

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



**Faculté des Hydrocarbures, des Energies
Renouvelable, des Sciences de la Terre et de
l'Univers**



Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master Académique

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Pétrolier

Spécialité : Production - Académique –

Présenté par : **BETTA Aymen Ibrahim, BOUABELLOU Yasser,
NAHOUI Fatima Zohra**

Thème

Interprétation des données de well test par la
déconvolution et optimisation de la
performance des puits de Quartzite Hamra

Soutenu le **25/05/2016**

Devant le jury composé de :

Président	Mr	GHARIB Toufik	Université Ouargla
Examineur	Mr	ALI ZERROUKI Ahmed	Université Ouargla
Rapporteur	Mr	CHETTI Djamel Eddine	Université Ouargla
Invité d'honneur	Mr	ATLILI Mohamed Elhadi	Sonatrach
Invité d'honneur	Mr	CHEBOUT Mohamed Sedik	Université Ouargla

2015-2016

Remerciements

Nous remercions et louons Dieu l'Audient, le Clairvoyant, le tout
Miséricordieux.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur Mr CHETTI Djamel
Eddine pour son aide précieuse, ses encouragements et ses conseils.

Nous remercions chaleureusement tous nos professeurs pour nous avoir guidés
tout au long de notre cursus universitaire.

On tien aussi à remercier Mme ALLOUI Imene pour l'aide et le soutien qu'elle
nous a apporté.

Nous sommes très reconnaissants à Messieurs : CHELABI Abdessalem et
CHELGHOUM Mourad pour tout l'intérêt qu'ils ont porté à notre stage
pratique.

Nous remercions aussi tout le personnel de département de production des
Hydrocarbures pour leurs accueils et leurs disponibilités.

Nos éloges et nos louanges vont vers tous ceux qui ont contribué au
développement de la science, de l'art et de l'humanité.

Dédicaces

C'est avec profonde gratitude et sincères mots, que je dédie ce modeste travail de fin d'étude à mes chers parents, qui ont sacrifié leur vie pour ma réussite et ils m'ont éclairé le chemin par leurs conseils judicieux. J'espère qu'un jour, je pourrais leur rendre un peu de ce qu'ils ont fait pour moi, que dieu leur prête bonheur et longue vie.

Je dédie aussi ce modeste travail à mon frère Ayoub, ma sœur Ines et à mon oncle Zineddine, à toute ma famille, mes amis, tous mes professeurs qui m'ont enseigné et à tous ceux qui me sont chers.

Aymen Ibrahim BETTA

Dédicaces

Quoi de plus que de pouvoir partager la joie de réussite avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

- *A ma très chère **mère**, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*
- *A mon très cher **père**, pour ses encouragements, son soutien, pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*
- *A mes deux chers frères **Djaber** et **Abd Errahime**.*
- *A tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation.*
- *A mes meilleurs **amis** chacun à son nom.*
- *A mes collègues du groupe Production Académique.*
- *A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

Yasser BOUABELLOU

Dédicaces



*Je voulais compter pour mes parents autant qu'ils
comptaient pour moi, mériter la moindre de leurs pensées. Je
voulais qu'ils deviennent ma groupie, mon égérie, mon ambition.
Je voulais tant de choses et c'est à travers ce modeste travail que
j'y suis parvenue.*

*Je dédie ce mémoire à mon très cher père Abdelaziz et à
mon adorable mère CHEMES EDDINE Zineb, à mes jolies
sœurs Aicha, Yasmine et Rania, et à mes frères Mostapha, Safi
Eddine et Ziad.*

*A mon cher fiancé MAAMERI Walid source de mon
inspiration, à HOUTIA Ahmed qui m'a soutenu tout le long de
mon parcours, et plus particulièrement à MELZI Sihem pour sa
gentillesse et ses encouragements.*

*A mes très chères tantes Omlkheir, Fatima et Kadhija.
A tous les membres de ma famille qui m'ont aimé et aidé pour
partager ce moment.*

*A mes camarades de la promotion 2016 et spécialement à ceux de
la Production Académique.*

Enfin, à tous ceux que je connais de près ou de loin.

*NAHOUI Fatima
Zohra*



SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclatures	
Résumé	
Introduction générale	1
Chapitre I : PRESENTATION DE LA REGION DE RHOURE NOUSS ET PROJET DE QUARTZITE HAMRA	
I-1-Situation géographique	4
I-2-Situation géologique	4
I-2-1-Limites géologiques	4
I-2-2-Aspect structural	5
I-2-3-Aspect stratigraphique	6
I-2-4-Aspect pétrolier	7
I-3-Historique de l'exploitation	8
I-4-Projet de Quartzite Hamra	8
I-4-1-Aspect du réservoir	8
I-4-2-Bilan des réserves en place évaluées	9
CHAPITRE II : BASE THEORIQUE DU WELL TEST	
II-1-Introduction	11
II-2-But et principe du Well Test.....	11
II-2-1-But	11
II-2-2-Principe	11
II-3-Les types de Well Test (pour les gaz)	12
II-3-1-Back pressure (flow after flow test)	13
II-3-2-Isochrone	13
II-3-3-Isochrone Modifié	14
II-4- Comportement de l'écoulement des gaz à condensat	15
II-4-1-Comportement en Draw Down (puits en production)	15
II-4-2-Comportement en buildup (puits fermé)	17
II-5- L'effet du Condensat Banking sur la production.....	18
CHAPITRE III : LES METHODES D'INTERPRETATION	
III-1-Introduction.....	20
III-2-procédure d'interprétation.....	20
III-2-1-Diagnostique	20
III-2-1-1- Traitement des données	20
III-2-1-2- Identification des différents régimes d'écoulement	20

III-2-2-Interprétation	20
III-2-3-Validation	21
III-3-Processus de l'interprétation du Well Test	21
III-4-Principaux obstacles lors de l'interprétation	21
III-5-Equations de base dans l'interprétation du Well	22
III-5-1-La Compressibilité	22
III-5-2-L'équation de diffusivité	22
III-5-3-L'équation de diffusivité pour les fluides compressibles « gaz »	23
III-5-4-La résolution de l'équation de diffusivité	24
III-5-4-1-Le Skin	24
III-5-4-2-La pseudo pression	24
III-5-4-3- Les grandeurs sans dimension	25
III-5-4-4- La solution « line source »	26
III-6-Les méthodes d'interprétation	26
III-6-1-Méthodes Conventionnelles	26
III-6-2-Méthodes modernes	27
III-6-2-1-Les courbes types	27
III-6-2-2-La dérivative	27
III-6-2-3- La Déconvolution	27
III-7-Les modèles théoriques de réservoir.....	28
III-7-1- Les types des modèles théoriques influençant sur l'interprétation	28
III-7-2- Définitions des principaux modèle existants	29
III-7-2-1-Les modèles de puits	29
III-7-2-2-Les modèles de réservoir	30
III-7-2-3- Les modèles des limites	31

CHAPITRE IV : CARACTÉRISATION DU RESERVOIR

IV-1-Introduction.....	33
IV-2-Le Logiciel Kappa Saphir	33
IV-2-1- Présentation	33
IV-2-2- Description et utilisation	34
IV-3- La Sélection des puits candidats.....	37
IV-4- Les Données du test potentiel	39
IV-5- Analyse et interprétation du test potentiel.....	40
IV-5-1-Cas du puits RNZ 123	40
IV-5-1-1-L'historique de la production au cours du test	40
IV-5-1-2-Le tracé des courbes log-log et semi-log et leur calage (Maching)	40
IV-5-1-3-Résultats d'interprétation	41
IV-5-1-4-Application de la déconvolution	42
IV-5-1-5-Discussion	43

IV-6- Résultats et discussion	44
IV-6-1- Le puits RN108	44
IV-6-1-1- L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	44
IV-6-1-2- Application et calage de la déconvolution	45
IV-6-1-3- Résultats et discussion	45
IV-6-2- Le puits RNZ114	46
IV-6-2-1- L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	46
IV-6-2-2- Application et calage de la déconvolution	47
IV-6-2-3- Résultats et discussion	48
IV-6-3- Le puits RNZ115	49
IV-6-3-1- L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	49
IV-6-3-2- Application et calage de la déconvolution	50
IV-6-3-3- Résultats et discussion	51
IV-6-4- Le puits RN116	52
IV-6-4-1- L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	52
IV-6-4-2- Application et calage de la déconvolution	53
IV-6-4-3- Résultats et discussion	54
IV-6-5- Le puits RNZ120	55
IV-6-5-1- L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	55
IV-6-5-2- Application et calage de la déconvolution	56
IV-6-5-3- Résultats et discussion	57
IV-6-6- Le puits RNZ121	58
IV-6-6-1- L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log	58
IV-6-6-2- Application et calage de la déconvolution	59
IV-6-6-3- Résultats et discussion	59
IV-7- Conclusion	60

CHAPITRE V : GENERALITES SUR L'ANALYSE NODALE

V-1-Introduction	63
V-2-Applications de l'Analyse Nodale	63
V-3-Procédures d'application de l'analyse nodale :	63
V-3-1-Sélection du nœud :	64
V-3-2-IPR :	65
V-3-3-VLP :	66
V-3-4-Point de Fonctionnement :	66
V-4-Les pertes de charge	67
V-4-1-Les Pertes de charge dans le milieu poreux	67
V-4-2-Les corrélations d'IPR	68
V-4-1-1-Back pressure:	68
V-4-1-2- Fetkovich:	68
V-4-1-3-Corrélation de Jones:	69

V-4-1-4- L'équation de Darcy :	69
V-4-1-5- L'équation de Vogel's :	69
V-4-1-6- L'indice de productivité :	70
V-4-2- Pertes de charge dans le tubing	70
V-4-2-1- Régimes d'écoulements :	71
V-4-2-2- Les principales corrélations de perte de charges	72
CHAPITRE VI : ETUDE DE LA PERFORMANCE DES PUIITS DE QH	
VI-1- Introduction	74
VI-2- But de l'étude	74
VI-3- Le logiciel d'optimisation (PIPESIM)	74
VI-3-1- Présentation	74
VI-4- Les étapes de l'étude	75
VI-5- Analyse de performance des Puits	75
VI-5-1- Puits RNZ121	75
VI-5-1-1 Introduction des données PVT	75
VI-5-1-2- Détermination de la Complétion	78
VI-5-1-3- Choix du modèle Réservoir	81
VI-5-1-4- Choix de la corrélation d'écoulement VLP	83
VI-5-1-5- Le tracé de courbe Inflow et Outflow	86
VI-5-1-6- L'utilisation de la sensibilité	87
VI-5-1-7- Résultats et discussion	88
VI-5-2- Puits RNZ123	90
VI-5-3- Puits RN108	92
VI-5-4- Puits RNZ114	93
VI-5-5- Puits RNZ115	95
VI-5-6- Puits RN116	96
VI-5-7- Puits RNZ120	98
VI-6- Conclusion	99
Conclusion générale	101
Recommandations	102
Références bibliographiques	103
Annexe	

LISTE DES FIGURES

Figure I-1- situation géographique de la région de Rhourde Nous.....	4
Figure I-2 - La structure de la région de Rhourde Nous.....	5
Figure I-3 - Coupe stratigraphique de la région Rhourde Nous.....	7
Figure I-4 - La différence entre les gaz conventionnel, de shist et les tight gaz	9
Figure II-1- Schéma du principe du Well Test.....	12
Figure II-2- L'enregistrement du débit et de la pression dans le flow after flow test	13
Figure II-3- L'enregistrement du débit et de la pression dans le test isochrone	14
Figure II-4- L'enregistrement du débit et de la pression dans le test isochrone modifié	14
Figure II-5- Différentes régions d'écoulement des gaz à condensat A	16
Figure II-6- Différentes régions d'écoulement des gaz à condensat B.....	17
Figure II-7- Etude de l'effet du condensate banking sur le puits RNZ118.....	18
Figure III-1- Process de l'interprétation du Well Test.....	21
Figure III-2- La variation isotherme de $\mu Z = f(P)$	25
Figure IV-1- L'interface du logiciel kappa Saphir 4.10.02.....	34
Figure IV-2- L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits	34
Figure IV-3- Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits	35
Figure IV-4- L'Introduction des caractéristiques du réservoir.....	35
Figure IV-5- Choix de la nature de l'effluent et la définition de leurs données PVT	36
Figure IV-6- Up-loading des enregistrements de débit et de la pression.....	36
Figure IV-7- Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage	37
Figure IV-8- Le positionnement des puits candidats et les présentes failles sur RNC.....	38
Figure IV-9- Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ123	40
Figure IV-10- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 123	40
Figure IV-11- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 123.....	41
Figure IV-12- Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/ one fault- constante pressure	42
Figure IV-13- Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/ circle.....	43
Figure IV-14 - Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle Two layers/ rectangulaire- constante pressure	43
Figure IV-15- Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RN108	44
Figure IV-16- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RN 108	44
Figure IV-17- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RN 108	44
Figure IV-18 - Application et Tracé de la déconvolution du puits RN 108.....	45

Figure IV-19- Calage du tracé de la déconvolution du puits RN 108	45
Figure IV-20- Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ 114.....	46
Figure IV-21- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 114.....	47
Figure IV-22- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 114.....	47
Figure IV-23- Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 114	47
Figure IV-24- Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 114	48
Figure IV-25 - Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ115.....	49
Figure IV-26- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 115	50
Figure IV-27- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 115.....	50
Figure IV-28- Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 115	50
Figure IV-29- Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ115	51
Figure IV-30- Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RN116	52
Figure IV-31- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RN 116	52
Figure IV-32- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RN 116.....	53
Figure IV-33- Application et Tracé de la déconvolution du puits RN 116.....	53
Figure IV-34- Calage du tracé de la déconvolution du puits RN 116	53
Figure IV-35- Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ 120.....	55
Figure IV- 36- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 120.....	55
Figure IV-37- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 120.....	56
Figure IV-38 - Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 120	56
Figure IV-39- Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 120	56
Figure IV-40- Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ121.....	58
Figure IV-41- Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 121	58
Figure IV-42- Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 121.....	58
Figure IV-43- Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 121	59
Figure IV-44- Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 121	59
Figure V-1- Les différentes compositions des nœuds.....	64
Figure V-2- La relation entre le débit et la chute de pression	65
Figure V-3- La courbe d'IPR.....	65
Figure V-4 - La courbe VLP.....	66
Figure V-5- L'intersection d'IPR et VLP (point de fonctionnement)	66
Figure V-6 - Les pertes de charge possible dans un système de production	67
Figure V-7 - Les principales corrélations de perte de charge.....	72
Figure VI-1- Conditions du gisement dans l'interface de MultiFlash	75
Figure VI-2- Introduction de la composition PVT dans MultiFlash	77

Figure VI-3- Choix du model PVT.....	77
Figure VI-4- Courbe de la distribution du nombre de carbone expérimental et calculée.....	77
Figure VI-5- Calage de l’enveloppe PVT	78
Figure VI-6- Enveloppe PVT de notre effluent.....	78
Figure VI-7 - Fiche technique du puits RNZ121.....	79
Figure VI-8- Introduction des caractéristiques de tubage dans PIPESIM	80
Figure VI-9- Introduction des données de déviation du puits	80
Figure VI-10- Introduction des équipements de surface et leurs caractéristiques.....	81
Figure VI-11- Tracée de la courbe IPR.....	83
Figure VI-12- Choix de la corrélation d’écoulement dans le logiciel PIPESIM.....	84
Figure VI-13- Histogramme montrant l’erreur moyenne de chaque corrélation	85
Figure VI-14- Tracé de la courbe VLP dans PIPESIM	86
Figure VI-15- Tracé des courbes IPR et VLP et le point de fonctionnementdu puits.....	86
Figure VI-16- Le Parcours de pression et température de notre analyse	87
Figure VI-17- Utilisation de la sensibilité pour le puits RNZ121	88
Figure VI-18- Résultat de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ121	88
Figure VI-19- Résultat de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ121	89
Figure VI-20- Résultat de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ123	90
Figure VI-21- Résultat de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ123	91
Figure VI-22- Résultat de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RN108.....	92
Figure VI-23- Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RN108.....	92
Figure VI-24- Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ114.....	93
Figure VI-25- Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ114.....	94
Figure VI-26- Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ115.....	95
Figure VI-27- Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ115.....	96
Figure VI-28- Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RN116	96
Figure VI-29- Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RN116	97
Figure VI-30- Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ120.....	98
Figure VI-31- Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ120.....	99

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1- Répartition de réserves totales sur les réservoirs de Rhourde Nous	9
Tableau III-1- l'expression de la pseudo pression en fonction de la valeur de Pression	25
Tableau III-2- Les expressions des grandeurs sans dimension en unités métriques et US	25
Tableau III-3- Les modèles théoriques d'un réservoir pétrolier	29
Tableau IV-1- Données du test potentiel nécessaires pour l'interprétation	39
Tableau IV-2- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 123	41
Tableau IV-3- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RN 108	45
Tableau IV-4- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 114	48
Tableau IV-5- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 115	51
Tableau IV-6- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RN 116	54
Tableau IV-7- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 120	57
Tableau IV-8- Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 121	59
Tableau IV-9- Principaux paramètres obtenus de l'interprétation du test potentiel	61
Tableau V-1- Les différentes corrélations d'IPR utilisées	68
Tableau V-2- Les principales corrélations de perte de charge	72
Tableau VI-1- Données PVT du puits RNZ114	76
Tableau VI-2- Correction des données de température et de pression mesurées	82
Tableau VI-3- Liste de corrélations étudiées et leurs abréviations caractéristiques	83
Tableau VI-4- Les erreurs relatives et moyennes de chaque corrélation	85
Tableau VI-5- Point de fonctionnement de chaque un des puits et son AOF correspondant	87
Tableau VI-6- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ121	89
Tableau VI-7- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ121	90
Tableau VI-8- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ123	91
Tableau VI-9- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ123	91
Tableau VI-10- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RN108	92
Tableau VI-11- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RN108	93
Tableau VI-12- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ114	93
Tableau VI-13- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ114	94
Tableau VI-14- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ115	95
Tableau VI-15- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ115	96
Tableau VI-16- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RN116	97
Tableau VI-17- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RN116	97
Tableau VI-18- Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ120	98

Tableau VI-19- Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ120..... 99
Tableau VI-20- ID optimal du tubing et de la duse pour chaque puits 100

NOMENCLATURES

C :	Compressibilité de la formation (Psi-1) ;
CCE :	Constant Composition Expansion ;
CGR :	Condensat Gas Ration ;
CVD :	Constant Volume Depletion ;
Cp :	Compressibilité des pores (Psi-1) ;
C _O :	Compressibilité de l'huile ;
C _w :	Compressibilité de l'eau ;
C _g :	Compressibilité et du gaz (Psi-1) ;
C _t :	Compressibilité totale (Psi-1) ;
d :	Densité (SG) ;
DST :	Drill Stem Test ;
E _{relative} :	Erreure relative ;
h :	Hauteur utile de réservoir (m) ;
ID :	Diamètre intérieur (in) ;
IPR :	Inflow Pression Relationship ;
k :	Perméabilité du milieu poreux (md) ;
kh :	Perméabilité d'épaisseur utile (m.md) ;
m :	Pseudo pression ;
n :	Quantité de la matière ;
P :	Pression (kg/cm ²) ;
P _b :	Pression de bulle (kg/cm ²) ;
P _D :	Pression adimensionnelle ;
P _{fd} :	Pression de fond dynamique (kg/cm ²) ;
P _g :	Pression de gisement (kg/cm ²) ;
P _r :	Pression moyenne du réservoir (kg/cm ²) ;
P _{ref} :	Pression de référence ;
P _t :	Pression en tête (kg/cm ²) ;
PVT :	Pression, Volume, Température ;
P _{wf} :	Pression de fond (kg/cm ²) ;
dp/dx :	Gradient de pression dans le sens d'écoulement (Psi/ft) ;
Q :	Débit en surface (STB/D) ;
r :	Rayon de puits (ft) ;
r _D :	Rayon adimensionnelle (ft) ;
RNC	Rourde Nouss Centre ;

S_o :	Saturation en huile ;
S_w :	Saturation en eau ;
S_g :	Saturation en gaz ;
s :	Skin de l'endommagement ;
S' :	Skin total ;
T :	Température de formation ;
t :	Temps (s) ;
t_D :	Temps adimensionnel ;
V :	Volume de formation ;
VLP :	Vertical Lift Performance ;
V_o :	Volume de l'huile ;
V_w :	Volume de l'eau ;
V_g :	Volume du gaz (Psi-1) ;
Z :	Facteur de compressibilité
ρ :	Masse volumique (kg/m ³) ;
μ_o :	Viscosité (cp) ;
μ_g :	Viscosité de gaz(Cp) ;
\emptyset :	Porosité ;
Φ duse :	Diamètre de la duse (in) ;
ΔP_m :	Perte de charge mesurée (Psi) ;
ΔP_c :	Perte de charge calculée (Psi) ;
L-No flow :	Distance à la faille (m) ;
ω :	Capacité de stockage ;
λ :	Coefficient d'inter porosité.

