Hussainy, and H.J. Ramey, Jr., *An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment*. Society of Petroleum Engineers Journal, 1970. **10**(03): p. 279-290.
19. Ramey, H.J., Jr., *Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage*. Journal of Petroleum Technology, 1970. **22**(01): p. 97-104.
20. Horne, R.N., *Modern well test analysis a computer-aided approach*2012, Palo Alto, CA: Petroway.
21. <http://www.fekete.com/>. *Skin*. 2021.
22. Dake, L.P. *Fundamentals of reservoir engineering*. 1978;
23. Horner, D.R. *Pressure Build-up in Wells*. in *3rd World Petroleum Congress*. 1951.
24. Al-Hussainy, R. and H.J. Ramey, Jr., *Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting*. Journal of Petroleum Technology, 1966. **18**(05): p. 637-642.
25. Al-Hussainy, R., H.J. Ramey, Jr., and P.B. Crawford, *The Flow of Real Gases Through Porous Media*. Journal of Petroleum Technology, 1966. **18**(05): p. 624-636.
26. Kamal, M.M., *Transient well testing*2009, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

27. Kamal, M.M., D.G. Freyder, and M.A. Murray, *Use of Transient Testing in Reservoir Management*. Journal of Petroleum Technology, 1995. **47**(11): p. 992.
28. Miller, C.C., A.B. Dyes, and C.A. Hutchinson, Jr., *The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure From Bottom Hole Pressure Build-Up Characteristics*. Journal of Petroleum Technology, 1950. **2**(04): p. 91-104.
29. Earlougher, R.C., *Advances in well test analysis*. Monograph - Society of Petroleum Engineers of AIME v 51977, New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. 264 p.
30. von Schroeter, T., F. Hollaender, and A.C. Gringarten. *Deconvolution of Well Test Data as a Nonlinear Total Least Squares Problem*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2001.
31. Levitan, M.M. *Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to Analysis of Real Well Tests*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2003.
32. Ilk, D., P.P. Valko, and T.A. Blasingame, *Deconvolution of Variable-Rate Reservoir Performance Data Using B-Splines*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006. **9**(05): p. 582-595.
33. Gringarten, A.C., *From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008. **11**(01): p. 41-62.
34. Schlumberger, *Well Test Interpretation*. 2002.
35. Ahmed, T.H., *Reservoir Engineering Handbook* 2019.
36. Van Everdingen, A.F. and W. Hurst, *The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs*. Journal of Petroleum Technology, 1949. **1**(12): p. 305-324.
37. Van Everdingen, A.F., *The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well*. Journal of Petroleum Technology, 1953. **5**(06): p. 171-176.
38. Hurst, W., *Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow Into a Well Bore*. . The Petroleum Engineer, Petroleum Engineering, Dallas, 1953: p. 36–38, B6 through B16.
39. Russell, D.G. and N.E. Truitt, *Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs*. Journal of Petroleum Technology, 1964. **16**(10): p. 1159-1170.
40. Gringarten, A.C., H.J. Ramey, Jr., and R. Raghavan, *Applied Pressure Analysis for Fractured Wells*. Journal of Petroleum Technology, 1975. **27**(07): p. 887-892.
41. Cinco L, H., F. Samaniego V, and N. Dominguez A, *Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite-Conductivity Vertical Fracture*. Society of Petroleum Engineers Journal, 1978. **18**(04): p. 253-264.
42. Agarwal, R.G., R.D. Carter, and C.B. Pollock, *Evaluation and Performance Prediction of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing*. Journal of Petroleum Technology, 1979. **31**(03): p. 362-372.
43. Brons, F. and V.E. Marting, *The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity*. Journal of Petroleum Technology, 1961. **13**(02): p. 172-174.
44. Reiss, L.H. and F.M. Giger, *Le Forage Horizontal: Premières Réalisations en Europe*. . Pétrole et Techniques 294, 1982.
45. Gringarten, A.C. *Computer-Aided Well Test Analysis*. in *International Meeting on Petroleum Engineering*. 1986.
46. Gringarten, A.C., *Interpretation of Tests in Fissured and Multilayered Reservoirs With Double-Porosity Behavior: Theory and Practice*. Journal of Petroleum Technology, 1984. **36**(04): p. 549-564.
47. Chu, W.-C. and G.D. Shank, *A New Model for a Fractured Well in a Radial, Composite Reservoir (includes associated papers 27919, 28665 and 29212)*. SPE Formation Evaluation, 1993. **8**(03): p. 225-232.

48. von Schroeter, T., F. Hollaender, and A.C. Gringarten. *Analysis of Well Test Data From Permanent Downhole Gauges by Deconvolution*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2002.
49. Gringarten, A.C., et al. *Use of Downhole Permanent Pressure Gauge Data to Diagnose Production Problems in a North Sea Horizontal Well*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2003.
50. Levitan, M.M., G.E. Crawford, and A. Hardwick. *Practical Considerations for Pressure-Rate Deconvolution of Well Test Data*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2004.
51. Amudo, C., et al. *Integration of Well Test Deconvolution Analysis and Detailed Reservoir Modelling in 3D Seismic Data Interpretation: A Case Study*. in *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. 2006.
52. Whittle, T.M. and A.C. Gringarten. *The Determination of Minimum Tested Volume from the Deconvolution of Well Test Pressure Transients*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2008.
53. Whittle, T.M., et al. *Well Production Forecasting by Extrapolation of the Deconvolution of Well Test Pressure Transients*. in *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*. 2009.
54. Aluko, O.A. and A. Gringarten. *Well Test Dynamics in Rich Gas Condensate Reservoirs Under Gas Injection*. in *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*. 2009.
55. McKinley, R.M., *Wellbore Transmissibility from Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data*. *Journal of Petroleum Technology*, 1971. **23**(07): p. 863-872.
56. von Schroeter, T., F. Hollaender, and A.C. Gringarten, *Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem*. *SPE Journal*, 2004. **9**(04): p. 375-390.
57. Ilk, D., et al. *Analysis of Gas-Well Reservoir Performance Data Using B-Spline Deconvolution*. in *SPE Gas Technology Symposium*. 2006.
58. Kuchuk, F.J., F. Hollaender, and M. Onur. *Pressure transient formation and well testing : convolution, deconvolution and nonlinear estimation*. 2010.
59. Sonatrach, *Document Sonatrach*. DPR de Rhourde Nouss, 2021.
60. Beicip, *Evaluation des réserves du champ de Rhourde Nouss*. Document SONATRACH, 1990.
61. Beicip, *Etude géologique du champ de Hassi R'mel à partir : Etude sismique et structurale.2eme partie : Etude géologique des réservoirs*. Document SONATRACH, 1978.
62. Beuf, S., Biju-Duval, B., de Charpal, O., Rognon, P., Gariel, O. et Bennacef, A. , *Les gres du paleozoique inferieur au Sahara : sedimentation et discontinuites, evolution structurale d'un craton*1971, Paris: Editions Technip.
63. Petroleum-Expert, *PVT-P Manual Technical Description Version 8.5*. 2011.
64. SONATRACH, *ETUDE THERMODYNAMIQUE DE L'EFFLUENT DU PUIT RN#108*, 2000, CENTRE DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT.
65. Beicip, *Révision du modèle structural des gisements de la région de Rhourde Nouss*. Document SONATRACH, 2002.
66. Beicip, *Interprétation sismique et structurale de toit du Trias Argileux*. Document SONATRACH, 1991.
67. Theis, C.V., *The relation between the lowering of the Piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage*. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 1935. **16**(2): p. 519-524.
68. Jacob, H.H.C.J.C.E., *A generalized graphical method for evaluating formation constants and summarizing well-field history*. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 1946. **27**(4): p. 526-534.