RESUME

Ce mémoire de fin d'étude est réalisé au niveau de la région de Rhourde Nouss et porte sur l'étude de développement du projet de Quartzite Hamra.

Nous avons procédé à la caractérisation du réservoir par l'interprétation des essais de puits (Test Potentiel) dans le but d'identifier le modèle et les paramètres du réservoir en se basant sur la dérivative comme technique d'interprétation de well test. Face à la complexité que présente le problème (tight réservoir très hétérogène en plus du gaz à condensat, ...) et la place primordiale que joue la caractérisation dans notre projet nous avons introduit la déconvolution comme étant un outil pour améliorer et perfectionner la qualité d'interprétation. Nous avons mis cette nouvelle méthodologie d'interprétation non conventionnelle à l'épreuve et avons comparé sa puissance et sa capacité avec celle de la méthodologie conventionnelle en utilisant le logiciel Saphir.

Ensuite le logiciel PIPESIM est utilisé pour modéliser les puits dans les différents scénarios. Les calculs de sensibilités nous ont permis d'optimiser le design existant et déterminer l'influence des changements des différents paramètres sur le système considéré.

Mots clés :

Quartzite Hamra, Tight réservoir, Essais de puits, Interprétation, Déconvolution, Logiciel Saphir, Logiciel PIPESIM, Sensitivité.

Abstract

This work of final dissertation is made at Rhourde Nouss region and focuses on the study of the Quartzite Hamra project development.

We proceeded to the characterization of the reservoir by the interpretation of well test (Potential test) in order to identify the model and reservoir parameters based on the derivative as well test interpretation technique. Given the complexity that the problem present (tight heterogeneous reservoir in addition to the gas condensate, ...) and the fundamental role played by reservoir characterization in our project, we introduced the deconvolution as a tool to improve and enhance the quality of interpretation. We put this new unconventional interpretation methodology to the test and compared its power and ability with that of the conventional methodology using the Sapphire software.

Then the PIPESIM software is used to model the wells in the different scenarios. The sensitivities calculations have allowed us to optimize the existing design and determine the influence of changes in various parameters of the system considered.

Key words:

Quartzite Hamra, Tight reservoir, Well test, Interpretation, Deconvolution, Sapphire software, PIPESIM software, Sensitivity.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les gaz non conventionnels sont connus depuis longtemps, mais leur exploitation semblait être trop coûteuse pour être envisagée à grande échelle. À la faveur des prix élevés des hydrocarbures en 2008, c'est la conséquence d'un véritable avancement technologique.

La possibilité d'exploiter de nouvelles et importantes ressources en gaz a changé la donne. En risquant de modifier profondément le paysage énergétique mondial, le gaz redevient extrêmement compétitif par rapport aux autres énergies.

C'est aux États-Unis que les techniques d'extraction de ces gaz emprisonnées dans des roches comme le grès ou le schiste se sont perfectionnées et ont ouvert l'accès à de nouveaux et de très importants gisements. Les conséquences sont de taille car face à la déplétion des ressources pétrolières, ces gaz pourraient représenter près du double des réserves de gaz dits "conventionnels". Aux États-Unis, s'ils comptaient pour 1 % de la consommation énergétique totale en 2006, ils en représentent 17 % aujourd'hui selon l'EIA américaine "Energy Information Administration".

Au total, le monde serait ainsi assuré de disposer de bien plus d'une centaine d'années de consommation si celle-ci se poursuivait à son rythme actuel. L'impact de ces nouvelles ressources sur les prix du gaz est déjà sensible. Compte tenu des taux de récupération prévisionnels (20 % pour les tight gas, 15 % pour le gaz de houille et 40 % pour les gaz de schiste), elles pourraient représenter des ressources exploitables supérieures à celles des réserves prouvées de gaz conventionnels (250 Tm³ contre 187 Tm³). Au rythme actuel d'utilisation, voisin de 3,1 Tm³/an, les réserves mondiales de gaz prouvées assurent une soixantaine d'années de consommation (plus d'une centaine d'années si l'on intègre les ressources probables). Avec les gaz non conventionnels, cette durée ne pourrait plus que doubler, ce qui leur offrirait une place de premier plan dans le futur bouquet énergétique : dans son scénario central, l'AIE estime qu'ils pourraient représenter 35 % des approvisionnements totaux en gaz en 2035. Compte tenu de ces nouveaux gisements, la demande en gaz devrait augmenter de près de 45 % à cet horizon. [1]

Ce n'est que récemment dans ces dernières années que l'Algérie a réalisé l'importance de se lancer dans le non conventionnel (le tight et le shale réservoirs) vu le grand potentiel qu'il représente, et ceci dans le but de maintenir la production et améliorer les réserves algériennes pour faire face à la déplétion des ressources pétrolières conventionnelles, et la

concurrence internationale surtout après le lancement des USA. C'est pour cela que le projet de « Quartzite Hamra » qui représente une grande valeur a été lancé dans la région de Rhourde Nouss.

Tout d'abord comme tout nouveau gisement, il faut le caractériser et bien le connaître pour mieux l'exploiter. Quartzite Hamra est un nouveau réservoir, à la fois compact et très complexe.

Dans ce contexte, Le but principal de notre étude sur la couche de Quartzite Hamra dans la région de Rhourde Nouss est d'avoir une vision claire sur les modèles du réservoir en utilisant une nouvelle méthode d'interprétation appelée 'Déconvolution' puis déterminer la meilleure complétion possible qui correspond à une production optimale.

Les objectifs de la présente étude peuvent être résumés :

- ✓ Confirmer les données géologiques et géophysique, (Existence des failles...);
- ✓ Faire intervenir la déconvolution pour valider les résultats de la méthode de dérivative ;
- ✓ Caractériser le réservoir et définir ses modèles ;
- ✓ Déterminer et optimiser la performance des puits.

Ce thème a été choisi selon les critères suivants :

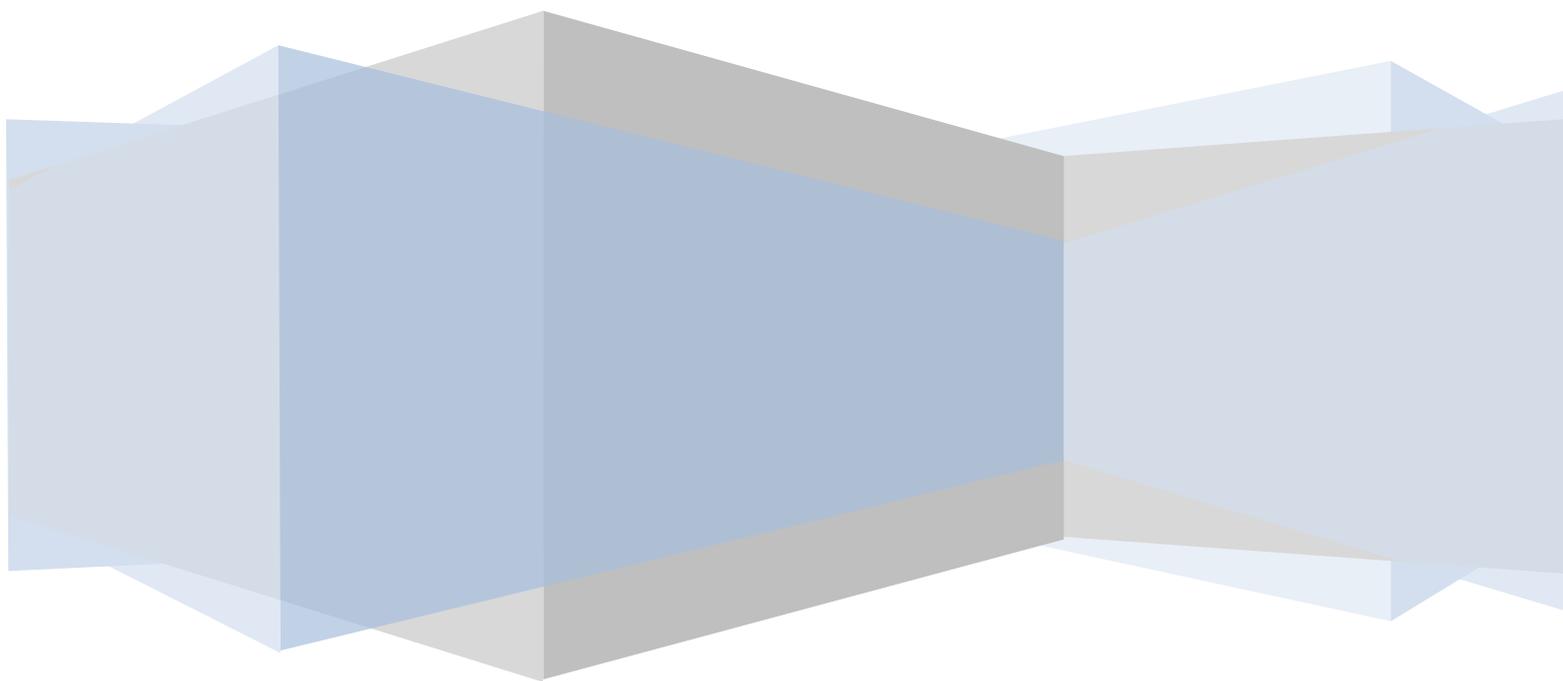
- ✓ La forte orientation du monde pétrolier vers les ressources non conventionnelles ;
- ✓ La nouveauté du projet de Quartzite Hamra ;
- ✓ L'utilisation peu fréquente de la méthode de la déconvolution ;
- ✓ Manque d'étude similaire dans ce sujet ;
- ✓ Ce thème englobe les axes de la production des hydrocarbures (*Well Test* et Analyse Nodale) qui constitue la base de notre spécialité.

On a commencé notre travail par un premier chapitre sur la région de Rhourde Nouss et le projet de Quartzite Hamra, suivi d'une **première partie** qui comprend 3 chapitres, ces derniers portent sur l'interprétation des données de Well Test des puits candidats en utilisant une nouvelle méthode (La Déconvolution).

Enfin, une **deuxième partie** qui comprend 2 chapitres sur l'optimisation de performance (L'Analyse Nodale) des puits de Quartzite Hamra. Nous avons établi un modèle optimisé de ces puits à partir des données PVT de l'effluent, tous cela est suivi par une conclusion et des recommandations.

Chapitre I

PRESENTATION DE LA REGION DE RHOURDE NOUSS ET
PROJET DE QUARTZITE HAMRA



CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE RHOURDE NOUSS ET PROJET DE QUARTZITE HAMRA

I-1-Situation géographique

La région de Rhourde Nouss fait partie de la willaya d'Ilizi et se positionne entre: 29°16' et 30° parallèles, 06°24' et 07° méridien. Elle est située à 350 km au Sud/Sud-Est de Ouargla, à 1200 km au Sud/Sud-Est d'Alger et à 270 km au Sud/Sud-Est de Hassi Messaoud.

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

Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra, et de Tin- Fouyé Tabenkourt.[2]

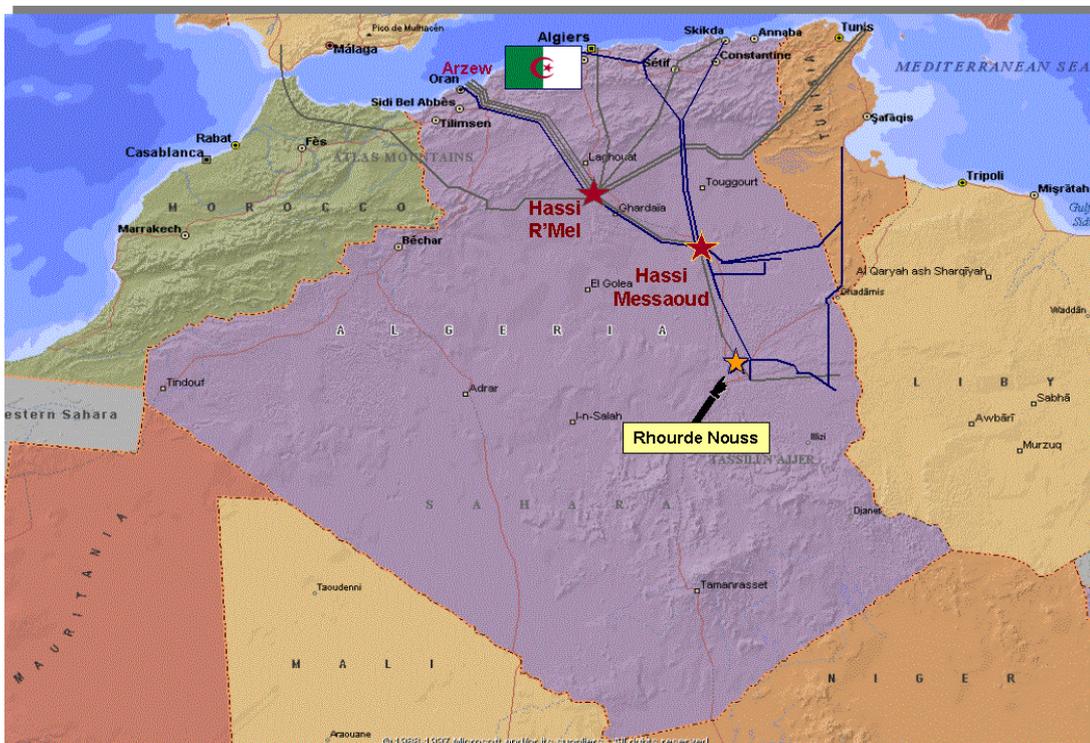


Figure I-1 Situation géographique de la région de Rhourde Nouss

I-2-Situation géologique

I-2-1-Limites géologiques

La région de Rhourde Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique. Elle est limitée: à l'Ouest, par le môle d'Amguid –El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600Km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au Nord, au Nord-est, par le bassin de Ghadamès vers lequel

s'annoient les axes Sud-Ouest Nord Est des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff, au Sud-Est par la partie occidentale de la môle d'Ahara. [2]

I-2-2-Aspect structural

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

Cette structure est de dimension (40 x 30) km², elle est composée de quatre structures différentes comme illustrée dans la figure I.2 :

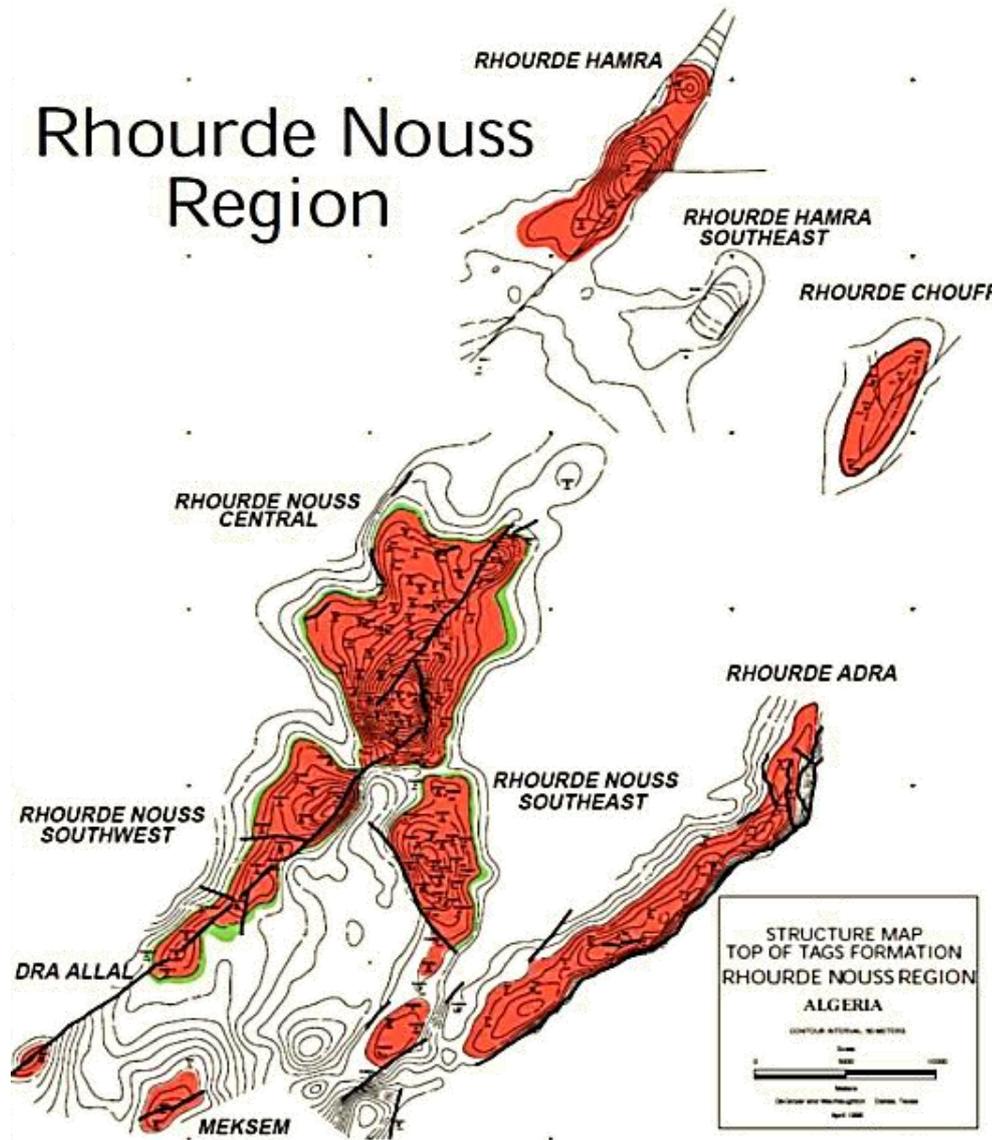


Figure I-2 La structure de la région de Rhourde Nouss

Remarque : La présente étude s'est délimitée sur Rhourde Nouss Centre (RNC). Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de (16 x 8) km² avec une petite structure au Nord-Est de (4 x 2,5) km². Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel sont forés 64 puits. [2]

I-2-3-Aspect stratigraphique

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

- ✓ **Le cénozoïque:** Il n'est représenté que par le Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m.
- ✓ **Le mésozoïque:** Il est représenté par le *crétacé*, le *jurassique* et le *trias* avec une épaisseur totale de 2621m.
- ✓ **Le Paléozoïque:** Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux (BL), le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé.

Dans la région de Rhourde Nouss on distingue, d'après la figure I-3, deux réservoirs importants à savoir :

- ***Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) :***

Il repose sur une surface d'érosion suivie du trias intermédiaire I, essentiellement gréseux et quartzique, comportant des niveaux argileux, dépôt attribué à un milieu marin peu profond.

- ***Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS) :***

Le réservoir TAGS est caractérisé par la superposition de 3 faciès :

- Des grés grossiers à moyens sous forme de micro conglomératiques, galets, stratifications obliques et de couleur beige à blanchâtre. Leur contact basal est érosif et leur granulométrie diminue vers le sommet ;
- Des grés fins beiges ou bruns parfois argileux ;
- Des pyélites et des argiles rouges à versicolores, très localement gris sombre. [3]

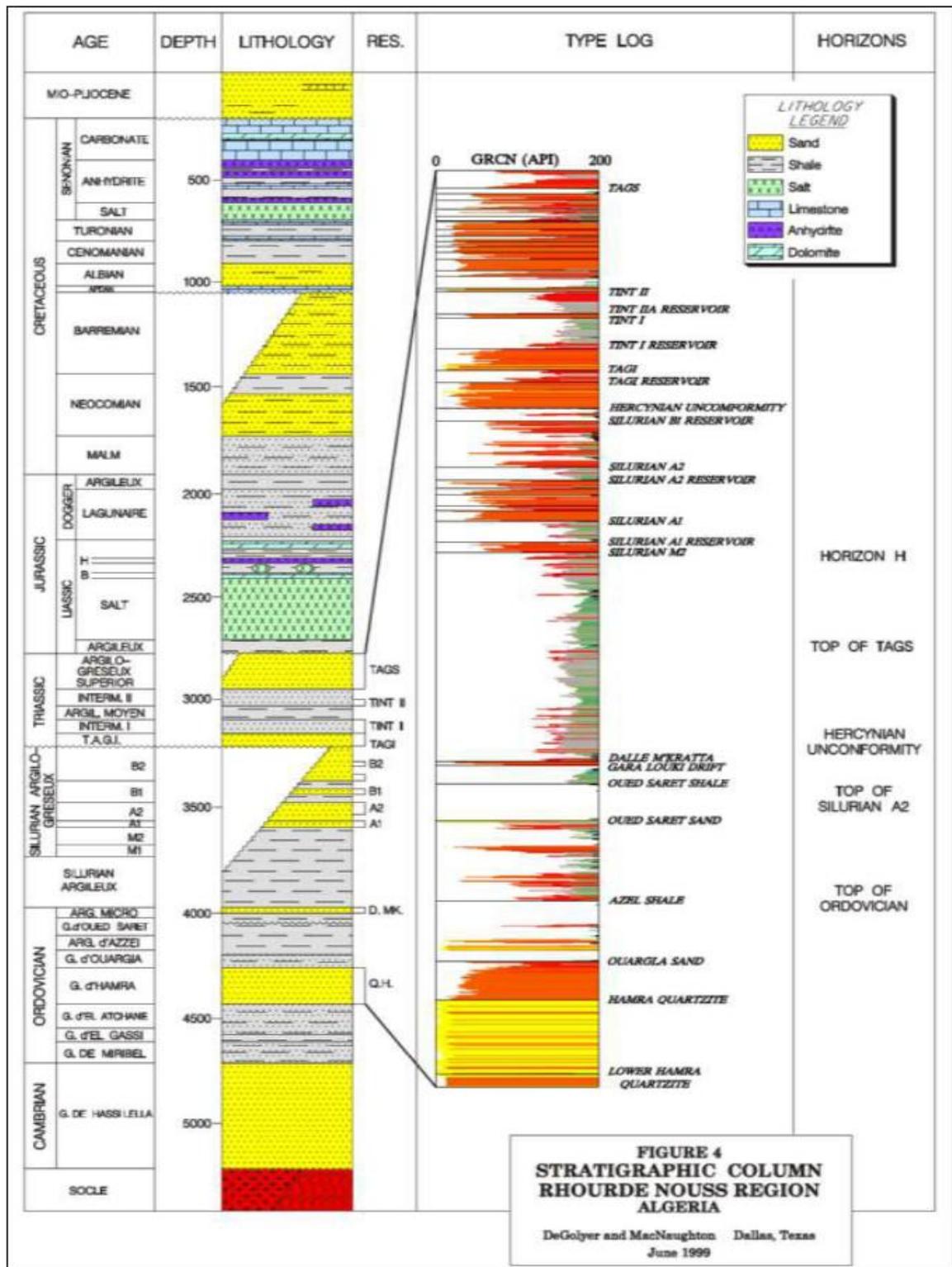


Figure I-3 Coupe stratigraphique de la région de Rhourde Nouss

I-2-4-Aspect pétrolier

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

Le forage profond du puits RN101 sur la structure de Rhoude Nouss a confirmé l'existence de gaz riche en condensat au niveau de cette formation.

Juste après, une trentaine des puits sont réalisés sur d'autres structures dont certains ont été positifs et ont confirmé l'importance de ce réservoir. [3]

I-3-Historique de l'exploitation

Les travaux de recherche sur cette région ont débuté en 1956 par la compagnie ELPASO France Afrique avec l'implantation de HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage, un seul test a été effectué dans le Barrémo–Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs du Trias Gréseux et l'Ordovicien.

Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-Est, où la structure de Rhoude Nouss a été mise en évidence.

En 1962, le sondage RN1 de 2100m de profondeurs a révélé du gaz dans le trias et le Gothlandien. A partir de cette découverte, plusieurs autres puits furent forés...

Donc de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par SONATRACH et les sociétés opératrices le long des 30 dernières années, avec environ 8500Km de sismique postérieur à 1970, et 197 forages au total, dont 79 d'exploration et 118 de développement sur ces puits, 42 tiennent dont les objectifs du Cambro-ordovicien. [3]

I-4-Projet de Quartzite Hamra

L'exploration sur la structure de Hamra a permis de découvrir la présence du gaz au niveau de l'Ordovicien (Quartzites Hamra) objet de notre étude, il est considéré comme un tight réservoir très riche en gaz à condensat.

Cette formation a été rencontrée lors de forages d'exploration dans les structures de Rhoude Nouss, RNSO, RNSE, R-Adra, R-A-Sud, R-A-Centre, Hamra, R-Hamra, RHSE, Meksem, El Katia, EL Mouilah, Draa Allal, d'une superficie estimée à 10 000 km², est une étendue régionale assez importante, voir jusqu'aux confins de la région de Gassi Touil (Nezla, Brides ...).

Une étude sismique 3D a été réalisée dans le cadre du projet intégré Gassi Touil-Rhoude Nouss, cette étude permettra de mieux cerner l'aspect structural des Quartzites Hamra de toute la région de Rhoude Nouss. [2]

I-4-1-Aspect du réservoir

"Le **tight réservoir**" manque d'une définition formelle, et l'utilisation de ce terme change considérablement. La Loi et le Curtis (2002) ont défini les réservoirs tight de basse-perméabilité en ayant des perméabilités moins de 0.1 mD.

Par conséquent, le terme "Tight gas réservoir " a été inventé pour des réservoirs du gaz naturel avec une perméabilité moyenne de moins de 0.1 mD.

Ce réservoir est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argile finement gréseux vers la base. Il est assez épais, environ de 250m ; sa porosité moyenne varie de 2,7% à 4.1% et sa perméabilité est en général inférieure à 0.1 mD. Donc, ce réservoir est très compact avec des caractéristiques pétrophysiques médiocres, seule la présence de fissures ouvertes fera de cette formation un bon réservoir. [1]

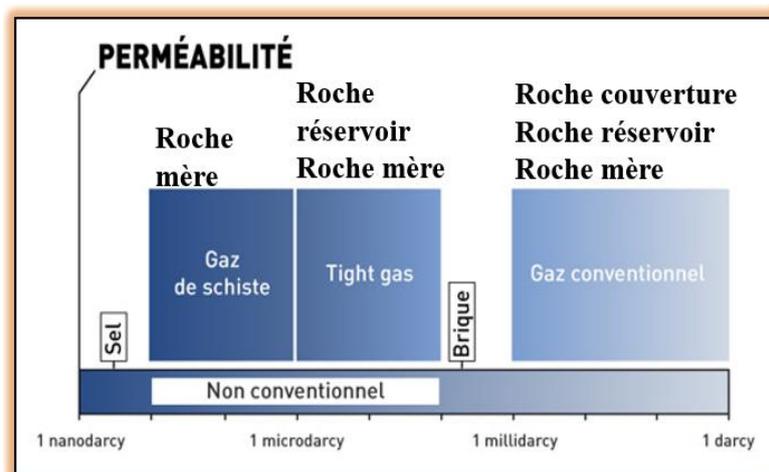


Figure I-4 La différence entre les gaz conventionnel, de schiste et les tight gas.

I-4-2-Bilan des réserves en place évaluées

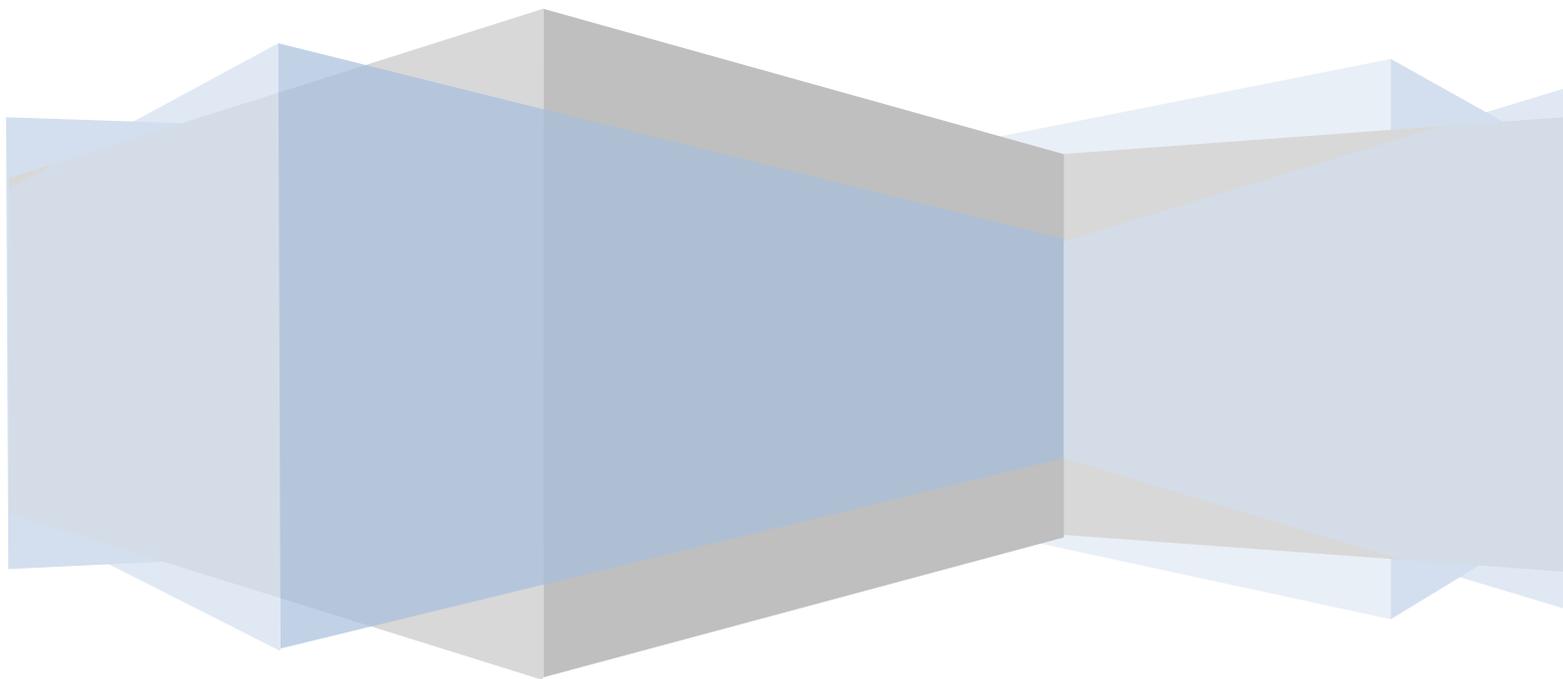
Les réserves prouvées et non prouvées (à découvrir) et la distribution des différents effluents de la région sont montrés dans le tableau suivant :

Tableau I-1 Répartition de réserves totales sur les réservoirs de Rhoude Nouss [2]

Effluents	TAGS	Infra-TAGS	Q.H	TOTAL
GAZ Humide (10^9 m ³)	70%	11%	19%	764.4
CONDENSAT (10^6 Tonne)	66%	11%	23%	151.6
GPL (10^6 Tonne)	75%	12%	13%	80.16
HUILE (10^6 m ³)	46%	51%	3%	255.1

Chapitre II

BASE THEORIQUE DU WELL TEST



CHAPITRE II : BASE THEORIQUE DU WELL TEST

II-1-Introduction

Depuis le forage d'exploration et après plusieurs années de production jusqu'à l'abondant, les puits à huile, gaz ou eau, producteurs ou injecteurs sont soumis à divers tests.

Sur un nouveau puits, lorsque le forage d'avancement rencontre une zone qui semble imprégnée d'hydrocarbures, les opérations de forage sont interrompues pour faire place à un essai de formation aux tiges (DST). C'est le premier test en trou ouvert qui permet de mettre en évidence un débit ou des réserves commercialement intéressantes.

Après une période de production, des essais périodiques sont effectués sur les différents puits en vue d'étudier leurs évolutions, d'évaluer la production cumulée et le taux de récupération ainsi que le mécanisme de drainage.

On voit donc l'importance que revêtent ces divers tests, par conséquent, il sera essentiel que les opérations sur chantier soient réalisées avec le plus grand soin si l'on veut que les résultats obtenus soit utilisables pour des analyses fiables.

II-2-But et principe du Well Test

II-2-1-But

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et le puits. Les résultats d'essais de puits, associés avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir qui sera utilisé pour prédire le comportement du champ selon les conditions opérationnelles. La qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits.

D'une façon générale le but des essais de puits est de :

- ✓ Evaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits ;
- ✓ Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production ;
- ✓ Déterminer le taux de production efficace de chaque puits ;
- ✓ Déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques. [4]

II-2-2-Principe

Le principe de base de l'essai de puits est de provoquer une perturbation (Série de fermetures et/ou ouvertures avec variation de débit) dans le système «réservoir +puits », puis l'enregistrement de la réponse transitoire de la pression. [5]

C'est l'interprétation de ces enregistrements qui fait l'identification du système de la manière suivante :

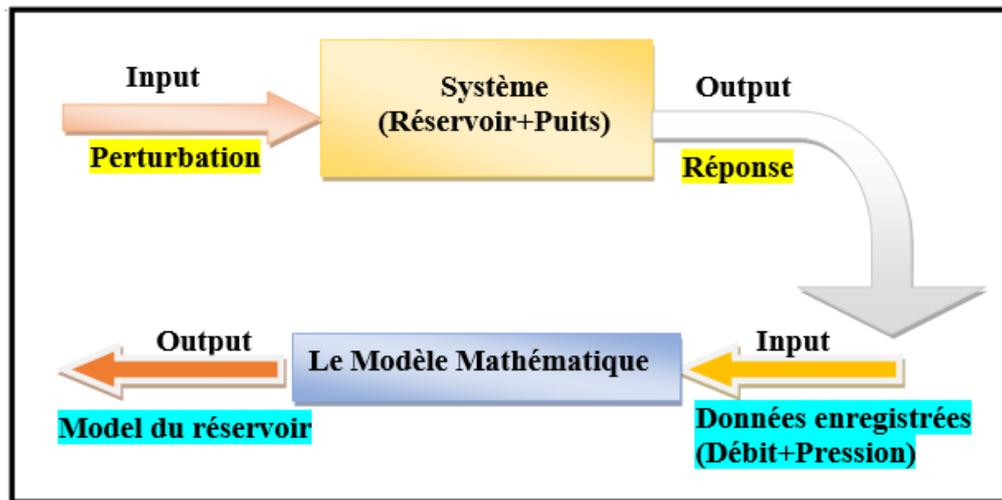


Figure II-1 Schéma du principe du Well Test

II-3-Les types de Well Test (pour les gaz)

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

- Le temps de débit nécessaire peut être plus élevé (18 à 24 heures par exemple).
- Le temps de fermeture est souvent au moins égal à une fois et demi le temps de débit.

Dans le cas où il s'agit de caractériser la dérivabilité de puits en gaz (relation entre le débit produit et la pression au fond de puits pour une pression de gisement donnée) et l'AOF (Absolute Open Flow Potential), il est nécessaire de disposer, d'un point de vue théorique, d'au moins deux débits différents et, d'un point de vue pratique, au moins quatre débits différents.

En effet, l'effet pariétal dépend du débit (il est de la forme $S' = S + qD$ et il faut donc disposer de plusieurs débits pour évaluer cette dépendance. Pour le faire, on utilise généralement l'une des procédures de test pour puits à gaz ci-après :

- ✓ Le back pressure test;
- ✓ Le test isochrone;
- ✓ Le test isochrone modifié.

Tous ces tests se déroulent suivant les étapes suivantes :

1. Dégorgement.
2. Fermeture initiale.
3. Période de débit.
4. Fermeture finale.

Le seul point qui les différencie est la période de débit qui diffère d'un test d'un autre. [6]

II-3-1-Back pressure (flow after flow test)

Il est caractérisé par plusieurs paliers de débit, en général 04, (pour lever toute ambiguïté sur le tracé de la droite,).

- ✓ Chacun a un débit constant ;
- ✓ Chacun est suffisamment long pour atteindre théoriquement le régime pseudo-permanent ;

Les paliers étant choisis dans le sens croissant ou décroissant selon le contexte et les autres objectifs du test.

En cas de débit croissant, le back pressure test doit impérativement être précédé d'un dégorgement à un débit supérieur au débit maximum qui sera utilisé pendant le test afin d'être dans des conditions de nettoyage identiques pour chaque débit. [6]

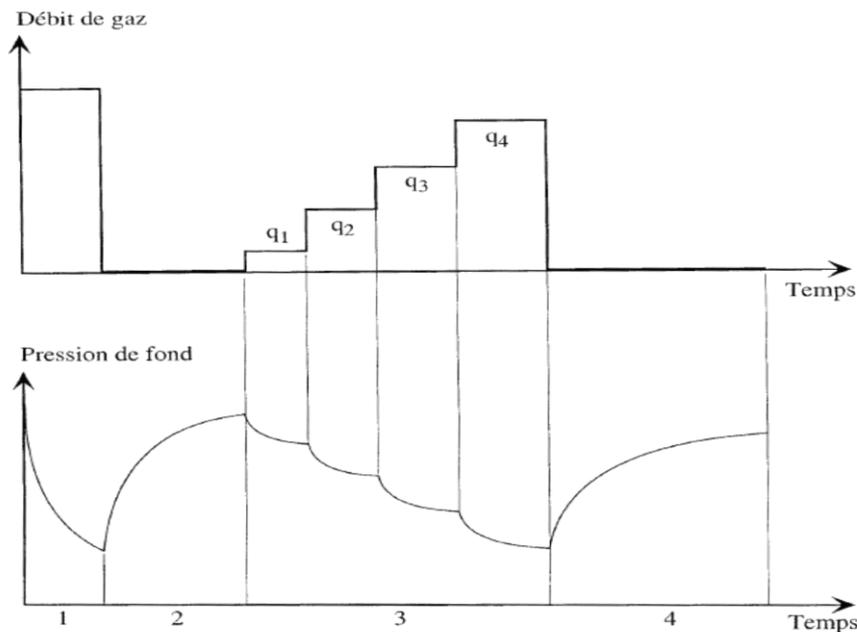


Figure II-2 L'enregistrement du débit et de la pression dans le flow after flow test

II-3-2-Isochrone

Il est caractérisé par une succession de phases "débit-fermeture" (en général 4) :

- ✓ Chacune a un débit constant ;
- ✓ Les temps de débit étant identiques pour chaque palier, le dernier étant prolongé jusqu'à atteindre le régime pseudo-permanent ;
- ✓ Le temps de fermeture entre deux débits consécutifs étant suffisamment long pour que la pression en fond de puits remonte à chaque fois jusqu'à la pression initiale c'est à dire la pression de gisement). [6]

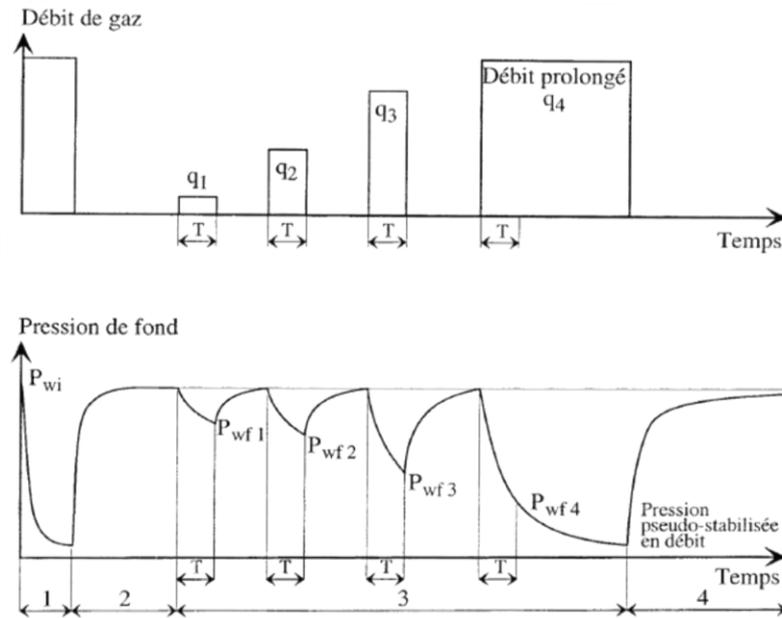


Figure II-3 L'enregistrement du débit et de la pression dans le test isochrone

II-3-3-Isochrone Modifié

Il est caractérisé par une succession de phases "débit-fermeture" (en général 4)

- ✓ Chacune a un débit constant ;
- ✓ Les temps de débit étant identiques pour chaque palier, le dernier étant prolongé jusqu'à atteindre le régime pseudo-permanent ;
- ✓ Chaque temps de fermeture étant égal au temps d'un palier de débit ;
- ✓ Le déroulement est donc identique au test isochrone, si ce n'est que les temps de fermeture intermédiaires qui sont égaux aux temps de débit ; la pression en fond lors des phases de fermeture ne remonte donc pas jusqu'à la pression initiale. [6]

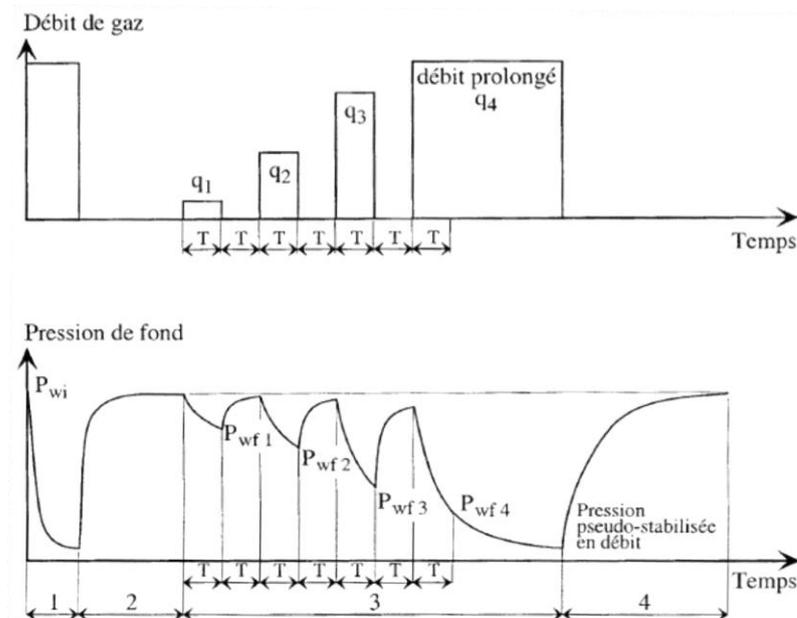


Figure II-4 L'enregistrement du débit et de la pression dans le test isochrone modifié

II-4- Comportement de l'écoulement des gaz à condensat

II-4-1-Comportement en Draw Down (puits en production)

La performance du réservoir pendant la production d'un puits de gaz à condensat peut être décrite comme suit :

- **Étape 1** : le gaz dans le réservoir est monophasique.