69. Matthews, C.S. and D.G. Russell, *Pressure buildup and flow tests in wells* 1967, New York, N.Y.: Society of Petroleum Engineers of AIME.
70. Earlougher, R.C., *Advances in well test analysis* 1977, New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME.
71. Warren, J.E., *The behavior of naturally fractured reservoirs* 1963, [Place of publication not identified]: [S.P.E. Journal].
72. Odeh, A.S. and L.G. Jones, *Pressure Drawdown Analysis, Variable-Rate Case*. Journal of Petroleum Technology, 1965. **17**(08): p. 960-964.
73. Muskat, M., *Use of Data Oil the Build-up of Bottom-hole Pressures*. Transactions of the AIME, 1937. **123**(01): p. 44-48.
74. Matthews, C.S., F. Brons, and P. Hazebroek, *A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir*. Transactions of the AIME, 1954. **201**(01): p. 182-191.
75. Kazemi, H., *A Reservoir Simulator for Studying Productivity Variation and Transient Behavior of a Well in a Reservoir Undergoing Gas Evolution*. Journal of Petroleum Technology, 1975. **27**(11): p. 1401-1412.
76. Gringarten, A.C. and H.J. Ramey, Jr., *Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry*. Society of Petroleum Engineers Journal, 1974. **14**(04): p. 413-426.
77. Gringarten, A.C. and H.J. Ramey, *The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers Journal, 1973. **13**(05): p. 285-296.
78. Gringarten, A.C., et al. *A Comparison Between Different Skin And Wellbore Storage Type-Curves For Early-Time Transient Analysis*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1979.
79. Bourdet, D. and A.C. Gringarten. *Determination Of Fissure Volume And Block Size In Fractured Reservoirs By Type-Curve Analysis*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1980.
80. Stehfest, H., *Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms [D5]*. Communications of the ACM, 1970. **13**(1): p. 47-49.
81. Gringarten, A.C., et al. *Evaluating Fissured Formation Geometry from Well Test Data: a Field Example*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1981.
82. Bourdet, D., et al., *Interpreting well tests in fractured reservoirs*. World Oil; (United States), 1983: p. Medium: X; Size: Pages: 77-78.
83. Bourdet, D.P., et al., *A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis*. World Oil 196, 1983. (6): p. 95-106.
84. Bourdet, D. *Pressure Behavior of Layered Reservoirs With Crossflow*. in *SPE California Regional Meeting*. 1985.
85. Joseph, J., et al. *A Study of Pressure Transient Behavior in Bounded Two-Layered Reservoirs: Shengli Field, China*. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1986.
86. Kuchuk, F.J. and P.A. Kirwan, *New Skin and Wellbore Storage Type Curves for Partially Penetrated Wells*. SPE Formation Evaluation, 1987. **2**(04): p. 546-554.
87. Daviau, F., et al., *Pressure Analysis for Horizontal Wells*. SPE Formation Evaluation, 1988. **3**(04): p. 716-724.
88. Clark, D.G. and T.D. Van Golf-Racht, *Pressure-Derivative Approach to Transient Test Analysis: A High-Permeability North Sea Reservoir Example (includes associated papers 15270 and 15320)*. Journal of Petroleum Technology, 1985. **37**(11): p. 2023-2039.
89. Kucuk, F. and L. Ayestaran, *Analysis of Simultaneously Measured Pressure and Sandface Flow Rate in Transient Well Testing (includes associated papers 13937 and 14693)*. Journal of Petroleum Technology, 1985. **37**(02): p. 323-334.

Annexe A : Géologie de la Région de Rhourde Nouss

A.1. Cadre Structural et tectonique Régional

La zone de Rhourde Nouss est encadrée par deux éléments structuraux majeurs de la plate-forme saharienne :

- A l'Ouest : le Mole d'Amguid-El Biod est une vaste unité structurale subméridienne s'étendant d'Amguid au Sud et Rhourde Bagel au Nord,
- A l'Est : le Haut de Maouar, d'âge anti-Mésozoïque, érodé jusqu'à l'ordovicien et d'orientation NNO-SSE.

Le champ de Rhourde Nouss se présente comme une zone très structurée par des plis anticlinaux, le long d'un couloir relativement étroit, de direction NE-SW. Ces structures nombreuses, s'organisent le long de plusieurs failles très importantes qui ont joué en normale, inverse et en décrochement. Le rejet, très variable, peut atteindre plusieurs centaines de mètres, d'où la complexité structurale observée au niveau des accumulations. Les structurations actuelles de Rhourde Nouss, seraient donc le résultat des effets des nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédé au cours des différents temps géologiques. L'importance des mouvements au Crétacé traduit une grande mobilité de la zone. Les accidents ont rejoué à diverses époques d'où le poly-phasage des structures. Deux orientations structurales prédominent :

- Une direction subméridienne correspondant à la direction de la faille de Ramade à l'Ouest.
- Les structures qui y sont associées sont des plis de vaste dimension et d'assez forte amplitude.
- Une direction NE-SO où les accidents présentent souvent des caractéristiques de décrochement.