Pour $p_{wf} > p_D$, le fluide de réservoir existe en tant que gaz monophasique.

- **Étape 2** : le gaz est mobile alors que liquide est immobile.

Lorsque la pression de fond p_{wf} baisse au-dessous de la pression de rosée p_d , du condensat se forme aux abords du puits avec une saturation au-dessous de la saturation critique et reste immobile.

- **Étape 3** : le gaz et le condensat sont mobiles.

Alors que la production continue, le condensat s'accumule jusqu'à ce que la saturation en condensat dépasse la saturation critique dans la zone proche du puits. De ce fait, le condensat devient mobile.

Comme le profil de saturation liquide continue d'augmenter en ampleur et en distance radiale, un régime permanent (steady state) sera éventuellement atteint et dans lequel le volume de liquide condensé est égal au volume de liquide produit.

- **Étape 4** : la pression du réservoir et p_{wf} sont au-dessous du point de rosée.

La condensation du liquide se produit dans tout le réservoir.

En se basant sur des études antérieures, Fevang et Whitson (1996) ont proposé un modèle simple mais précis pour l'écoulement du gaz à condensat vers un puits producteur dans un réservoir subissant une déplétion. Sur la base de ce modèle, l'écoulement des fluides peut être divisé en trois grandes régions d'écoulement (figure II-5) :

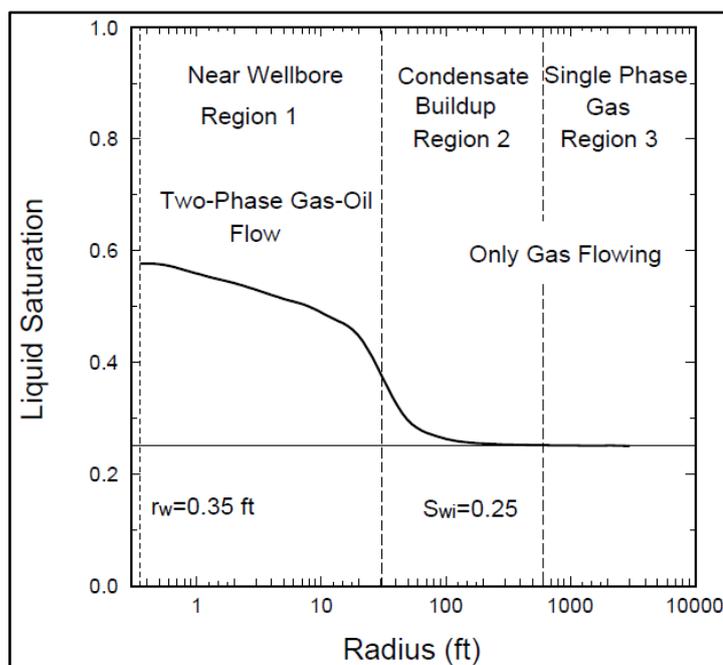


Figure II-5 Différentes régions d'écoulement des gaz à condensat A.

- **Région 1 :**

Une région interne proche du puits où la saturation en condensat 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 condensat. 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 P_d .

- **Région 2 :**

Une zone d'accumulation du condensat où seul le gaz circule. Dans cette région la pression est inférieure à la pression de rosée mais la saturation en condensat est inférieure à la saturation critique. En d'autres termes, la région 2 est la région de l'accumulation nette du condensat. En raison de l'accumulation de condensat, 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. [7]

Remarque :

Réellement la saturation du condensat 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-région 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, (figureII-6)

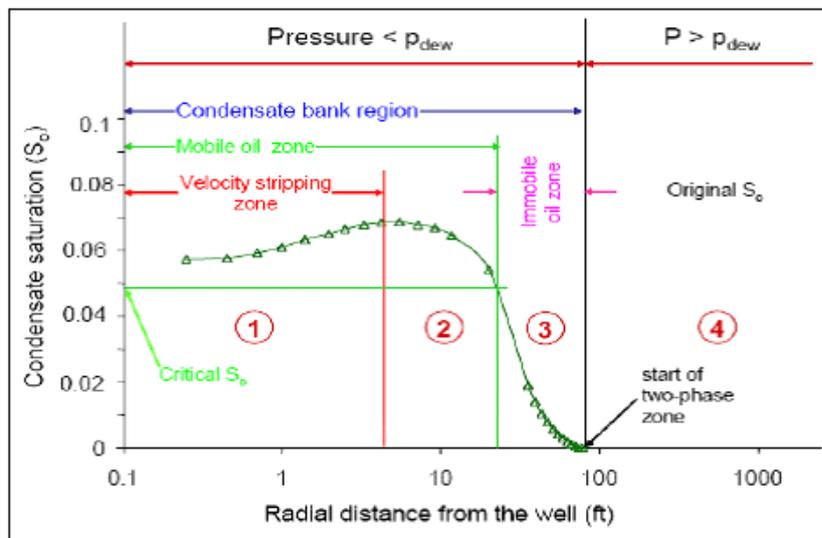


Figure II-6 Différentes régions d'écoulement des gaz à condensat B.

II-4-2-Comportement en buildup (puits fermé)

Pendant la production, comme nous l'avons mentionné précédemment, la composition globale du gaz à condensat change, si bien qu'il devient plus riche en composants lourds. Si le puits est fermé, le condensat accumulé autour du puits en production peut ne pas se vaporiser. Dans une dérivation théorique, Economides et al. (1987) ont déterminé les conditions sous lesquelles une hystérésis de la saturation en condensat se produira. Bien que les données PVT du gaz à condensat d'origine indiquent une revaporisation du liquide à la pression de fermeture, l'accumulation du condensat peut empêcher la réversibilité du phénomène. Roussennac (2001) 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 condensat à une huile volatile. Novosad (1996) a également montré dans des simulations numériques que lors de la déplétion d'un gaz à condensat pauvre, le fluide se trouvant près du puits peut changer d'un gaz à condensat en un autre gaz à condensat proche du point critique puis en huile

volatile. En résumé, la thermodynamique et le comportement des gaz à condensat pendant la période de fermeture dépendent de la composition globale, la saturation et la pression du condensat au moment de la fermeture des puits. Ainsi, la fermeture des puits après une accumulation du condensat n'est pas une bonne stratégie pour atténuer l'effet de blocage du condensat car la saturation en huile volatile augmentera avec l'augmentation de la pression.[7]

II-5- L'effet du Condensate Banking sur la production

Le Phénomène de « Condensate Banking » peut avoir un effet significatif sur la productivité et la durée de vie d'un puits. Lors de notre stage pratique, nous avons remarqué la conséquence que peut engendrer ce phénomène. La figure suivante montre les courbes de pression en fonction du débit du puits RNZ118 prise lors des tests en 2011 et en 2015.

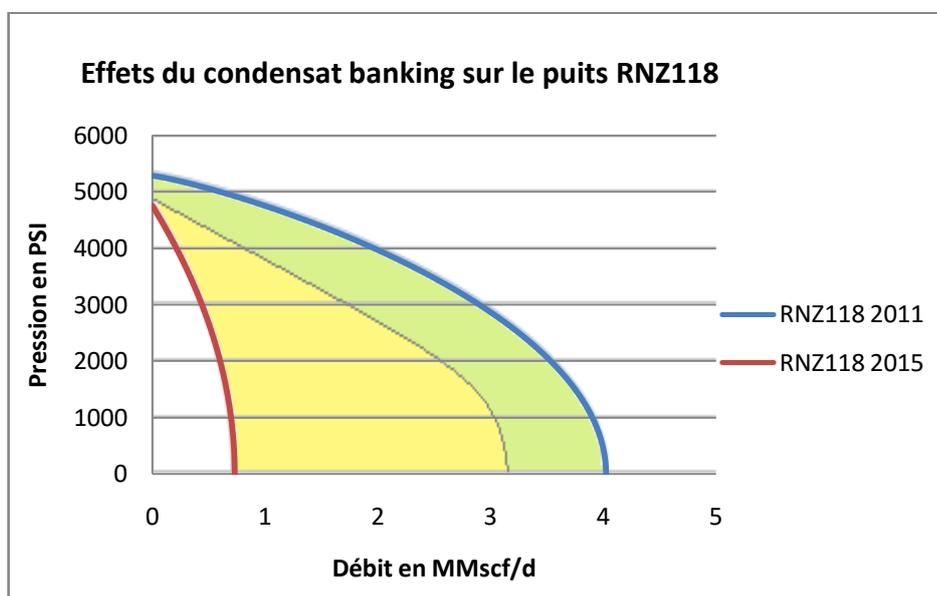


Figure II-7 Etude de l'effet du condensate banking sur le puits RNZ118

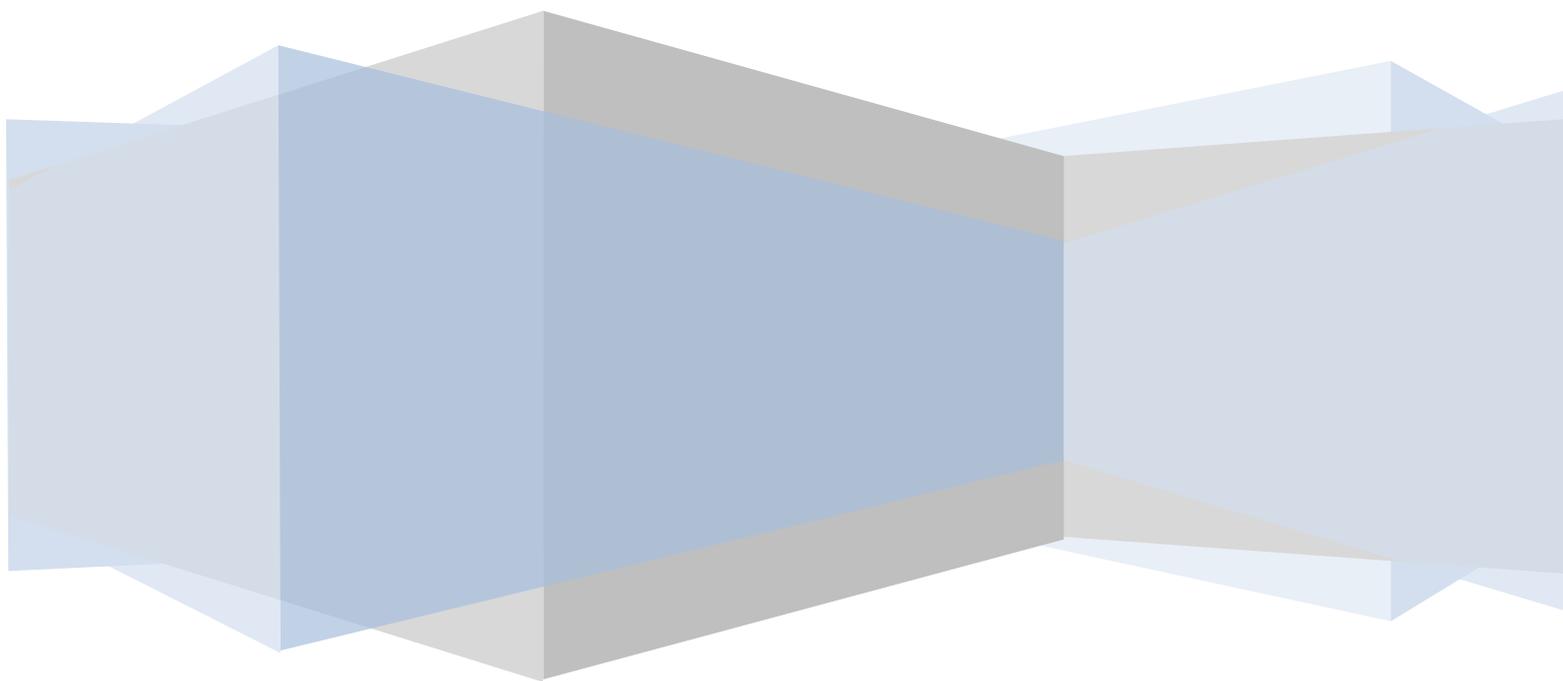
On remarque le grand déclin de débit produit pour une simple chute de pression. La production est passée de 109741 sm^3/J en 2015 à 17464 sm^3/J en 2011, ce qui correspond à un déclin de 23069 sm^3/an .

La cause de cette chute de production est due non seulement à la chute de pression du réservoir (voir la zone verte sur la figure II-8) mais aussi au phénomène de « Condensate Banking » (voir la zone jaune sur la figure II-8) qui est en grande partie la cause principale du déclin de débit.

Enfin on constate que ce phénomène affecte grandement la production des puits et nécessite une grande attention pour le ralentir et réduire ces conséquences.

Chapitre III

LES METHODES D'INTERPRETATION



CHAPITRE III : LES METHODES D'INTERPRETATION

III-1-Introduction

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

III-2-Procédure d'interprétation

III-2-1-Diagnostique

Cette phase consiste à déterminer et délimiter les différents régimes d'écoulements observés au cours de l'essai. La détermination de ces régimes permet de déterminer la configuration réservoir-puits qui sera ensuite utilisée dans l'interprétation.

L'outil de diagnostic le plus puissant et le plus couramment utilisé est la dérivée de la pression, les courbes types sont aussi utilisées comme moyen de diagnostic.

III-2-1-1- Traitement des données

- ✓ Préparer les différentes données (PVT, pétro-physiques et puits) ;
- ✓ Préparer les données dans le format approprié, téléchargement des données, et choix d'une gauge pour l'analyse ;
- ✓ Synchroniser les données de pression et de débit et déterminer t_0 et p_{wf} correspondants.

III-2-1-2- Identification des différents régimes d'écoulement

Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression :

- ✓ Extraire le build-up période et générer les graphes log-log et semi-log ;
- ✓ Calculer le kh, le skin et le Wellbore Storage.

Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits.

III-2-2-Interprétation

Une fois les régimes d'écoulement définis, on passe à l'étape de l'interprétation par l'utilisation des différentes méthodes (la dérivée de la pression, les méthodes conventionnelles et les courbes types).

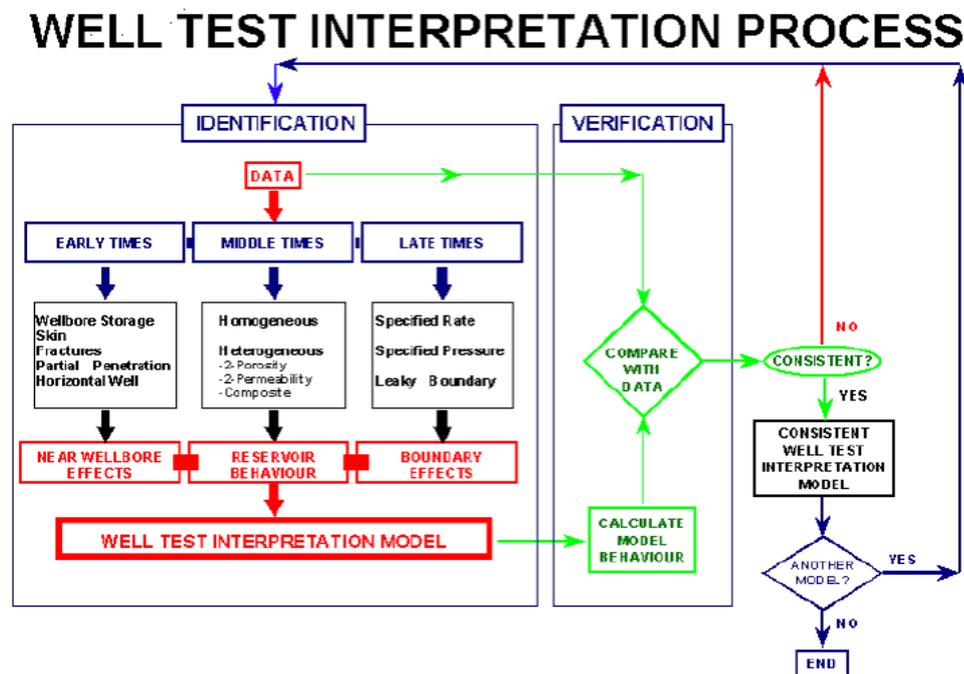
L'interprétation a pour but la quantification des paramètres de la configuration réservoir puits.

III-2-3-Validation

L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.

Un dernier ajustement des paramètres est la plupart du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements. [8]

III-3- Processus de l'interprétation du Well Test



Courtesy of A. Gringarten

Figure III-1 Process de l'interprétation du Well Test [9]

III-4-Principaux obstacles lors de l'interprétation

- ✓ Wellbore Storage variable ;
- ✓ Difficulté de caler la période représentant l'effet de capacité du puits ;
- ✓ Non unicité du modèle réservoir/puits/limites qui matche les données observées ;
- ✓ La régression automatique pour l'amélioration de la qualité du match n'est pas toujours utile ;
- ✓ Plusieurs variables utilisées durant la régression (C , C_i/C_f , Δt , Skin, Paramètres du composite radial, Paramètres de double porosités...) ;
- ✓ Certaines signatures sur les courbes log-log de la dérivée de pression ne peuvent être définies par les modèles analytiques ;
- ✓ Les perturbations et la mauvaise qualité des données ;

- ✓ La courte durée d'enregistrement insuffisante pour extraire des informations et identifier les limites du réservoir surtout pour un tight réservoir.

III-5-Equations de base dans l'interprétation du well test

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides et de la thermodynamique :

III-5-1-La Compressibilité

La compressibilité d'un matériau est définie par le changement relatif du volume de ce matériau par unité de variation de pression à température constante :

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (3.1)$$

- *Compressibilité totale d'un réservoir pétrolier*

Dans un réservoir pétrolier, plusieurs éléments sont compressibles ; l'huile, le gaz, l'eau, les pores... Lors d'une décompression, le fluide est produit par :

- Expansion des fluides :

$$\text{Huile :} \quad \Delta V_o = -C_o S_o V_p \Delta p \quad (3.2)$$

$$\text{Gaz :} \quad \Delta V_g = -C_g S_g V_g \Delta p \quad (3.3)$$

$$\text{Eau :} \quad \Delta V_w = -C_w S_w V_p \Delta p \quad (3.4)$$

- Diminution des volumes des pores V_p .

La compressibilité globale d'un élément unitaire du volume poreux est due à l'ensemble de ses éléments compressibles :

$$C_t = C_o S_o + C_g S_g + C_w S_w + C_p \quad (3.5)$$

III-5-2-L'équation de diffusivité

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie à partir de deux lois et une équation d'état :

- *Loi d'écoulement :*

La loi utilisée pour décrire la circulation des fluides est la loi de Darcy. Elle n'est pas applicable macroscopiquement sur la durée de l'essai : le débit vient de varier, le fluide ne peut pas être considéré comme incompressible.

Mais elle est appliquée microscopiquement pendant un intervalle de temps durant lequel les différents paramètres et le débit peuvent être considérés comme constants.

L'expression utilisée est :

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \overrightarrow{\text{grad } p} \quad (3.6)$$

- **Loi de conservation de la masse :**

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées et sorties pendant l'intervalle de temps :

$$\text{div } \rho \vec{V} + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \quad (3.7)$$

- **Equation d'état :**

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente du fluide mobile :

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (3.8)$$

Considérons maintenant l'équation de conservation de la masse (3.7). Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy et l'équation d'état (3.8). Et moyennant les deux hypothèses :

- Compressibilité des fluides faible et constante : c'est le cas pour un liquide, pas pour un gaz ;
- Gradients de pression faibles : c'est le cas dans les réservoirs où les vitesses d'écoulement sont faibles.

On obtient l'équation de diffusivité en écoulement radial circulaire :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad (3.9)$$

III-5-3-L'équation de diffusivité pour les fluides compressibles « gaz »

On sait que l'équation de diffusivité pour un puits d'huile est fondée sur plusieurs hypothèses qui sont les plus souvent inacceptables dans un puits à gaz (Compressibilité faible et constante, viscosité constante, gradients de pression faible...). [8]

Dans un puits à gaz la compressibilité et la viscosité varient avec la pression.

L'équation d'état pour un gaz s'écrit :

$$PV = ZnRT \quad (3.10)$$

"Z" est le facteur de compressibilité du gaz.

La compressibilité de gaz s'exprime par :

$$C_g = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (3.11)$$

On remplace par l'équation (3.10), C_g devient :

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \quad (3.12)$$

Pour un gaz réel la compressibilité est définie en fonction de la pression, pour un gaz idéal Z est égale 1, donc la compressibilité est écrite comme suit :

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (3.13)$$

La combinaison des trois équations (Darcy, l'équation d'état, Conservation de masse) donne pour l'équation de diffusivité d'un gaz:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{P}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{P}{\mu Z} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad (3.14)$$

III-5-4-La résolution de l'équation de diffusivité

L'équation qui décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction du temps et de la distance au puits est obtenue en résolvant l'équation de diffusivité avec plusieurs conditions aux limites. Ces conditions aux limites décrivent :

- L'état des pressions au début de l'essai ;
- Les limites du réservoir ;
- L'état du puits.

En fonction des conditions aux limites, l'équation peut être résolue pour les différents régimes d'écoulement : Transitoire, Pseudo Permanent et Permanent.

Mais avant de le faire, nous devons aborder les notions suivantes :

III-5-4-1-Le Skin

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

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

Donc le skin global est donné par :

$$S' = S + qD \quad (3.15)$$

" D " est coefficient d'écart à la loi de Darcy, pour connaître S et D il faut mesurer ce skin global à plusieurs débits. [8]

III-5-4-2-La pseudo pression

Pour les fluides compressibles on dérive l'équation de diffusivité en terme de la pseudo pression ou en terme du carré de la pression.

La pseudo pression a été calculée pour chaque point de pression, leur évolution est déterminée à partir d'un graphe $\mu Z = f(P)$. [10]

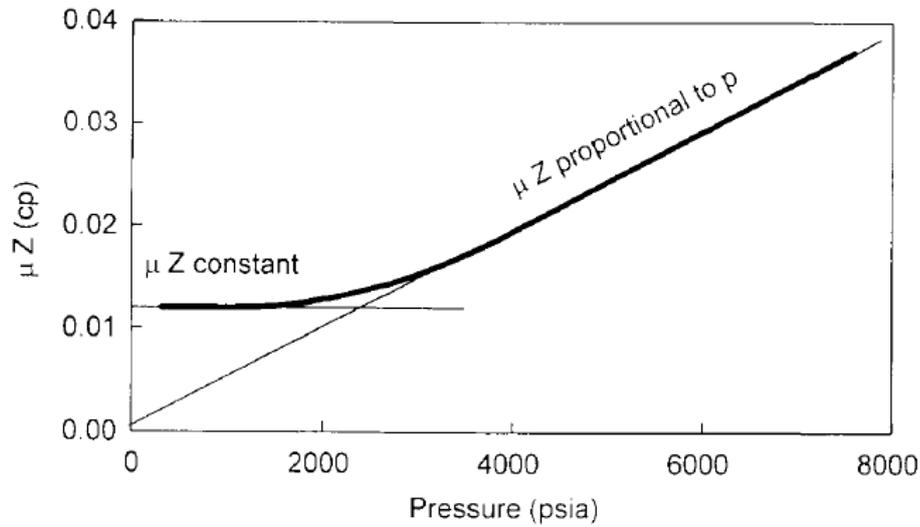


Figure III-2 La variation isotherme de $\mu Z = f(P)$

Tableau III-1 Expression du pseudo pression en fonction de la valeur de pression.

$P < 2000 \text{ psia}$	$2000 < P < 3000$	$P > 3000 \text{ psia}$
$\mu Z = \text{constant}$ La pseudo-pression est exprimée : $m(P) = \frac{2}{\mu Z} \int_{P_{ref}}^P P dP$ $= \frac{P^2 - P_{ref}^2}{\mu Z}$	$m(P) = 2 \int_{P_{ref}}^P \frac{P}{\mu Z} dP$	μZ varie linéairement avec la pression, le comportement du gaz est similaire à celui d'huile. $m(P) = \frac{2P}{\mu Z} \int_{P_{ref}}^P dP$ $= (P - P_{ref}) \frac{P}{\mu Z}$

III-5-4-3- Les grandeurs sans dimension

Tableau III-2 Les expressions des grandeurs sans dimension en unités métriques et US [10]

Grandeurs sans dimension	En unités métriques	En unités US
La pression p_D	$p_D = \frac{kh}{1842qB\mu} \Delta p$	$p_D = \frac{kh}{142,2qB\mu} \Delta p$
Le temps t_D	$t_D = \frac{3,604 \cdot 10^{-6} k}{\phi \mu c_t r_w^2} \Delta t$	$t_D = \frac{0,000264k}{\phi \mu c_t r_w^2} \Delta t$
Le rayon r_D	$r_D = \frac{r}{r_w}$	$r_D = \frac{r}{r_w}$

L'équation de diffusivité en grandeurs sans dimension s'écrit :

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)}{\partial r_D} = \nabla^2 p_D = \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \quad (3.16)$$

III-5-4-4- La solution « line source »

→ Condition initiale : le réservoir est à pression initiale.

$$p_D = 0 \text{ pour } t_D < 0$$

→ Condition au puits : le débit est constant, le puits est une 'line source'.

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = -1 \quad (3.17)$$

→ Condition aux limites : le réservoir est infini.

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p_D = 0 \quad (3.18)$$

La solution s'appelle l'exponentielle intégrale. [11]

$$p_D(t_D, r_D) = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (3.19)$$

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (3.20)$$

III-6-Les méthodes d'interprétation

Les méthodes d'interprétation des essais de puits se divisent en deux grandes familles :

- Méthodes conventionnelles
- Méthodes modernes

A l'intérieur de ces deux grandes familles, les méthodes dépendent de la nature du puits, de celle du réservoir et des limites du réservoir.

III-6-1-Méthodes Conventionnelles

Les méthodes conventionnelles ont été mises au point à partir des années 30.

Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70 qui ont vu l'arrivée des méthodes modernes. Ces méthodes consistent à tracer les droites et pentes correspondant à chaque type d'écoulement ensuite utiliser les équations adéquates pour calculer les paramètres du puits et du réservoir. Le diagnostic du type d'écoulement est donc nécessaire. [8]

Ces méthodes sont limitées et présentent des inconvénients dont on peut citer :

- ✓ Difficultés de diagnostiquer un écoulement ;
- ✓ Plusieurs données ne sont pas prises en compte ;
- ✓ Difficulté de tracer la bonne droite.

III-6-2-Méthodes modernes

Les méthodes modernes sont apparues dans la littérature pétrolière dans les années 70, tel que la planche des courbes types, la dérivée de pression et la déconvolution.

III-6-2-1-Les courbes types

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction du temps à l'échelle logarithmique pour une configuration réservoir-puits donnée. Elle est générée à l'aide d'un modèle analytique et est représentée en grandeur adimensionnelle.

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent de l'effet d'écrasement lié à la représentation logarithmique (difficulté d'observer les faibles variations relatives de la pression).

III-6-2-2-La dérivée

La dérivée apparaît comme un outil de diagnostic très puissant pour différencier les régimes d'écoulement observée au cours d'un essai de puits.

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient aux inconvénients des courbes types tout en exploitant leur avantage.

La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

Chaque type d'écoulement présente un faciès (une droite de pente connue) caractéristique de la dérivée, ce qui en fait un outil puissant de diagnostic.

Le seul inconvénient de la dérivée est le bruit du signal qui nécessite des algorithmes de lissage pour s'en affranchir. Cela rend difficile son calcul manuelle. [7]

III-6-2-3- La Déconvolution

Dans notre travail on va s'intéresser à la dérivée de pression et à la déconvolution puis on compare les résultats. Ce sont les méthodes les plus récentes et présentent des résultats de bonne précision.

Ces dernières années, des techniques de déconvolution ont été utilisées de plus en plus dans l'interprétation des essais de puits. La déconvolution est un procédé algorithmique destiné à inverser les effets de la convolution.

La déconvolution permet de reconstruire une réaction équivalente du réservoir à un débit constant pour tout l'historique de production.

La puissance des analyses des essais de puits a progressé récemment avec l'introduction d'un algorithme efficace de déconvolution en 2001 par Shroeter et al, la déconvolution convertit les données variables débit-pression en un draw-down à débit constant avec une durée égale à la durée totale du test.

Cela permet d'avoir plus de données disponibles pour l'interprétation et aide beaucoup à l'identification du modèle d'interprétation. La déconvolution est utilisée pour :

- ✓ Supprimer l'effet de wellbore Storage et arriver plus rapidement au régime radial infini ;
- ✓ Convertir un historique de production contenant des perturbations en un draw-down idéal prêt à être interpréter ;
- ✓ Déterminer la limite de réservoir qui n'apparaît pas dans un seul buildup.

Dans notre travail on s'intéresse à la déconvolution puis on compare les résultats avec la méthode dérivative, les résultats obtenus sont de bonne précision.

Les modèles analytiques sont développés sur l'hypothèse d'une production parfaitement constante 'les courbe draw-down', mais en réalité, la production d'un puits n'est plus constante, les débits varient avec le temps, et les réponses de production ne sont généralement pas stables ce qui explique l'interprétation des buildup seulement.

Autrement dit, si on extrait les données déconvoluées d'une réponse de pression réel, on sera en mesure d'avoir une plus longue réponse, ou une réponse de même longueur pour un test plus court.

Trois composantes sont ajustées dans un processus de régression non linéaire, pour minimiser la fonction objective à 3 composantes :

- ✓ La première composante principale de cette fonction est la déviation entre le modèle convolué et les données de pression, ces données de pression peuvent être prises complètement ou une série dans un intervalle de temps ou la pression est considérée comme fiable, typiquement, les buildup successifs sont considérés comme de bons candidats ;
- ✓ La deuxième composante de cette fonction est la courbure totale de la dérivées de la réponse, si plusieurs dérivés de réponse donnent un bon calage, en prend toujours la plus simple ;
- ✓ La troisième est la dernière composante est la modification dans les débits pour obtenir un bon calage. [13], [14]

III-7-Les modèles théoriques de réservoir

III-7-1- Les types des modèles théoriques influençant sur l'interprétation

Lors de l'interprétation des résultats d'un well test, plusieurs facteurs manipule l'allure des courbes Log-Log et semi-log ainsi que la déconvolution obtenues. Ces facteurs appelés les modèles théoriques ou analytiques du réservoir et ils dépendent principalement de :

- ❖ **Types de puits** : que ce soit vertical ou horizontal, ouvert ou à entrée limitée..., c'est ce qu'on appelle *les modèles de puits*.
- ❖ **Caractéristiques de formation (réservoir)** : que ce soit homogène, sous forme de deux couches, fissuré, ...etc. Donc les caractéristiques de réservoir à savoir la perméabilité k, la hauteur h et... Jouent un rôle important sur l'orientation de l'allure de la dérivative. C'est ce qu'on appelle *les modèles de réservoir*.
- ❖ **Nature des limites de réservoir** : le réservoir peut être infini (sans limites), entouré par des faille étanches ou non, ou fermé carrément... et ça fait changer totalement l'allure de la dérivative et c'est le problème majeur dans l'interprétation du well test dont la déconvolution sert à résoudre. C'est ce qu'on appelle *les modèles limites*.

Le tableau III-3résume tous les modèles existants ainsi que leurs régions d'influence (Early, Middle ou Last time). [8] [12]

Tableau III-3 Les modèles théoriques d'un réservoir pétrolier.

La région (Time)	Modèle de	Les types de modèles existants	
1 ^{er} Région (Early Time)	Puits	<ul style="list-style-type: none"> • Avec wellbore storage et Skin. • Avec des fractures verticales conductivité infinie. • Avec des fractures verticales conductivité finie. • En pénétration partielle (A entrée limitée). • Puits horizontaux. 	
2 ^{ème} Région (Middle Time)	Réservoir	<ul style="list-style-type: none"> • Homogène. • Double porosité. • Double perméabilité (réservoir bicouche). • Composite radial. • Composite linéaire. 	
3 ^{ème} Région (Last time)	Limite (des réservoirs)	<ul style="list-style-type: none"> • Une seule faille. • Wedge (intersection de deux failles). • Canal (deux failles parallèles) 	Etanche Pression constante
		<ul style="list-style-type: none"> • Réservoir fermé (limites circulaires Rectangulaires). 	Etanche Pression constante Sans limites

III-7-2- Définitions des principaux modèle existants

III-7-2-1-Les modèles de puits

- *Wellbore Storage et Skin* : le puits est généralement caractérisé par une constante W.B.S. qui régit la production due à la décompression / compression du fluide lorsque le puits est ouvert ou fermé.

- *Avec des fractures verticales conductivité infinie* : Le puits intercepte un seul plan de fracture verticale. Le motif des lignes d'écoulement est perpendiculaire à la fracture et la

réponse transitoire de pression définit un écoulement linéaire dans le réservoir. Le puits est au centre de la fracture et il n'y a pas de pertes D_p sur la longueur de la fracture.

- *Avec des fractures verticales conductivité finie* : Le puits intercepte un seul plan de fracture verticale. Le motif des lignes d'écoulement est perpendiculaire à la rupture et le long de la longueur de la fracture. La réponse transitoire de pression définit les flux bilinéaires dans le réservoir. Le puits est au centre de la fracture et il y a des pertes D_p le long de la fracture.

- *En pénétration partielle (A entrée limitée)* : Le puits produit à partir d'un intervalle perforé plus petit que l'intervalle totale de la zone utile. Ce qui produit un écoulement sphérique ou hémisphérique en fonction de la position de l'intervalle ouvert par rapport à la tige et les limites inférieures.

- *Puits horizontaux* : Le puits est strictement horizontal et la partie verticale ou inclinée n'est pas perforée. Il n'y a pas d'écoulement parallèle au puits horizontal. Les deux parties inférieure et supérieure de la formation sont étanches.

III-7-2-2-Les modèles de réservoir

- *Homogène* : Le réservoir est homogène, isotrope et présente une épaisseur constante.

- *Double porosité* : Deux milieux poreux distincts sont en interaction dans le réservoir : la « le bloc matriciel » avec un grand emmagasinement et une faible perméabilité et « le système de fissures » avec un faible emmagasinement et une perméabilité élevée.

- *Double perméabilité (réservoir bicouche)* : C'est un réservoir stratifié où les couches ayant des caractéristiques différentes peuvent être identifiées et regroupées en deux milieux poreux distincts, elles sont en interaction avec leur porosité et perméabilité. Le double comportement de perméabilité est observé lorsqu'un écoulement établit dans le réservoir entre les deux milieux poreux (couches principales).

- *Composite radial* : Le puits est au centre d'une zone homogène circulaire de rayon r_i (région interne), communiquant avec un réservoir homogène infini (région externe). Les zones intérieures et extérieures ont des réservoirs et /ou des propriétés de fluide différents. Il n'y a pas de perte de pression au niveau de l'interface radiale r_i .

Ce modèle se caractérise par un changement dans la mobilité et dans la capacité d'emmagasinement la direction radiale.

- *Composite linéaire* : Le puits est dans un réservoir infini homogène, mais dans un sens, il y'a un changement dans le réservoir et / ou les propriétés du fluide. Il n'y a pas de perte de pression à l'interface linéaire. Ce modèle se caractérise par un changement dans la mobilité et dans la capacité d'emmagasinement dans la direction linéaire.

III-7-2-3- Les modèles des limites

• *Une seule faille* : Une seule faille linéaire située à une certaine distance du puits de production, limite l'extension de réservoir dans une direction (d'étanchéité), ou fournit un support de pression dans une direction (pression constante d'entraînement de l'eau).

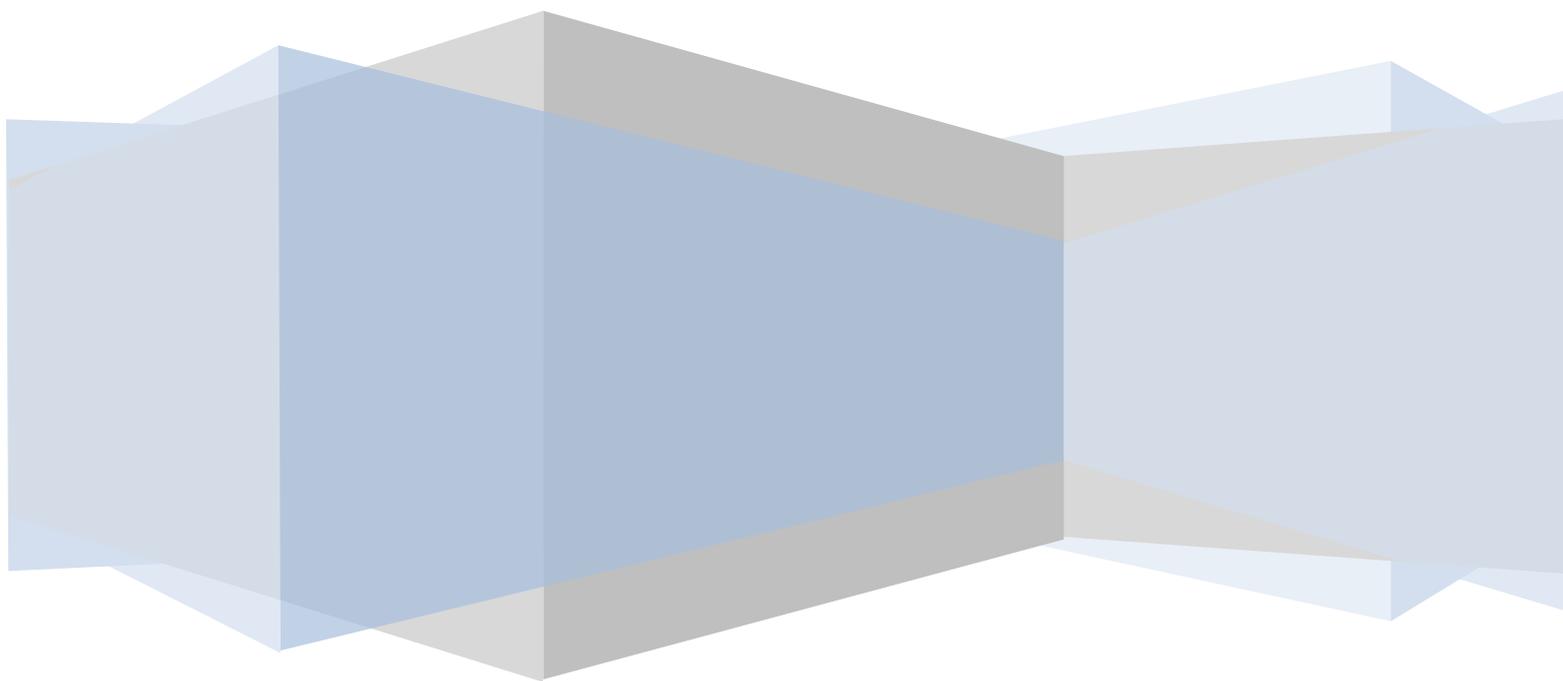
• *Wedge (intersection de deux failles)* : Deux intersections des frontières, d'étanchéité ou de pression constante, située à une certaine distance du puits de production, limitent l'extension du réservoir en deux directions. L'angle θ d'intersection est toujours inférieur à 180° . Le puits est dans une position quelconque entre les deux barrières.