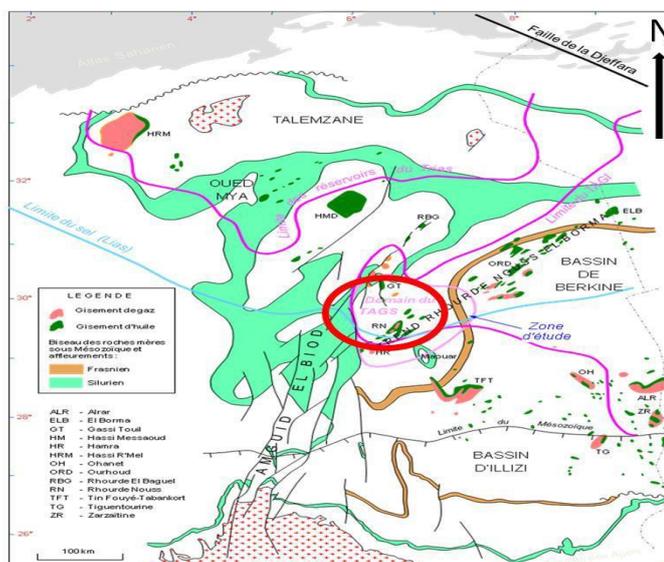


Figure A. 1: Carte géologique structurale de la région de Rhourde Nouss [65].

La direction subméridienne :

Suivant le prolongement Nord du môle Amguid El Biod, la direction subméridienne correspond à la direction de la faille de Ramade (Nord-Sud) dont le rejet atteint 2050 m à Ektaia, et aussi à la direction de la structure de Hamra (Nord-Sud) (Figure A.2) [66].

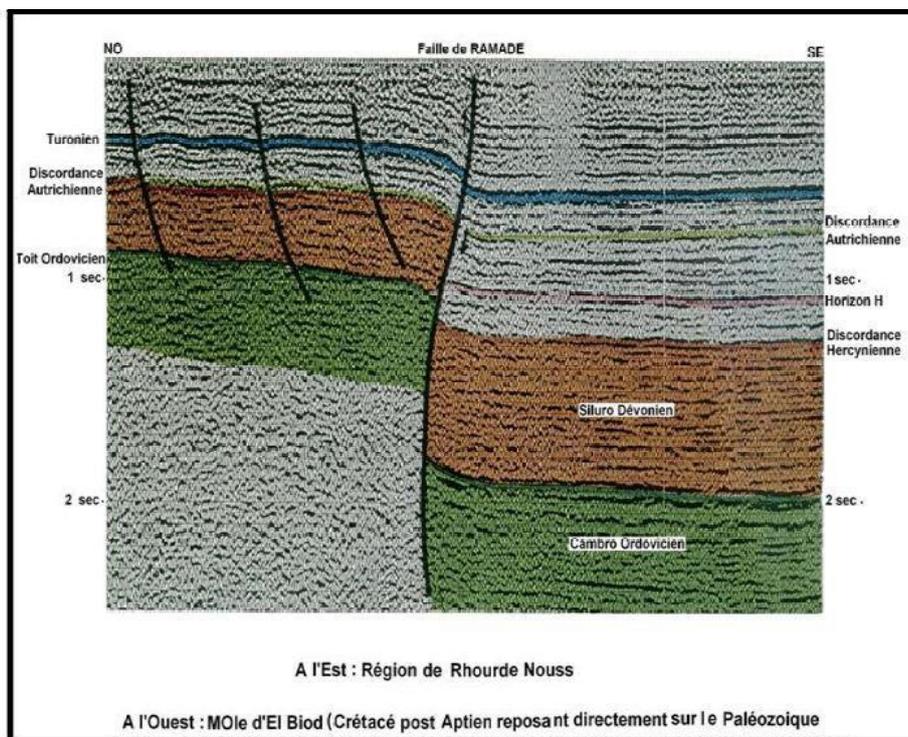


Figure A. 2: La faille de Ramade qui sépare la région de Rhourde Nous et le mole de El Biod. [66]

A.2. Cadre structural local

Le champ de Rhourde Nous, important complexe structural, est formé par les structures de Rhourde Nous central, Rhourde Nous Sud-Est, Rhourde Nous Sud-Ouest et Rhourde Nous Nord-Est attaché à Rhourde Nous central (Figure A.3 et A.4).

Rhourde Nous-Sud-ouest : est un bloc soulevé d'orientation SSO-NNE comptant plusieurs culminations dont la plus importante est située au Nord

Rhourde Nous Sud-Est : est une structure constituée de deux culminations distinctes. Celle située au Nord est un vaste anticlinal symétrique d'orientation subméridienne et celle du Sud est un pli étroit orienté NE-SO

Rhourde Nous central et culmination Nord-Est : la structure centrale de Rhourde Nous est un anticlinal complexe) de direction subméridienne, affecté par une importante faille inverse, de direction NE-SO, partage ainsi la structure en deux compartiments :

- Le compartiment Ouest : c'est la partie centrale, très faillée, qui correspond à la zone la plus haute. Le pendage y est d'environ 11° toit du TAGS.

- Le compartiment Est : c'est le compartiment affaissé par rapport à l'Ouest et auquel est attachée la culmination Nord-Est. L'angle de pendage du compartiment Est, est plus ou moins constant, 12°.

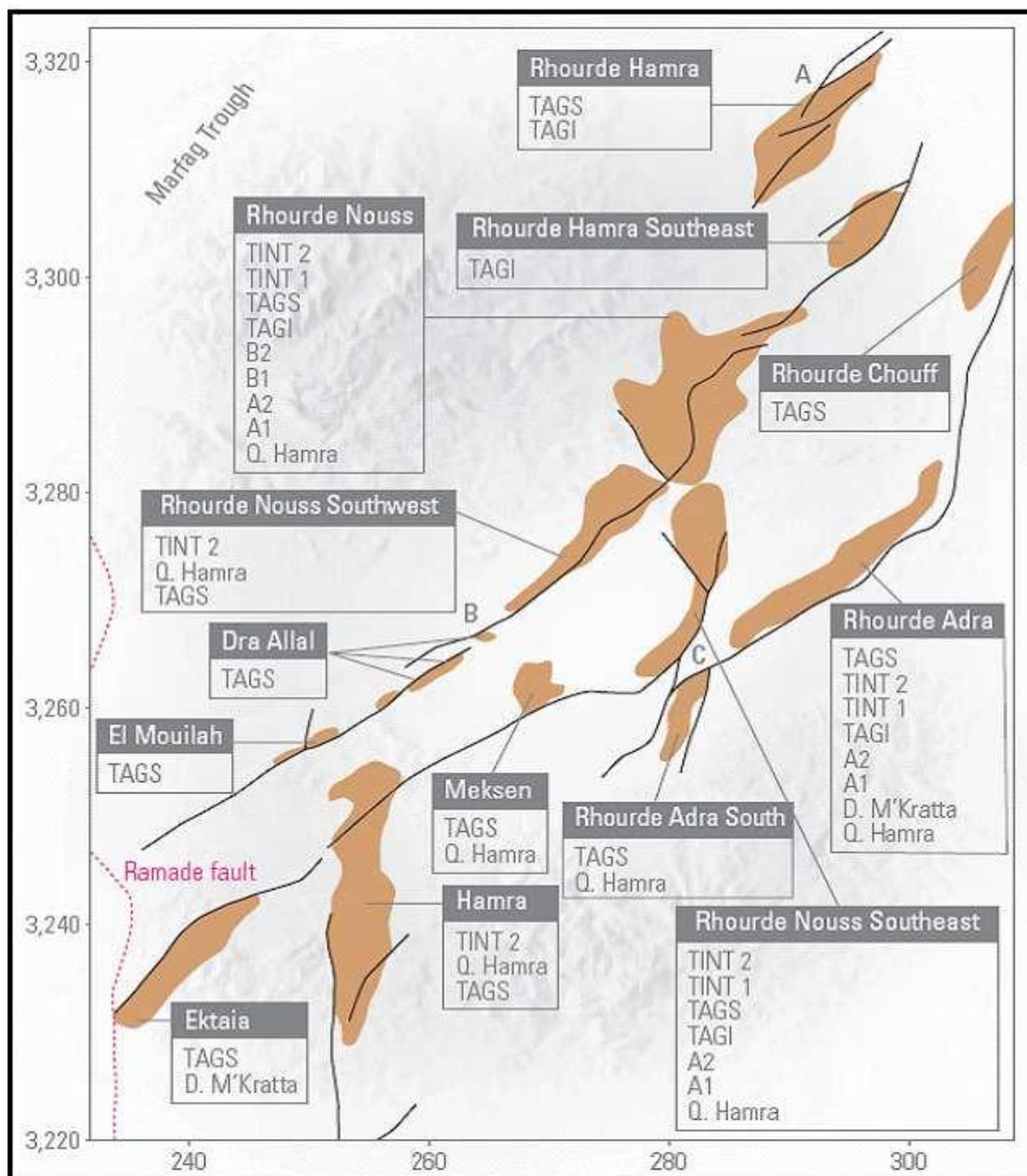


Figure A. 3: Carte de localisation des structures et accumulations [59]

La coupe géologique ci-dessous montre le soulèvement différentiel de Rhourde Nouss Centre (failles principales à l'Est du Rhourde Nouss Centre). La première faille inverse à l'Est s'est manifesté lors de la phase Hercynienne et a engendré la remontée d'un bloc qui s'est fracturé à son tour en Plusieurs autres failles inverses superposées (failles en échelons).

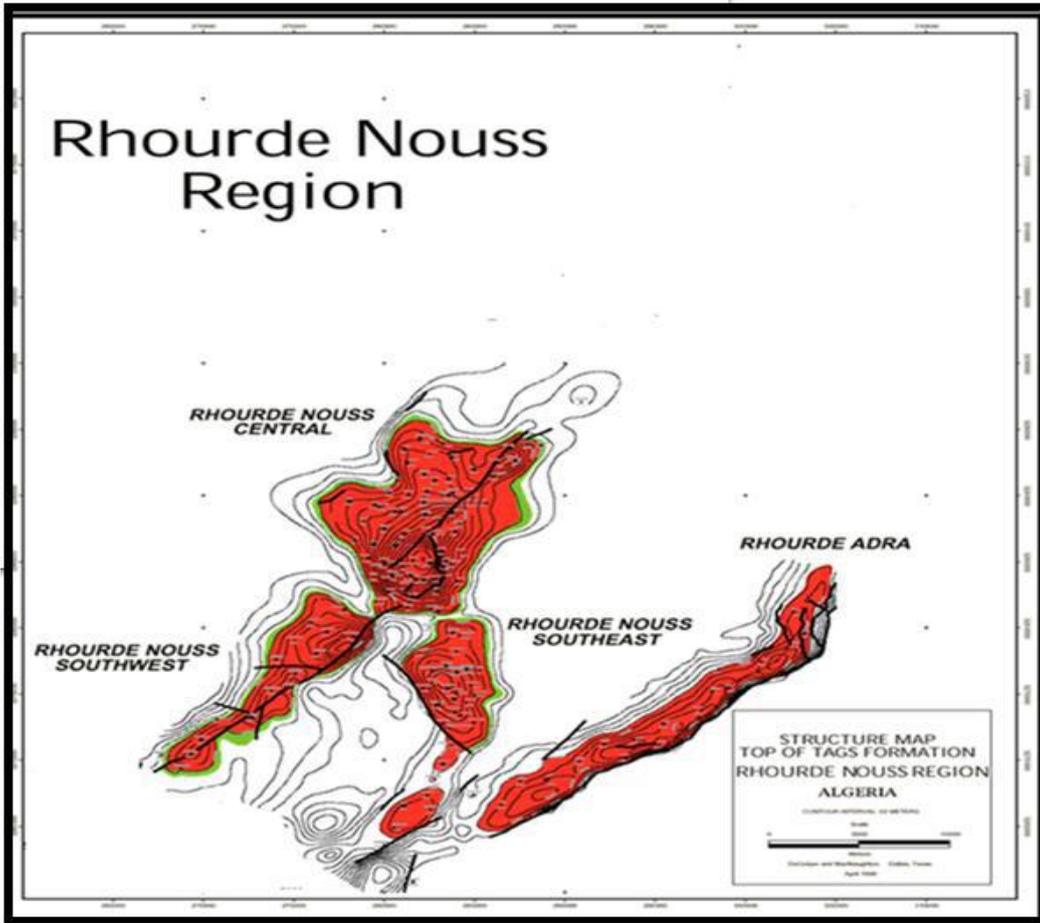


Figure A. 4: Carte montrant les structures de Rhourde Nous [59]