• *Canal (deux failles parallèles)* : Deux limites parallèles, d'étanchéité ou d'une pression constante, situées à une certaine distance du puits de production, limitent l'extension du réservoir en deux directions opposées. Dans les autres directions, le réservoir a une ampleur infinie. Le puits est dans une position quelconque entre les deux frontières.

• *Réservoir fermé* : Le comportement du système fermé est caractéristique des réservoirs bornés. Seulement la forme du réservoir rectangulaire est ici considérée et chaque côté peut être soit une barrière d'étanchéité, une limite de pression constante ou à l'infini (à savoir : pas de limite). [8] [15]

Chapitre IV

CARACTÉRISATION DU RESERVOIR



CHAPITRE IV : CARACTÉRISATION DU RESERVOIR

IV-1-Introduction

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

IV-2-Le Logiciel Kappa Saphir

IV-2-1- Présentation

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

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

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

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

IV-2-2- Description et utilisation

Lorsqu'on lance le logiciel Saphir en cliquant sur son icône, il apparait l'interface représenté dans la figure IV-1 :



Figure IV-1 L'interface du logiciel kappa Saphir 4.10.02

Pour ouvrir un nouveau dossier pour un nouveau puits, on clique sur 'new file' en haut à droite et on obtient la fenêtre de dialogue suivant, Figure IV-2 :

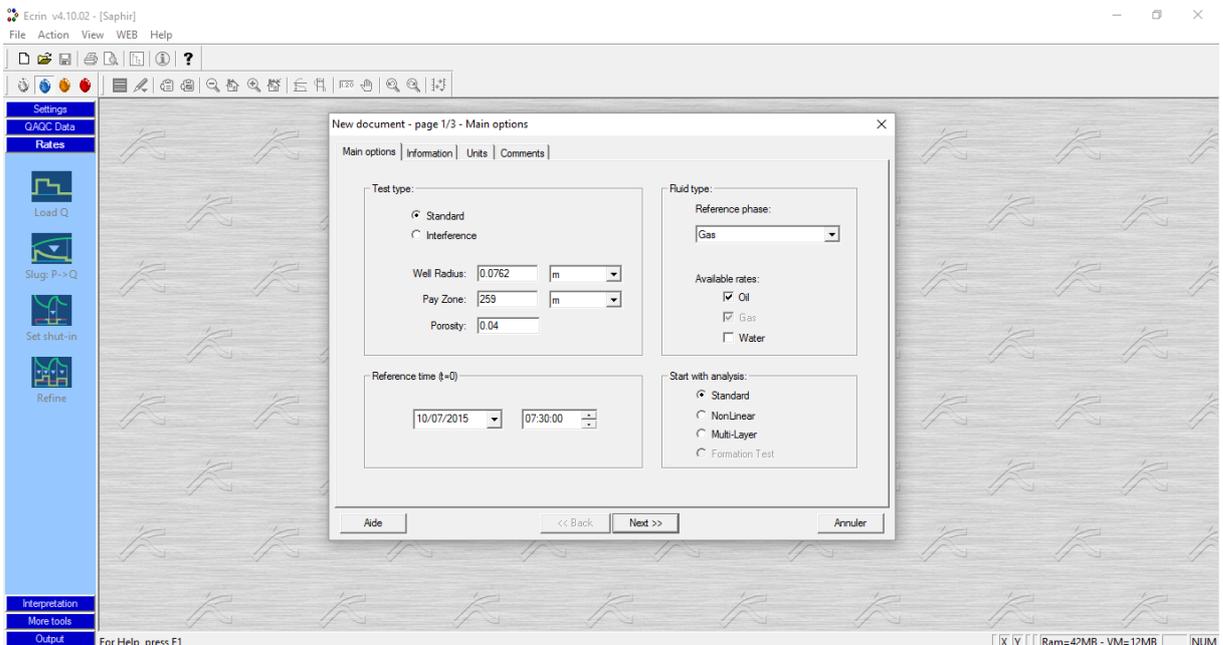


Figure IV-2 L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits

Après le fait d'introduire les données nécessaires pour un nouveau puits, des données complémentaires sont demandées concernant la société de service et le client comme illustré dans la figure IV-3 :

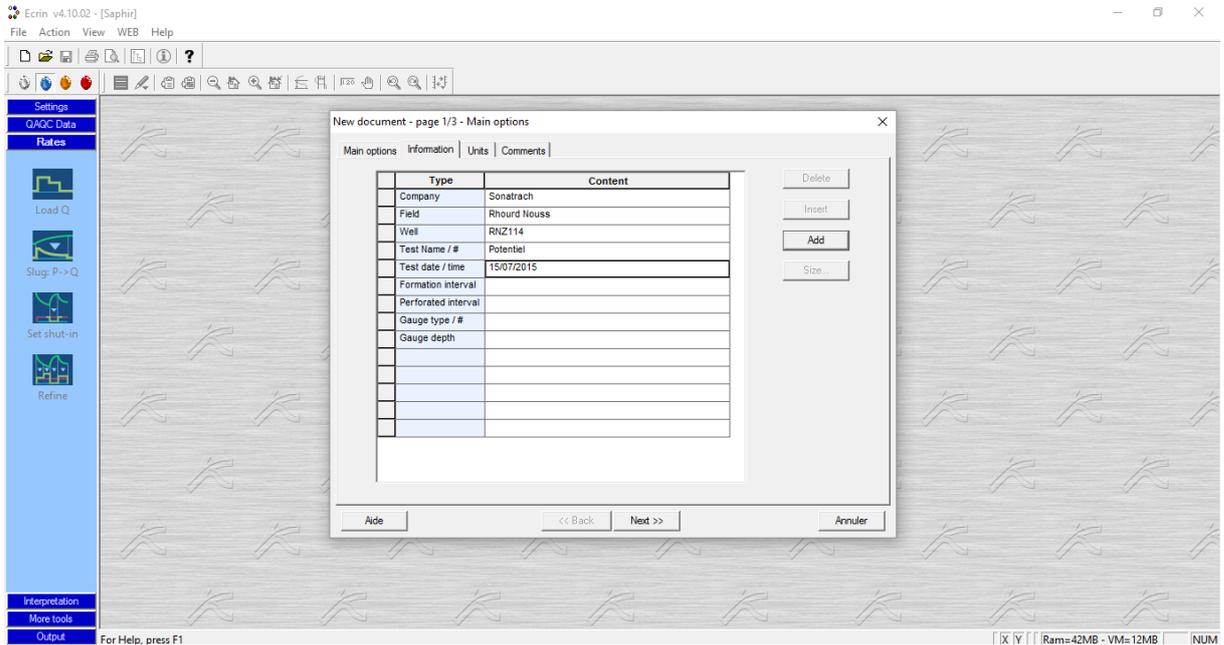


Figure IV-3 Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits

Maintenant, nous devons introduire les données liées à la formation (réservoir) en étude, figure IV-4:

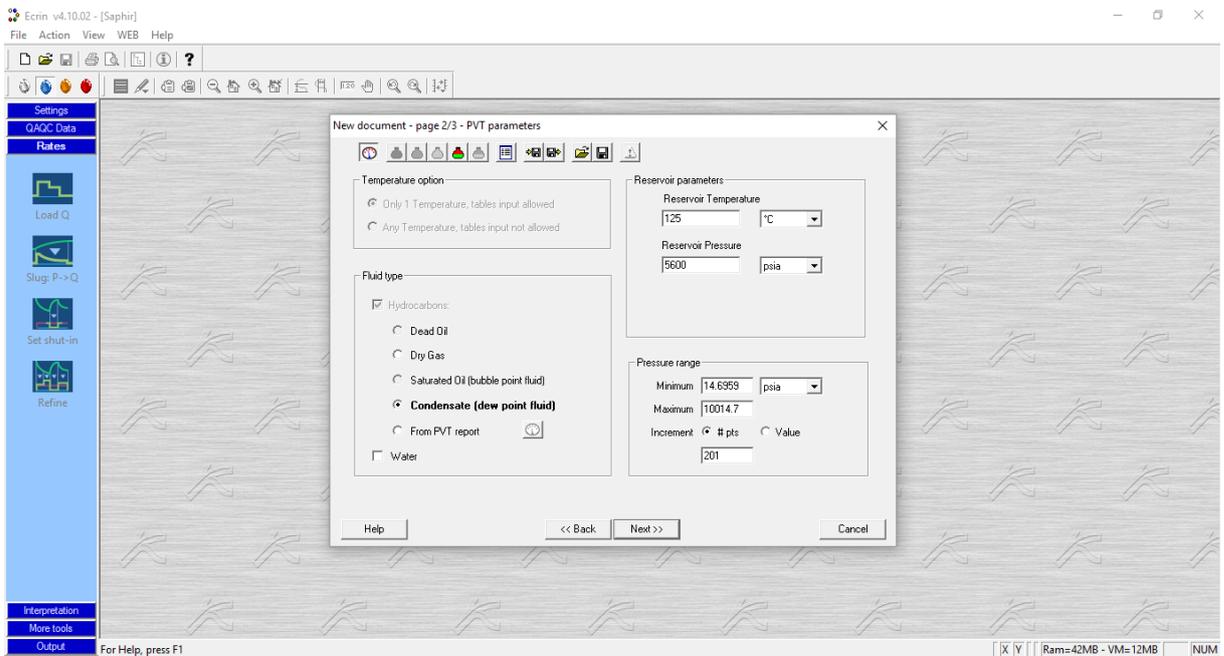


Figure IV-4 L'Introduction des caractéristiques du réservoir

Après cette étape, il est recommandé de définir la nature de l'effluent en jeu (gaz, huile, gaz à condensat...) ainsi qu'indiquer leur caractéristiques PVT en cliquant sur la fiole colorée dans la figure IV-5 :

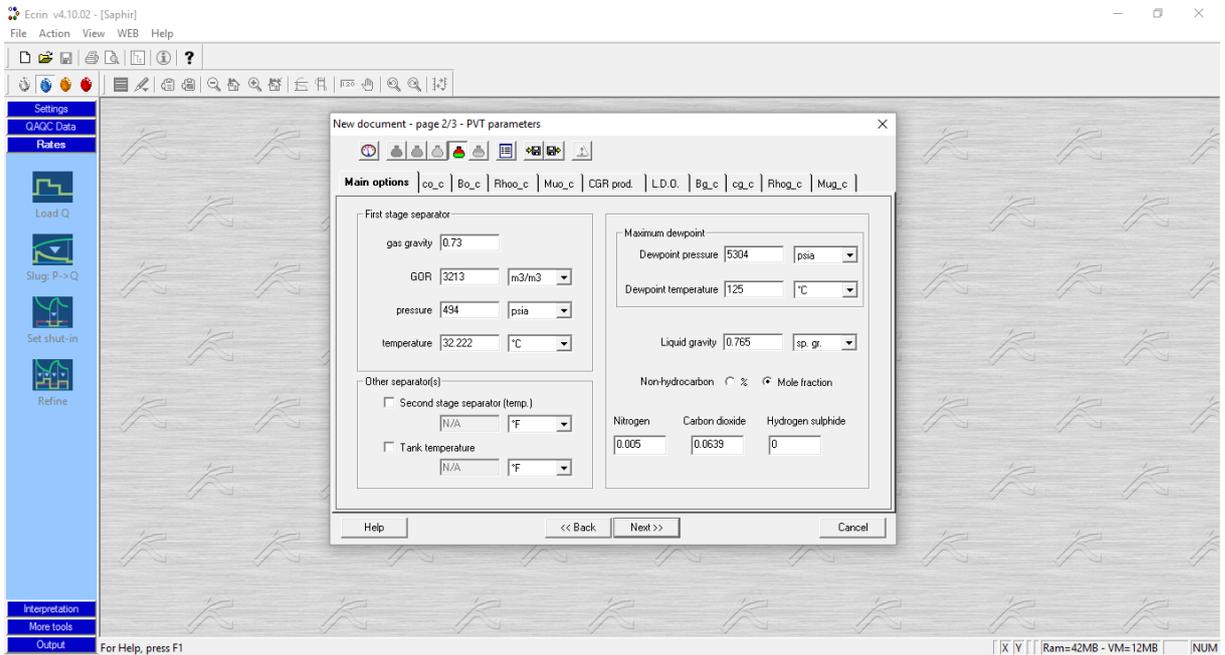


Figure IV-5 Choix de la nature de l'effluent et la définition de leurs données PVT

Pour obtenir la courbe des débits et de pressions, des enregistrements de débit et de pression, les données doivent être ramenées sous forme de fichier Excel ou autres comme montré dans la figure IV-6 :

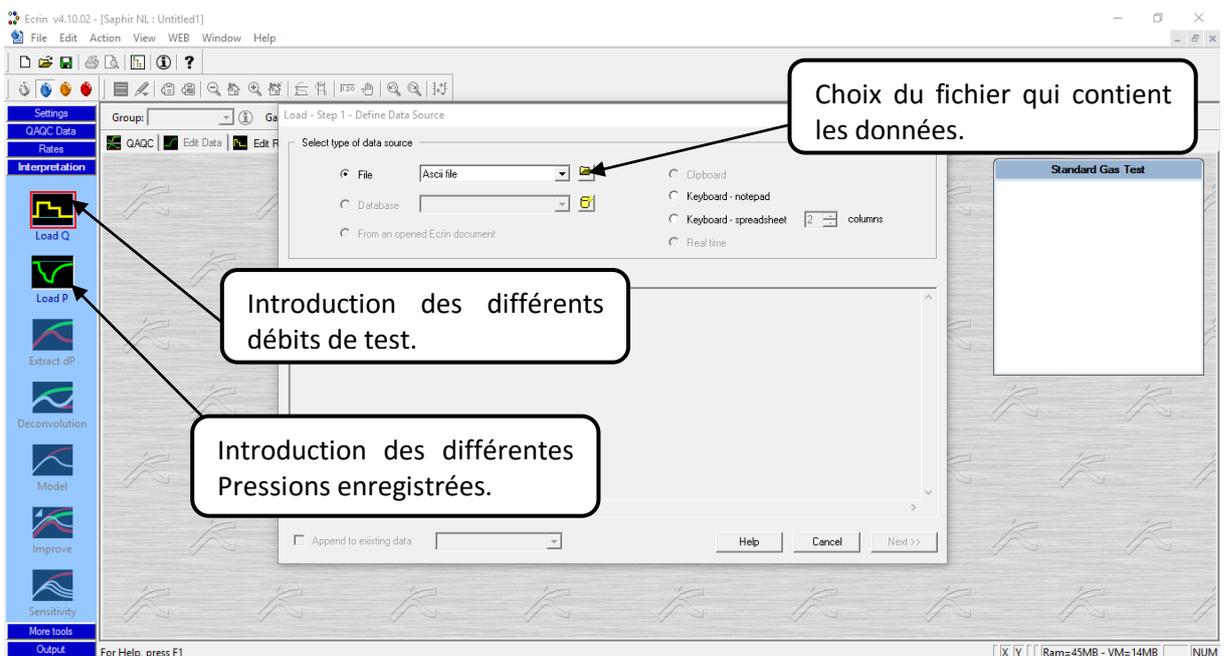


Figure IV-6 Introduction des enregistrements de débit et de la pression

Les résultats finaux obtenus de la part du logiciel et les différents outils à utiliser pour construire, modifier et caler le modèle sont expliqués dans figure IV-7 :

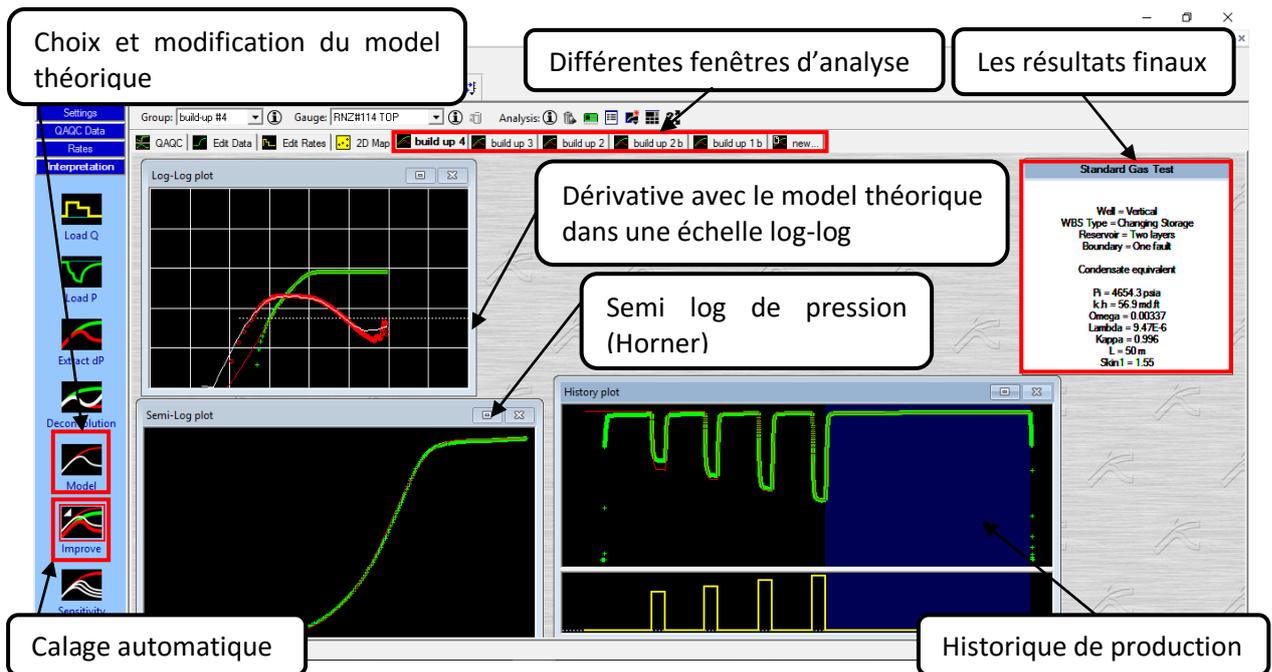


Figure IV-7 Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage

IV-3- La Sélection des puits candidats

Notre étude consiste à interpréter les essais aux puits de gaz à condensat du Quartzite Hamra (tight réservoir) dans la région de RNS, mais on s'intéresse qu'au block central (Rhourde Nous Centre) qui contient environ 12 puits.