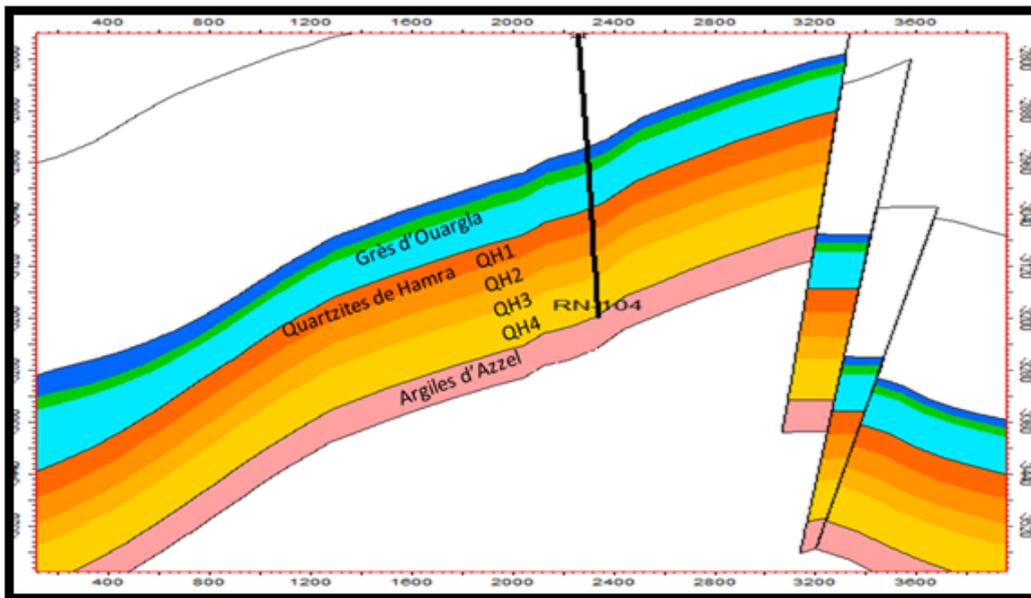


Figure A. 5: Coupe Géologique E-W montrant les failles inverses en échelons à l'Est de Rhourde Nous Centre.[65]

A.3. Stratigraphie de la région

A.3.1. Le Paléozoïque

Les séries Paléozoïques vont du cambrien au Silurien. Leur épaisseur est d'environ 2500 m.

- **Le Cambrien** : Son épaisseur varie de 200 à 250 m. il correspond aux grès de Hassi Messaoud et est essentiellement formé de quartzites très fines à grossières avec de fines laminations d'argile noire micacée et silteuse.

- **L'Ordovicien** : Son épaisseur varie de 800 à 1100 m. Il débute par une épaisse séquence argilo-gréseuse comprenant les formations suivantes.

La Zone des Alternances : C'est une alternance de grès fins quartzitiques et d'argile noire silteuse, d'une épaisseur allant de 100 à 150m.

Les argiles d'El Gassi: Épaisses de 70 à 130m, ce sont des argiles noires silteuses micacées.

Les grès d'El Atchane: C'est une alternance d'argiles silteuses et de grès fins sur une épaisseur variant de 60 à 80m.

Les Quartzites de Hamra : C'est une importante formation constituée de quartzites et de grès quartzitiques translucides à gris clair fins à moyens avec quelques laminations d'argile noire. Son épaisseur varie de 200 à 250m.

Les grès d'Ouargla : Cette formation dont l'épaisseur varie de 70 à 120m, débute par des grès quartzitiques gris-beige, très fins, légèrement argileux surmontés par des argiles silteuses.

Les argues d'Azzel : épaisses de 60 à 70m, ce sont des argiles noires silteuses et micacées avec des traces de pyrite, admettant quelques intercalations de grès moyens grossiers.

Les grès d'Oued Saret : C'est une alternance de grès gris clair quartzitiques et d'argiles noires silteuses micacées sur une épaisseur variant de 20 à 80m.

La Dalle de M'Kratta : est la dernière formation de l'Ordovicien formée de grès quartzitiques mal classés de couleur gris foncé dont l'épaisseur régionale varie de 4 à 25m.

- **Le Silurien** : est formé d'une épaisse série argileuse à sa base, surmontée par un ensemble argilo-gréseux. Cet ensemble constitue une excellente roche mère -elle a contribué à la mise en place d'être partie des hydrocarbures de la région

Le Silurien argileux : épais de 140 à 240m, il constitue la roche mère de la région et est constitué d'argiles gris noir micacée légèrement silteuse.

Le Silurien argilo-gréseux : Il est subdivisé de bas en haut en 6 unités :

-*Unité M1* : c'est une intercalation d'argile gris foncé et de grès fin sur une épaisseur de 10 à 60m.

-*Unité M2* : son épaisseur varie de 30 à 120m. Elle est constituée d'argile semblable à celle de l'unité M1 où s'intercalent rarement de fines passées de grès clair fin à moyen.

-*Unité A1* : son épaisseur varie de 10 à 25m. Elle est constituée de grès clair, fin à moyen et d'argile gris foncé, silteuse et micacée, riche en faune (Graptolites, Lamellibranches, Brachiopodes...).

-*Unité A2* : son épaisseur varie de 5 à 120m. Elle est constituée d'argile gris foncé à noire, silto-sableuse, de grès gris clair à gris foncé fins à moyens, avec des traces de Lamellibranches et de Brachiopodes.

-*Unité B1* : son épaisseur peut aller jusqu'à 150m. Elle est constituée d'argile gris foncé siltosableuse où s'intercalent quelques banes gréseux. Présence de Lamellibranches, Gastéropodes et divers débris organiques. Cette unité est parfois partiellement érodée.

-*Unité B2* : son épaisseur va de 0 à 200m. Dernier terme du Silurien, elle n'est présente que sur les 2/3 de la région et est constituée d'alternances de grès gris clair à brunâtre, fin à moyen, glauconieux et d'argile gris foncé indurée et micacée. A noter des traces de débris organiques et de Lamellibranches. La rapide variabilité de son épaisseur est dû à l'érosion hercynienne.

A.3.2. Le Mésozoïque

Les séries Mésozoïque sont transgressives et discordantes sur les terrains paléozoïques.

- **La Trias** est subdivisée en cinq unités qui sont de bas en haut : TAGI, Tint I, TAM, Tint II et enfin le TAGS.

-**TAGI** (Trias Argilo-Gréseux Inferieur) épais de 0 à 70m, c'est le premier terme du Mésozoïque, il débute par des conglomérats à sa base surmontés par une alternance de grès fins à moyens et d'argile silteuse résultants d'un système fluviatile anastomose.

-**Tint I** : (Trias Intermédiaire I) épais de 0 à 70m, c'est une alternance d'argile gris verdâtre, silteuse et de grès fins à moyens gris à gris beige à extension latérale limitée déposés en système fluviatile méandrique.

-**TAM** : (Trias Argileux Moyen) épais de 20 à 40m, c'est essentiellement une argile rouge violacée, sableuse, indurée avec quelques passées de grès gris clair à brun, moyen à fin.

-**Tint II** (Trias Intermédiaire II) épais de 50 à 80m, c'est une alternance d'argile rouge silteuse à sableuse et de grès gris brun à beige fin grossier.

-**TAGS** : (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) dont l'épaisseur varie de 150 à 200m représente le dernier terme du Trias. C'est un ensemble argilo-gréseux avec prédominance de grès moyens à grossiers qui présentent de bonnes porosités ainsi que de bonnes perméabilités. Ti est à noter une bonne continuité latérale de ce dépôt.

- **Le Jurassique** compose du Lias, du Dogger et du Malm est largement développé dans la région.

-**Lias** : est subdivisée en trois ensembles lithologiques distincts qui sont :

Lias Argileux épais de 40 à 60m et essentiellement forme d'argile rouge tendre. Il représente la couverture du réservoir TAGS

Lias Salifère épais de 100 à 500m et constitue de sel translucide et quelques rares passées d'argile ;

Lias Argilo-Dolomitique épais de 60 à 100m, il présente deux banes repères- l'horizon B dolomitique et argileux et l'horizon H anhydritique qui constitue notamment un excellent repère sismique-

-Dogger et Malm : L'épaisseur de l'ensemble varie de 300 à 500m ; il est essentiellement gréseux avec intercalation d'argile.

- **Le Crétacé :** est présent avec tous ses étages allant du Néocomien au Sénonien.

A.3.3. Le Cénozoïque

Les séries cénozoïques ne sont représentées que par le Mio-pliocène dont l'épaisseur est d'environ 300m. L'épaisse série de recouvrement supra-Trias, d'environ 2000m n'a montré aucune accumulation d'hydrocarbures. Elle joue cependant un rôle important dans l'enfouissement des séries sous-jacentes d'intérêt pétrolier

A.4. Les Réservoirs

A.4.1. Quartzites de Hamra

Ce réservoir contient du gaz à condensât. Il est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argile finement gréseuse vers la base. Il est épais d'environ 250m ; sa porosité moyenne varie de 2.7% à 4.1% et sa perméabilité est en général inférieure à 0.1 md. Il ne produit que lorsqu'il est fissuré.

A.4.2. SILURIEN A1

C'est un réservoir formé de grès fins à moyens, Bien consolidés, déposés sous forme de barres sableuses de plateforme marine intercalées de fines passées d'argiles gris noires indurées, silteuses et micacées. Son épaisseur totale avoisine les 20m et son épaisseur utile oscille entre 5 et 18m. La porosité moyenne varie de 6.1% à 17.7% et la perméabilité mesurée sur carottes est d'environ 2.4 md. Il renferme de l'huile A RN Central. A RN Sud-Est il est constitué d'huile et de gaz.

A.4.3. SILURIEN A2

Son faciès est identique à celui du Silurien A1. Son épaisseur utile avoisine les 50m au niveau de RN Central pour atteindre environ 15m à RN Sud Est et il est absent par érosion sur RN Sud-Ouest. La porosité moyenne est de 12.3% à 15.5% A RN Central et de 7.8% à 15.4% à RN Sud Est. De même, la perméabilité peut atteindre 200 md à RN Central tandis

qu'elle ne dépasse guère 12 and a RN Sud Est. Ce réservoir est à huile et A gaz à condensât an niveau de RN Central et RN Sud Est.

A.4.4. SILURIEN BI

Le réservoir de cette formation est constitué par une succession de grès quartzitiques fins a moyens déposés dans un système de barres de plateforme marine et d'argiles gris noir indurées, silteuses et micacées. L'érosion hercynienne a plus ou moins tronqué cette formation dont l'épaisseur varie de 0 a 145m A RN Central et qui est totalement érodée sur RN Sud Est et RN Sud-Ouest. La porosité moyenne de ce réservoir est généralement inférieure a 7%. Il est d'huile et de gaz à condensât dans RN Central.

A.4.5. SILURIEN B2

Totalement érodé sur RNSE, RNSO et sur les deux tiers de la structure de RN Central, ce réservoir gaz est constitué de grès fins a moyens déposés dans un système de barres marines épaisses de 5 à 10m. L'épaisseur utile cumulée de ces grès est d'une trentaine de mètres mais peut se réduire a 0m par suite de l'érosion hercynienne. La porosité moyenne est d'environ 12.5%.

A.4.6. TRIAS ARGILO-GRESEUX INFÉRIEUR

C'est un réservoir à gaz riche en condensât. Il est constitué de grès fins à très fins a ciment argileux et d'argiles silteuses. Ces grès se présentent sous la forme de corps chenalisés lenticulaires résultants d'un système fluviatile anastomose-. Ils reposent sur la discordance hercynienne et leur continuité semble mieux assurée que pour le Tint I. Leur épaisseur utile varie entre 10 et 35m, la porosité moyenne entre 8.4% et 13.7%, la perméabilité est rarement supérieure à 10 md.

A.4.7. TRIAS INTERMÉDIAIRE I

Ce réservoir est constitué par des grès chenalisés dus à un système fluviatile méandrique où les chenaux ont une épaisseur plurimétrique et présentent une extension latérale limitée (<1 Km). La hauteur utile cumulée des grés varie de 10 à 30m, la porosité moyenne de 8.4% à 14.1% et la perméabilité dépasse rarement 10 md. C'est un réservoir à huile et à gaz à RN Central et à huile a RN Sud Est.

A.4.8. TRIAS INTERMÉDIAIRE II

Épais de plus de 60m a RN Central et d'environ 45m à RNSE, il est essentiellement constitué d'argile rouge parfois verte, silteuse et sableuse et de grès fins a moyens plus ou moins argileux. Ces grès chenalisés sont présents tantôt A la base de la formation, tantôt dans la moitié supérieure où ils sont en communication verticale avec ceux du TAGS. C'est un réservoir A huile et à gaz.