Parmi ces 12 puits on a choisi 7 candidats pour travailler sur et qui sont :

RN108 –RNZ 114- RNZ115- RN116- RNZ120- RNZ121-RNZ123

La sélection est basée principalement sur deux critères :

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

On a choisi des puits de telle sorte qu'on peut plus ou moins couvrir tout le block et avoir une représentation sur le modèle du réservoir de telle manière que les différences et les hétérogénéités soient détectées et bien représentées, figure IV-8 :

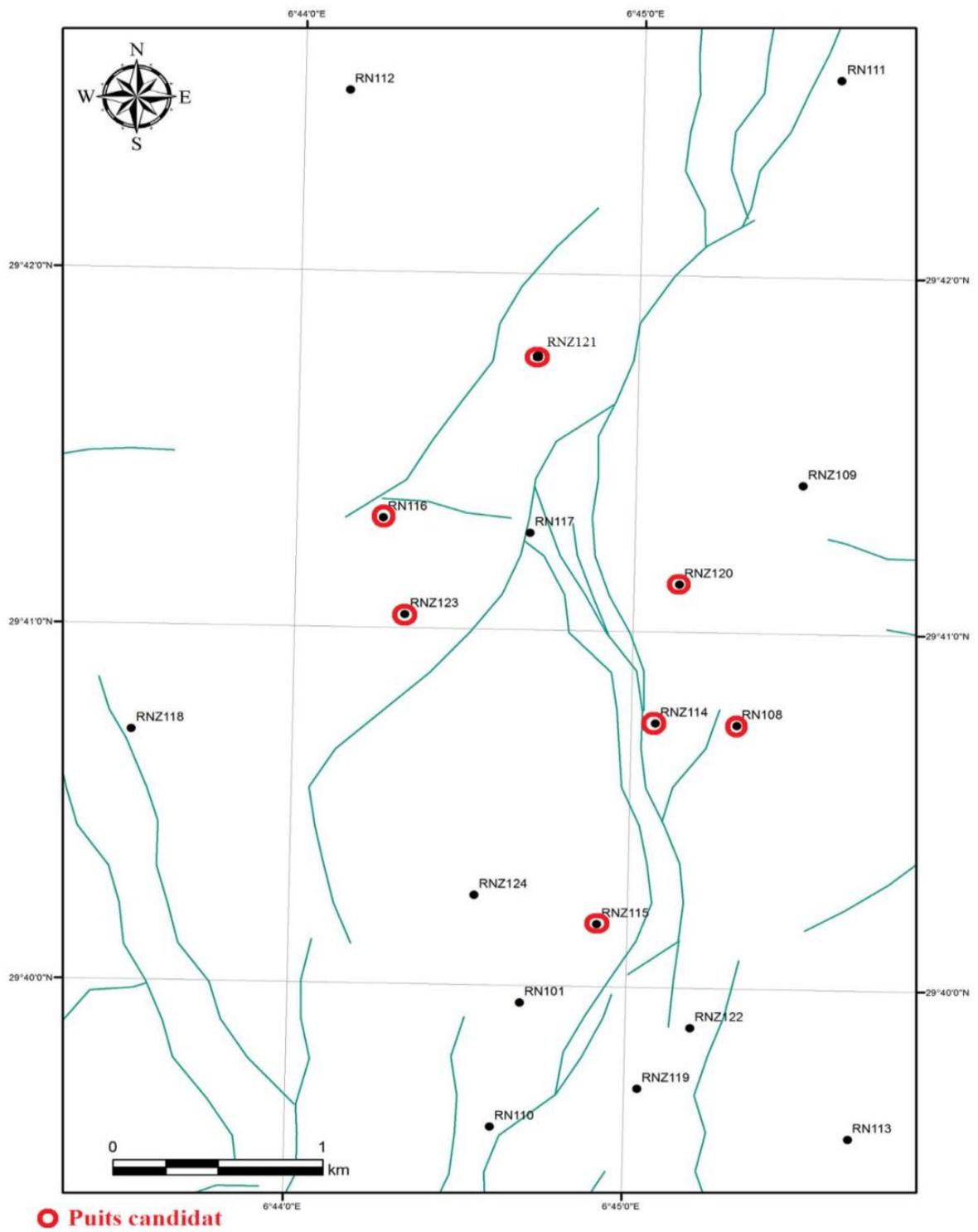


Figure IV-8 Le positionnement des puits candidats et les présentes failles sur RNC.

IV-4- Les Données du test potentiel

Tableau IV-1 Données du test potentiel nécessaires pour l'interprétation

Date	FN108			RNZ114			FNZ115			FNI16			RNZ 120			FNZ121			FNZ123					
	22/07 2015	23/07 2015	25/07 2015	11/07 2015	12/07 2015	13/07 2015	14/07 2015	03/07 2015	04/07 2015	05/07 2015	10/06 2015	12/06 2015	27/08 2015	28/08 2015	29/08 2015	02/06 2015	03/06 2015	04/06 2015	18/06 2015	19/06 2015	20/06 2015			
Φ duse	24/64	32/64	40/64	20/64	24/64	28/64	32/64	20/64	24/64	28/64	24/64	20/64	24/64	32/64	40/64	24/64	32/64	40/64	24/64	28/64	32/64			
$P_{rés}$ (Psi)	2537	1893	1403	2376	2000	1678	1408	1581	1291	1062	1119	1424	2657	2099	1670	3501	3162	2744	1411	1135	915			
$T_{rés}$ (°C)	70	75	76	63	63	63	63	50	48	49	53	50	59	68	73	78	88	92	55	56	55			
$Q_{rés}$ (m ³ /j)	181497	230006	256737	120371	137607	156226	170660	84464	93918	103958	76635	67321	184205	253091	303398	243939	378108	500604	97775	105377	107434			
$d_{rés}$	0.725	0.736	0.741	0.727	0.730	0.733	0.730	0.728	0.730	0.728	0.732	0.728	0.728	0.732	0.736	0.726	0.734	0.744	0.736	0.738	0.734			
$Q_{condensat}$ (m ³ /j)	57	75.4	84.3	40.4	42.8	47.4	52	23.8	28.6	28.7	28.4	23.4	71.6	90.1	109.7	75.9	113.2	150.2	42.6	37.7	37.8			
$d_{condensat}$	0.767	0.771	0.775	0.762	0.765	0.767	0.765	0.757	0.755	0.758	0.769	0.771	0.763	0.763	0.763	0.771	0.770	0.774	0.736	0.770	0.769			
Q_{eau} (L/h)	82.6	123	130	55	84	98	107	0.0	25.0	49.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110	201	247	60	73	77			
r_{posit} (m)	0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762			0.0762		
haute (m)	250			259			280			301			230			613			250			250		
\emptyset (%)	0.04			0.04			0.04			0.04			0.04			0.04			0.04			0.04		
Nature fluide	Gaz a Condensat			Gaz a Condensat																				
$d_{rés}$ gaz (SG)	0.71			0.73			0.73			0.728			0.73			0.732			0.71			0.71		
$d_{rés}$ condensat (SG)	0.8			0.765			0.7577			0.771			0.763			0.763			0.8			0.8		
% CO ₂	0.0654			0.0639			0.0633			0.066			0.0656			0.0656			0.085			0.0654		
% N ₂	0.005			0.005			0.0053			0.005			0.0053			0.0053			0.006			0.005		
$T_{réservoir}$ (°C)	12			125			110			100			126			135			121			121		
$P_{réservoir}$ (Psi)	5000			5000			3974			5000			5550			5500			5000			5000		
CCR (m ³ /m ³)	2770			3213			3552			2850			2800			2594			2792			2792		
$T_{séparation}$ (Psi)	39			32.222			17.7778			30			37			38			38.3333			38.3333		
$T_{rés}$ (°C)	500			494			166			456			495			636			502.969			502.969		
$P_{rés}$ (Psi)	127			125			110			130			125			135			121			121		

IV-5- Analyse et interprétation du test potentiel

Une analyse d'un seul cas (puits RNZ 123) sera présentée en détail. Pour les autres puits, seuls les résultats et leurs discussions (Titre IV-5) seront abordées.

IV-5-1-Cas du puits RNZ 123

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

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

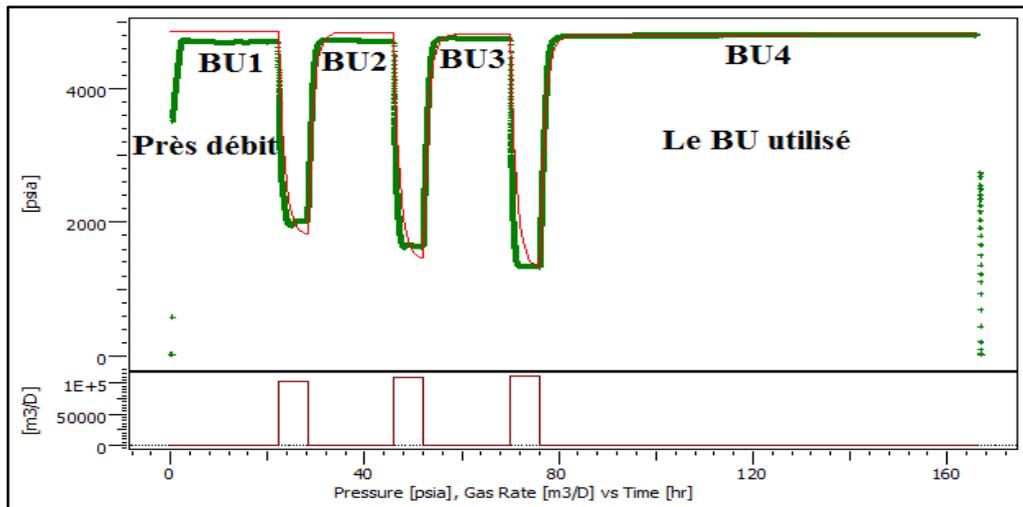


Figure IV-9 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ12

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

La courbe dérivative est obtenue en dérivant la pression de chaque build-up par Saphir qui les présente sous forme de courbe log-log et semi-log, figure IV-10, figure IV-11. Puis, plusieurs modèles peuvent être présentés par Saphir pour caler la courbe obtenue mais on choisit celle qui représente le calage le plus proche de la réalité.

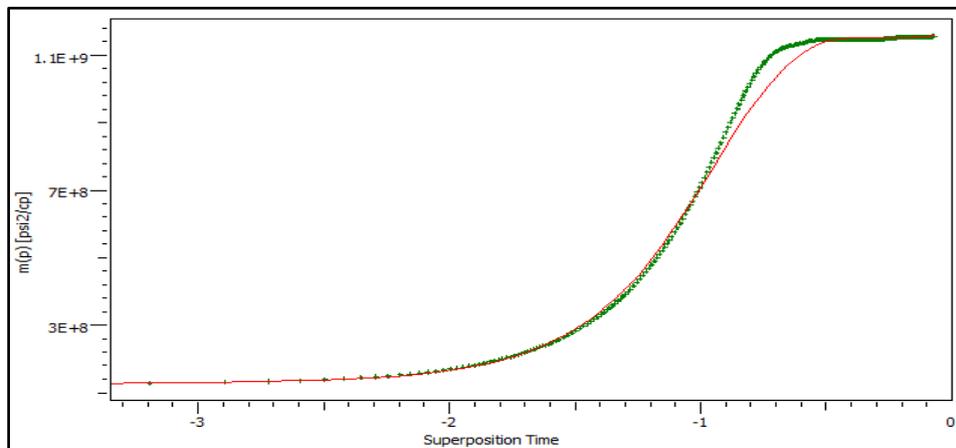


Figure IV-10 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 123

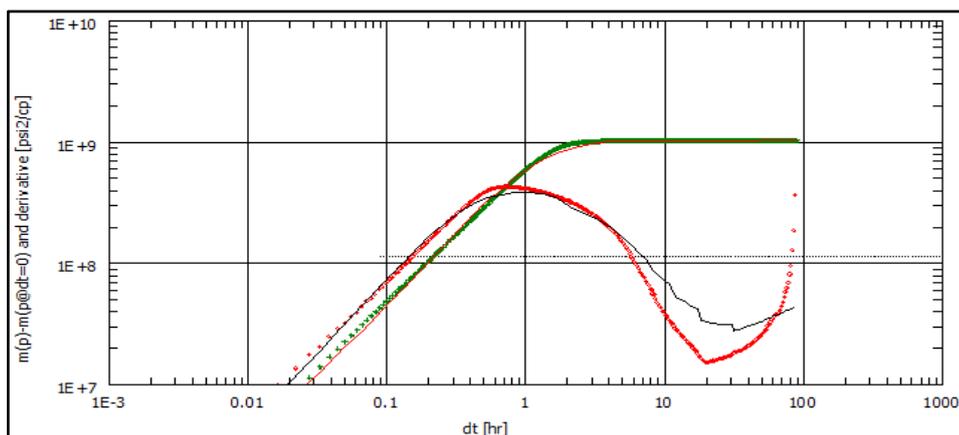


Figure IV-11 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 123

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

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

IV-5-1-3-Résultats d’interprétation

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

Tableau IV-2 Résultats de l’interprétation par Saphir du puits RNZ 123

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option du modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Fair)	
Réservoir	Double Porosité PSS	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	5.49	[hr]-1
P Match	4.33E-9	[psi ² /cp]
C	0.0289	bbbl/psi
Skin Total	-2.07	--
K.h total	17.2	md.ft
K, moyen	0.575	md
P _i	4866.74	psia
Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.0289	bbbl/psi
C _i /C _f	3.49	--
Δt	1.02	hr
Skin	-2.07	--

Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	4866.74	psia
K.h	17.2	md.ft
K	0.575	md
Omega	0.01	--
Lamda	2.83E-6	--
L-No flow	104	m

IV-5-1-4-Application de la déconvolution

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

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

Plusieurs modèles ont donné un bon calage, mais le modèle « Pression constante rectangulaire » est le meilleur, il présente un calage parfait (voir figure IV-12, figure IV-13et figure IV-14).

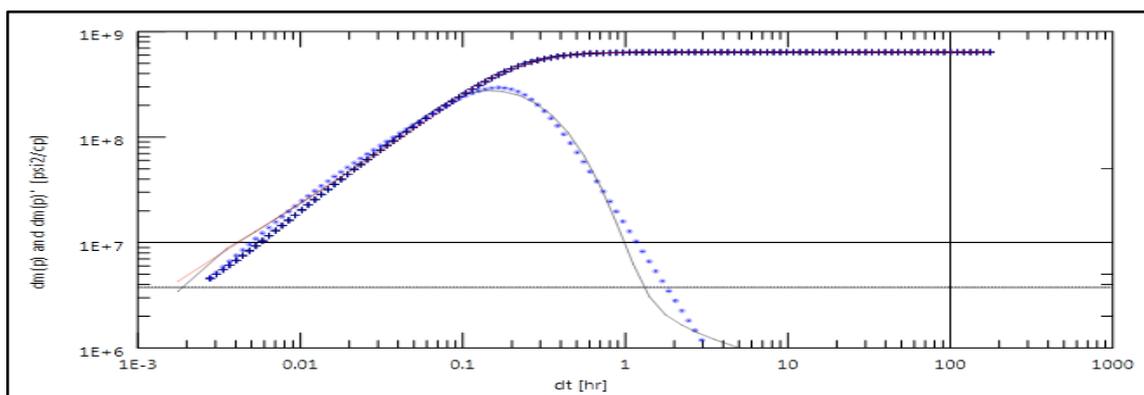


Figure IV-12 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle
Two layers/ one fault- constant pressure

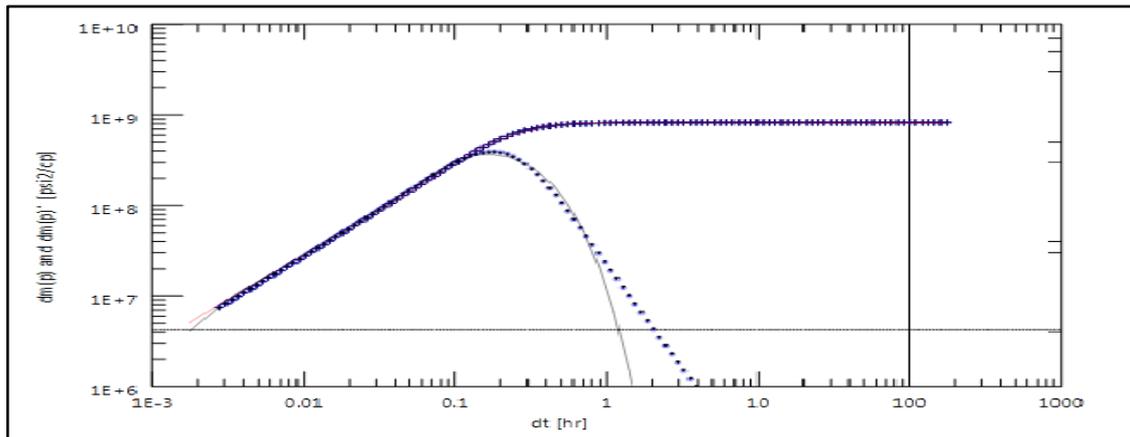


Figure IV-13 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle *Two layers/ circle*

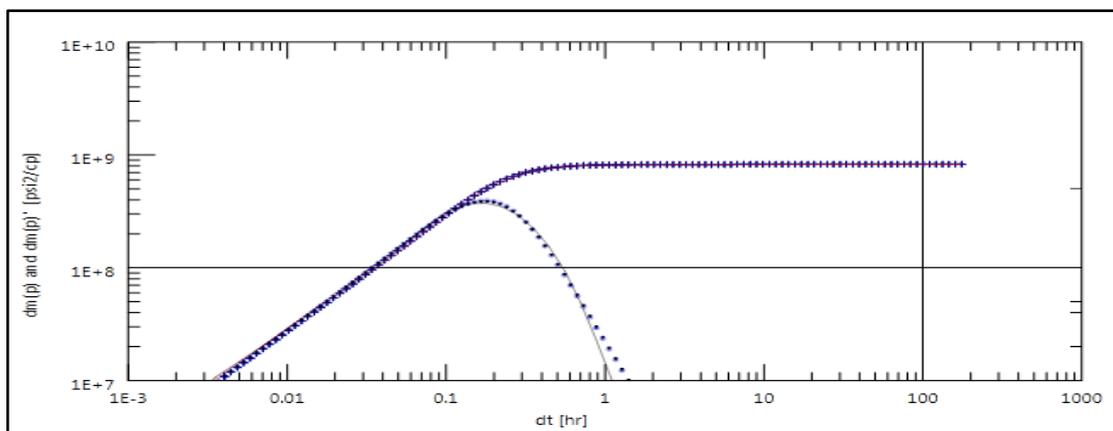


Figure IV-14 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ123 avec un modèle *Two layers/ rectangulaire- constante pressure*

IV-5-1-5-Discussion

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

IV-6- Résultats et discussion

IV-6-1- Le puits RN108

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

Les figures suivantes montrent le tracé des courbes de débit et de pression et leur calage.