A.4.9. TRIAS ARGILO-GRESEUX SUPERIEUR

Le TAGS (Trias-Argilo-Gréseux Supérieur) représente le dernier terme du Trias dont il est le principal réservoir. Sa hauteur totale varie de 100 à 200m dont plus de la moitié serait utile. C'est un réservoir à gaz avec à sa base un anneau d'huile épais d'une trentaine de mètres. L'environnement de dépôt du TAGS correspond à un réseau de chenaux fluviaux en tresses pour la partie inférieure du réservoir, passant vers le haut de la formation A un réseau à tendance méandrique. Les sédiments du Trias se sont déposés en milieu continental, sur une topographie régionalement peu accusée traduisant ainsi de faibles variations locales d'épaisseur des premiers termes de la série.

Les dépôts de base montrent localement des conglomérats d'origine proche, puis ils passent à des grès épais et grossiers déposés dans un environnement fluvial à réseau en tresse. Il est à noter dans un contexte général que ces dépôts ont tendance à s'affiner et à se charger en ciment en remontant dans la série, ce qui traduit l'évolution du dépôt vers du méandrique. L'extension du TAGS dessine un immense cône alluvial qui se développe du Sud vers le Nord sur environ 150 à 200 Kms. Les faciès typiques du TAGS sont représentés par des grès propres moyens à grossiers stratifications obliques.

De ce fait, les caractéristiques pétro-physiques moyennes sont très bonnes ; de nombreuses valeurs de porosité entre 15 et 20% sont observées, ainsi que la présence de bonnes perméabilités ; en fait, l'étude pétrophysique du TAGS montre l'existence d'une porosité primaire particulièrement élevée (granulométrie grossière et faible argilosité). D'autre part, il est à noter la présence de bonnes perméabilités.

A ces bonnes caractéristiques pétro-physiques s'ajoute la grande continuité du TAGS qui fait de lui le meilleur réservoir.

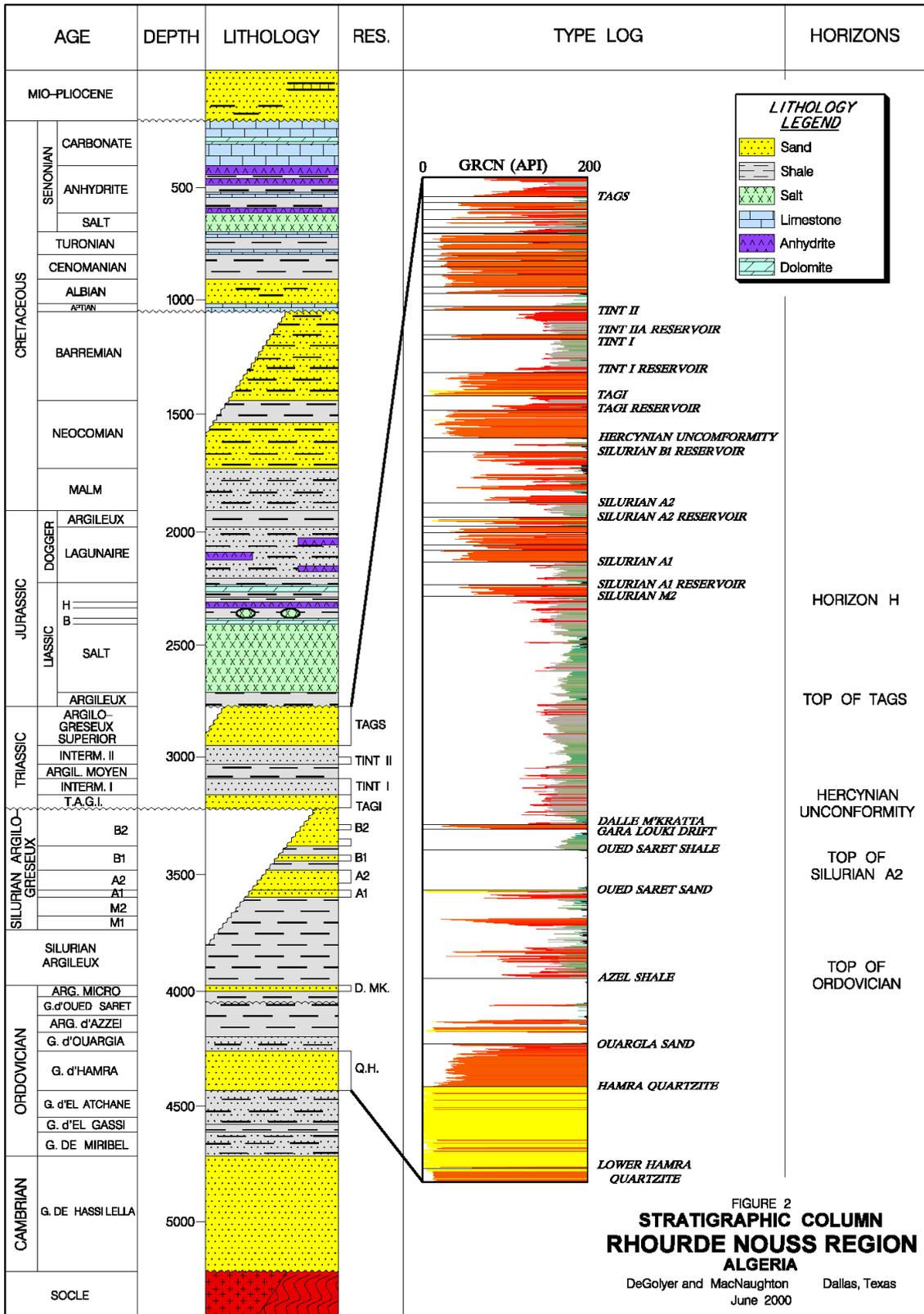


Figure A. 1: Colonne stratigraphique de la région de Rhourde Nousse [59]

Annexe B : Evolution des méthodes d'analyse des essais de puits

En examinant les développements de l'analyse des tests de puits dans l'industrie pétrolière, il est possible d'identifier différentes périodes au cours desquelles des techniques d'analyse particulières ont été utilisées et des types d'informations spécifiques ont été obtenus (Tableau B.1).

Tableau B. 1: Résumé de l'évolution des méthodes d'analyse

Période de temps	Méthode	Outils	Informations spécifiques
Les années 50	Semi-log	- Transformé de LAPLACE	Comportement des réservoirs homogènes
Fin 1960 et début 1970	Courbes-type	- Fonctions de GREEN	Les effets aux abords du puits
Fin 1970	Courbes-type avec variable indépendant	- Méthodologie intégrée Algorithme de Stehfest	Comportements des réservoirs de double porosité
Début 1980	Dérivée de la pression	Analyse informatisée	Comportement des réservoirs hétérogènes et les limites
Les années 1990		- Analyse assistée par ordinateur - Mesures de débit de fond de puits - Intégration avec des modèles d'interprétation obtenus à partir de différentes données	Réservoir multi-couches
Début 2000		Déconvolution	Rayon d'investigation élargi Limites du réservoir

Au début, la plupart des techniques d'analyse provenaient de l'hydrologie, dans laquelle elles étaient utilisées durant de nombreuses années. Les exemples incluent les analyses semi-log, suggérées par Theis (1935) [67] et appliquées par Cooper et Jacob (1946) [68] et les courbes types matching, également introduite par Theis [67]. Les méthodes d'analyse des essais de puits qui prévalaient dans les années 1950 et 1960 sont décrites dans la monographie SPE de Matthews et Russell [69] et la monographie SPE d'Earlougher [70]. Ces techniques, développées par les compagnies pétrolières et illustrées dans les travaux de Miller et al. [28] et Horner [23], sont basées sur des lignes droites et s'appliquent à des données semi-log au période intermédiaire [23, 28, 71, 72] ou à de simples effets de frontière [23, 73, 74] à des périodes tardives. La principale technique mathématique utilisée à l'époque était la transformée de Laplace telle que publiée par Van Everdingen et Hurst [36]. Les

techniques d'interprétation étaient conçues pour être réalisées exclusivement à la main, avec un crayon et du papier graphique. L'accent était mis sur les opérations de production, et les résultats de l'analyse des tests de puits étaient généralement limités à la détermination de la perméabilité du réservoir, le skin ou de l'indice de productivité, rayon de la zone de drainage et de la pression moyenne du réservoir.

À la fin des années 1960 et au début des années 1970, la plupart des développements majeurs sont issus des universités. L'accent a été mis sur la compréhension du comportement en période précoce, car il est devenu évident que certains des résultats des analyses directes pouvaient être ambigus [19]. Il a été constaté, par exemple, que le skin était une valeur globale qui ne renseignait pas complètement sur les causes de l'endommagement ou de la stimulation du puits et ne constituait donc pas une base solide pour les décisions opérationnelles. Plus précisément, le même skin négatif pouvait être obtenu par acidification ou par fracturation [19], et le même skin positif pouvait être produit par des dommages au puits ou résulter d'une pénétration partielle [43] ou d'un écoulement multiphasique autour du puits [75]. L'analyse par courbes-type [18, 19, 40-42, 55, 76] a été introduite par Ramey [19] pour avoir un aperçu de la signification du skin et donc des moyens d'y remédier. Un intérêt particulier a été porté au Wellbore storage [18], aux fractures à haute conductivité [40] et aux fractures à faible conductivité [41]. La correspondance par courbes-types a également fourni un moyen de sélectionner la ligne droite applicable pour l'analyse des lignes droites semi-logarithmiques [19], ce qui était un défaut majeur dans le passé. De nouveaux outils mathématiques, tels que ceux basés sur les fonctions de Green [77] ont également été développés, ce qui a permis de générer de nouveaux modèles d'interprétation [40-42, 76]. Ces modèles ont permis de mieux comprendre les données des périodes précoces. L'analyse, cependant, était encore essentiellement manuelle.

À partir de la fin des années 1970, la plupart des nouveaux développements sont dus aux sociétés de services. L'analyse par courbes-type a été considérablement améliorée lorsque le concept de variables indépendantes a été introduit par Gringarten et al. [78] et Bourdet et Gringarten [79]. Ce concept et la méthodologie d'analyse ont facilité le processus d'analyse. Elle a également permis d'obtenir des résultats d'analyse plus cohérents et plus fiables. Cette période a marqué le début de la fin de l'analyse manuelle, car l'application complète de la nouvelle méthodologie intégrée a nécessité l'utilisation des ordinateurs. Grâce à ces derniers et à de nouvelles techniques numériques telles que l'algorithme de Stehfest pour l'inversion de Laplace [80], de nouveaux modèles d'interprétation ont été développés, permettant ainsi d'identifier des comportements de réservoir plus complexes tels que la double porosité [46, 78, 79, 81]. En conséquence, l'analyse des tests de puits a commencé à devenir plus efficace

en tant qu'outil de description des réservoirs, à la fois pendant l'exploration et pour la simulation des réservoirs. En même temps, l'utilité d'analyse des essais de puits dans les opérations de production a été remise en évidence avec le développement pratique de l'analyse NODAL™ (Schlumberger).

L'analyse des tests de puits est devenue un véritable outil de caractérisation des réservoirs avec l'introduction des dérivés de pression par Bourdet et al. [82, 83]. Les dérivées ont révolutionné l'analyse des tests de puits en permettant de :

- Comprendre et identifier les comportements hétérogènes des réservoirs, tels que les réservoirs à double perméabilité [84, 85] les réservoirs composites [47].
- Identifier la pénétration partielle ou l'entrée limitée [86] et d'autres effets au voisinage du puits.
- Analyser des puits horizontaux [87].
- Traiter un large spectre d'effets de frontière [88].

La puissance d'analyse des essais de puits a été encore étendue récemment avec l'introduction d'un algorithme efficace de déconvolution par von Schroeter et al. [30]. La déconvolution convertit les données de pression à débit variable en un seul Drawdown à débit constant dont la durée est égale à la durée totale de test. Cela multiplie les données disponibles pour l'interprétation et aide énormément à l'identification du modèle d'interprétation.

Les progrès des techniques d'analyse évoqués précédemment sont fortement liés à l'amélioration des données. Jusqu'au début des années 1970, les mesures de pression étaient effectuées avec des manomètres mécaniques de type Bourdon et étaient limitées en résolution et en précision. La qualité globale des données de pression s'est améliorée de façon significative à la fin des années 1970 et au début des années 1980 avec le développement des manomètres électroniques, la possibilité de concevoir des tests pour s'assurer de l'obtention d'informations spécifiques grâce à l'utilisation de logiciels sophistiqués d'analyse des tests de puits, et la possibilité de contrôler la pression du fond du puits depuis la surface avec des équipements de lecture de la pression en surface. De nouveaux modèles ont également été nécessaires pour s'adapter aux nouvelles procédures d'essai, telles que les puits horizontaux [87] et les mesures simultanées de la pression et du débit en fond de puits [89].