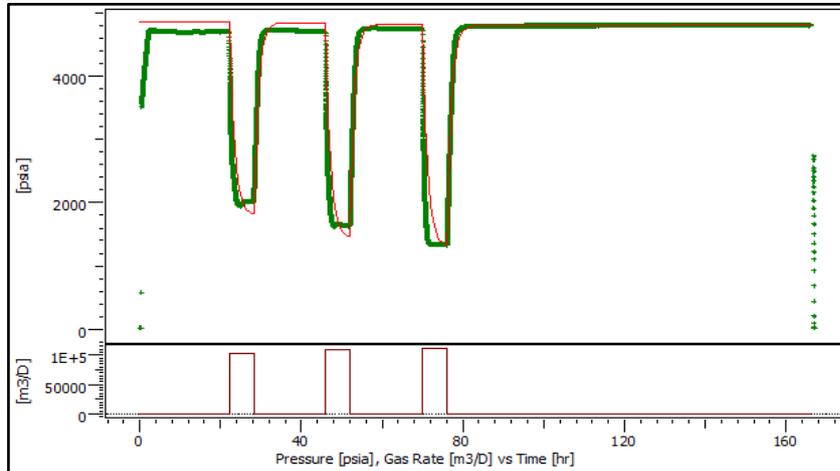


Figure IV-15 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RN108

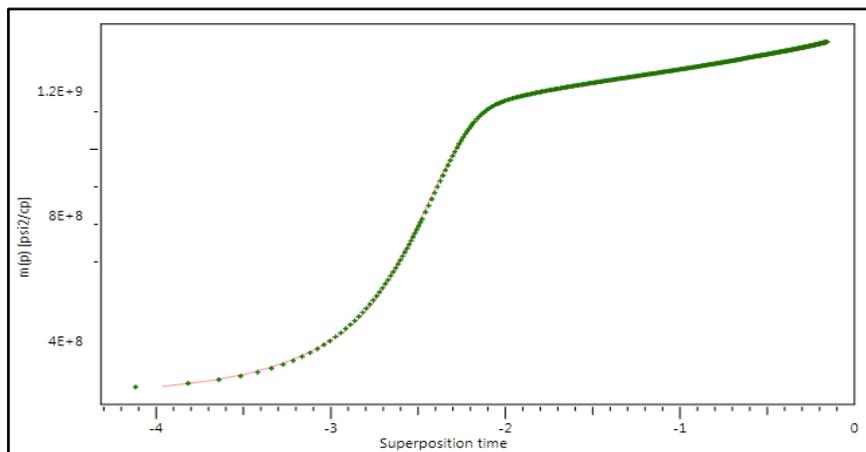


Figure IV-16 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RN 108

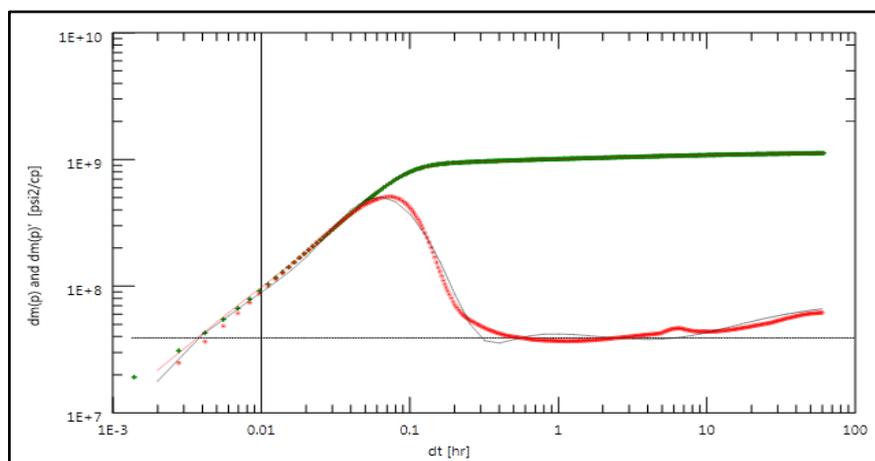


Figure IV-17 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RN 108

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

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

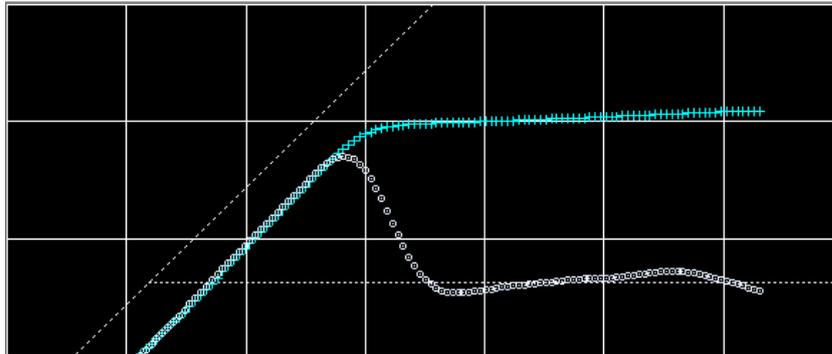


Figure IV-18 Application et Tracé de la déconvolution du puits RN 108

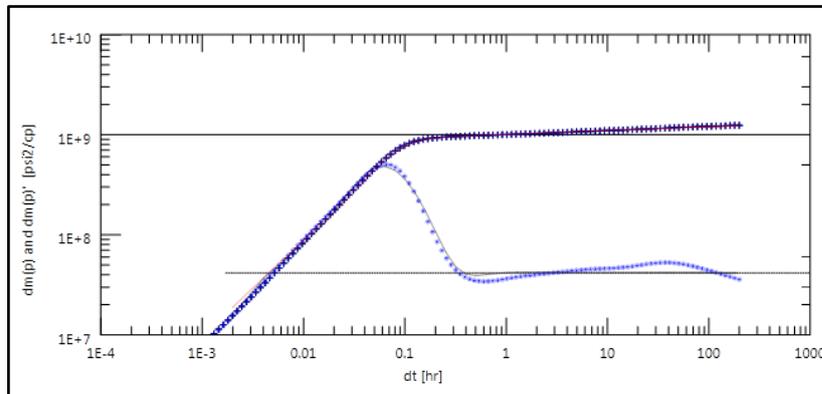


Figure IV-19 Calage du tracé de la déconvolution du puits RN 108

IV-6-1-3- Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV-3 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RN 108

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Hegemen) variable	
Réservoir	Double Couches	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	373	[hr]-1
P Match	1.28E-8	[psi ² /cp]
C	0.00162	bb/psi
Skin Total	8.83	--
K.h total	75.4	md.ft
K, moyen	0.153	md
P_i	5610.65	psia

Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.00162	bbbl/psi
C_i/C_f	2.61	--
Alpha	81.8	--
Skin 01	8.83	--
Skin02	5.8	--
dS/dQ	0	[Mscf/D]
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	5610.65	psia
K.h	75.4	md.ft
K	0.153	md
Omega	8.72E-4	--
Lamda	0.003	--
Kappa	0.998	--
L-No flow	38.9	ft
Paramètres secondaires et dérivés		
ΔP (Totale)	2230.56	Psi

- ✓ Un bon calage a été obtenu en utilisant deux modèles (bicouche et double porosité).
- ✓ La durée du dernier build up nous a permis de définir la présence d'une faille et mieux choisir le modèle des frontières.
- ✓ Le meilleur calage est obtenu avec le model suivant :
 - Wellbore storage variable;
 - Débit depend de skin;
 - Reservoir bi-couche;
 - Une faille distante de 38,9 ft du puits.

IV-6-2- Le puits RNZ114

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

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

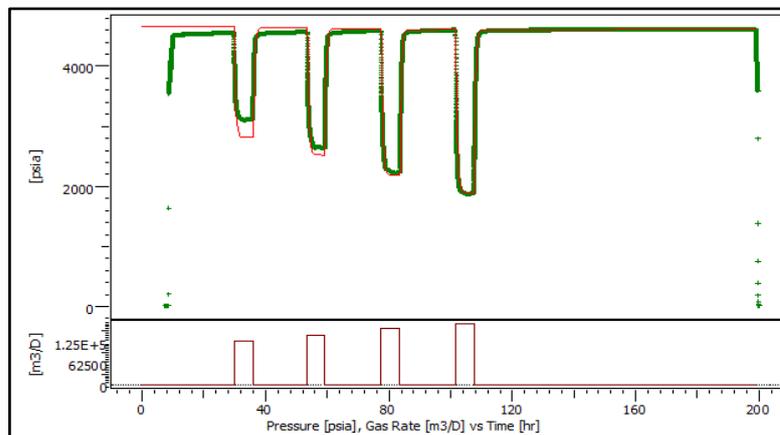


Figure IV-20 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ114

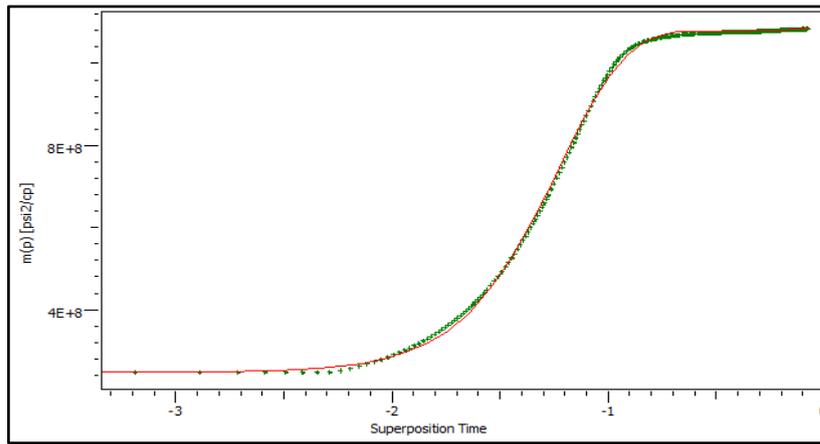


Figure IV-21 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 114

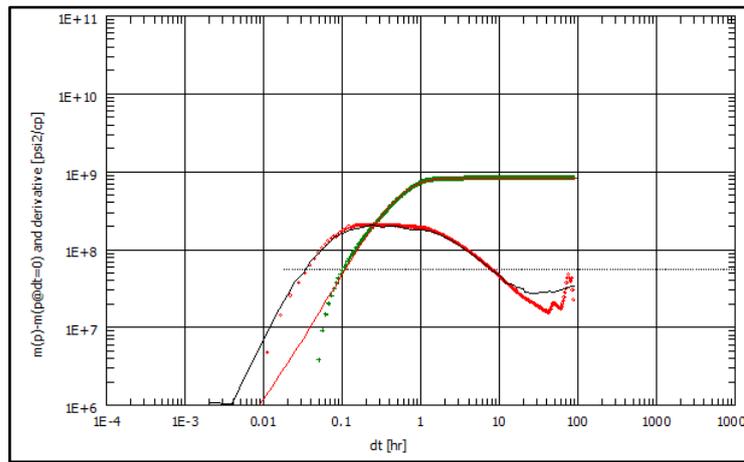


Figure IV-22 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 114

IV-6-2-2- Application et calage de la déconvolution

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

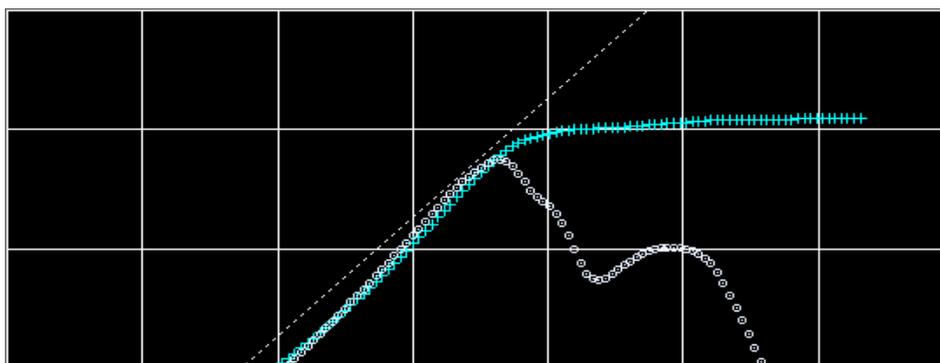


Figure IV-23 Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 114

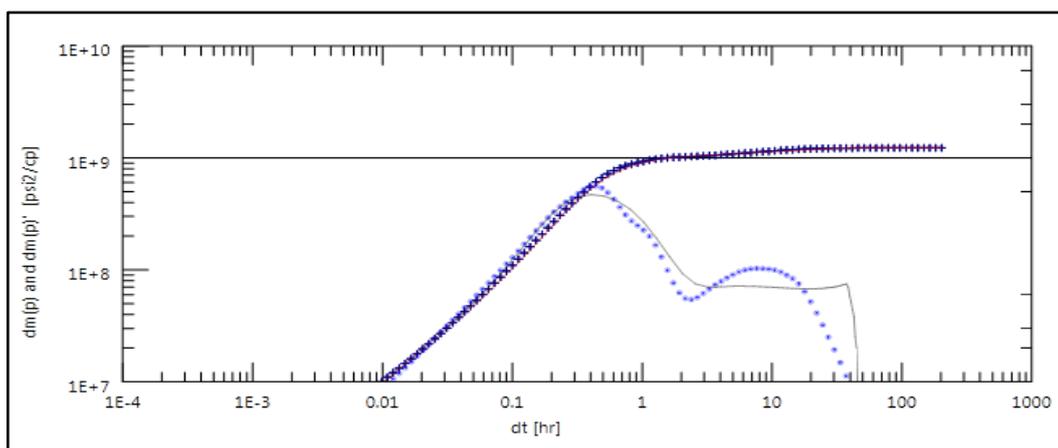


Figure IV-24 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 114

IV-6-2-3- Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV-4 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 114

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Fair)	
Réservoir	Double Couches	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	28	[hr]-1
P Match	8.9E-9	[psi²/cp]
C	0.0172	bb/psi
Skin Total	1.54	--
K.h total	56.9	md.ft
K, moyen	0.067	md
P_i	4647.28	psia
Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.00172	bb/psi
C_i/C_f	44.8	--
Δt	0.91	h
Skin 01	1.55	--
Skin 02	0.422	--
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	4647.28	psia
K.h	56.9	md.ft
K	0.067	md
Omega	0.00337	--
Lamda	9.47E-6	--
Kappa	0.996	--
L-No flow	98.3	M

- ✓ Une allure légèrement étrange est observée sur les courbes log-log et semi-log de tous les build-up.
- ✓ Une perméabilité moyenne médiocre de $k = 0.067$ md avec un skin total de $S=1,97$ ont été Obtenus.
- ✓ La pression vierge n'a pas été atteinte durant le près débit et le BU1. Ceci montre que les caractéristiques du réservoir sont médiocres et que le puits est mal alimenté.
- ✓ Le calage le mieux possible obtenu est celui avec deux différents modèles (double porosité avec une faille et bicouche avec une faille).
- ✓ Le modèle le plus approprié est le modèle avec faille, et la carte structurale au toit des Quartzite de Hamra montre plusieurs failles très proches du puits.
- ✓ La Déconvolution a donné un signal parfaitement stable.
- ✓ La Déconvolution a favorisé le modèle bicouche vu que le modèle double porosité n'a pas donné un bon calage ou n'importe quel autre modèle de réservoirs n'a donné un tel bon calage.
- ✓ La déconvolution nous a mieux informé sur les frontières en comparant entre la figure IV-8 (le modèle des failles), on s'est rendu compte que la faille n'est pas une seule (ce qui est claire sur la carte) mais plus tôt le puits est dans un système de failles ce qui coïncide parfaitement avec la géologie.
- ✓ Le modèle le plus approprié est :
 - Wellbore storage change ;
 - Débit dépend de skin ;
 - Double porosité ;
 - Système rectangulaire mixte, (une faille).

IV-6-3- Le puits RNZ115

IV-6-3-1-L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log

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

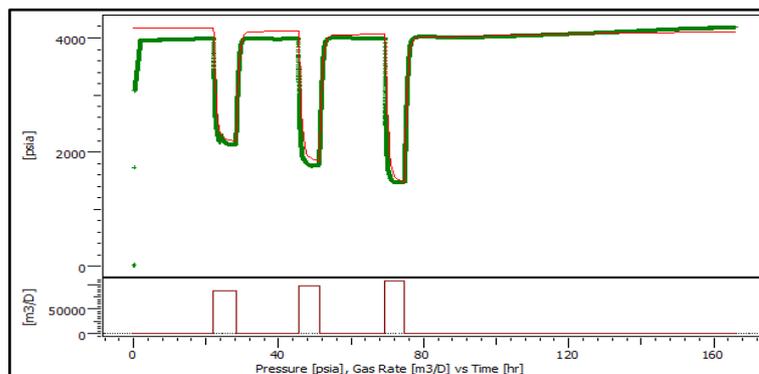


Figure IV-25 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ115

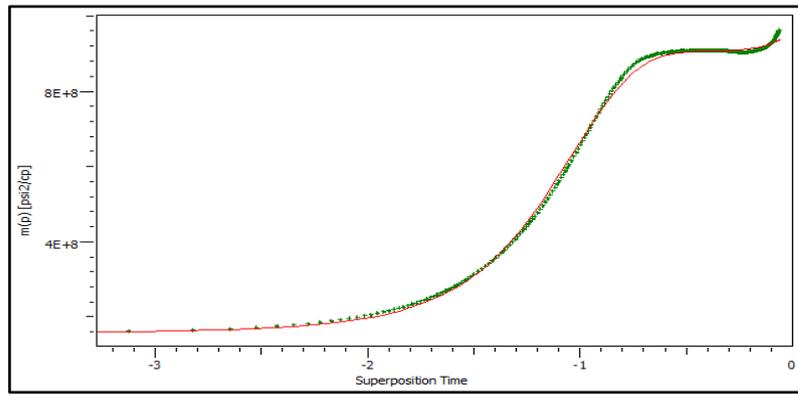


Figure IV-2 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 115

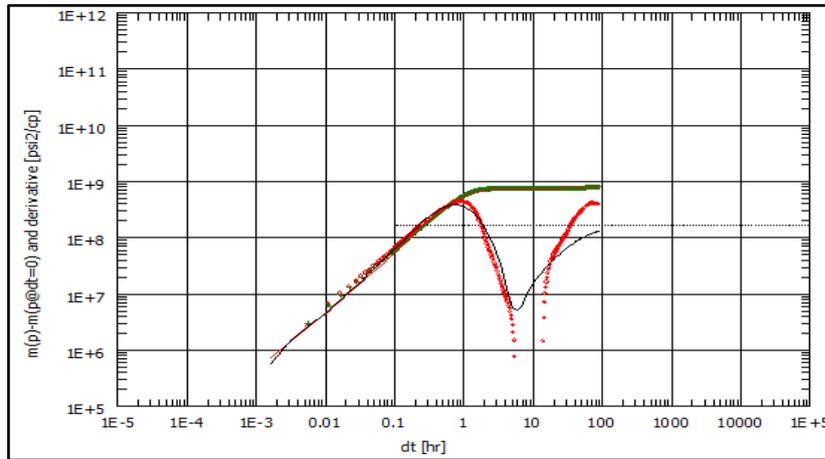


Figure IV-27 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 115

IV-6-3-2-Application et calage de la déconvolution

Pour identifier le modèle réel des frontières et leur nature on fait appeler la déconvolution.

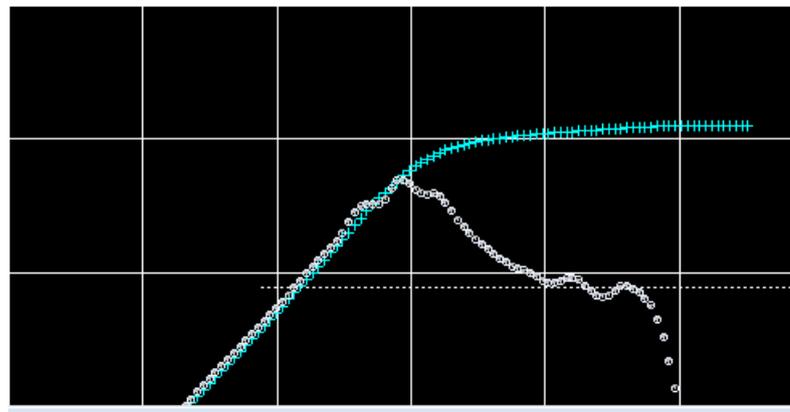


Figure IV-28 Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 115

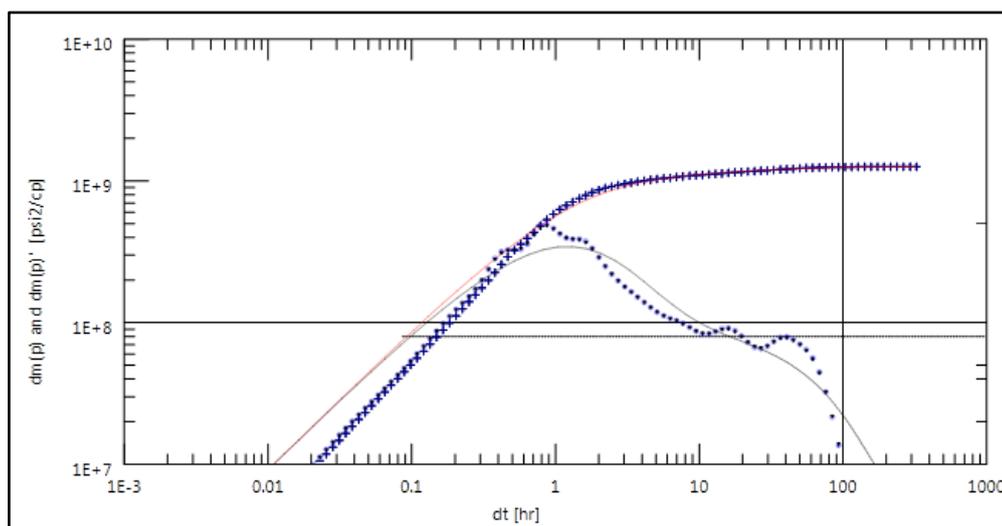


Figure IV-29 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 115

IV-6-3-3- Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV-5 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 115

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage variable (Fair)	
Réservoir	Double Porosité PSS	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	4.83	[hr]-1
P Match	2.92E-9	[psi ² /cp]
C	0.0255	bbbl/psi
Skin Total	-2.49	--
K.h total	10.9	md.ft
K, moyen	0.0119	md
P_i	4182.25	psia
Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.0255	bbbl/psi
C_i/C_f	3.66	--
Δt	1.06	hr
Skin	-2.49	--
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	4182.25	psia
K.h	10.9	md.ft
K	0.0119	md
Omega	0.005	--
Lamda	1.27E-4	--
L-No flow	21	m

- ✓ La déconvolution a donné une allure différente (voir figure IV-29), sur tout dans la dernière période (late time), qui indique qu'on a atteint les limites du réservoir.
- ✓ Le meilleur calage est obtenu avec le modèle suivant :
 - Double porosité (PSS);
 - Wellbore storage change;
 - Une faille.

IV-6-4- Le puits RN116

IV-6-4-1-L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log

Les figures suivantes montrent le tracé des courbes de débit et de pression et leur calage.

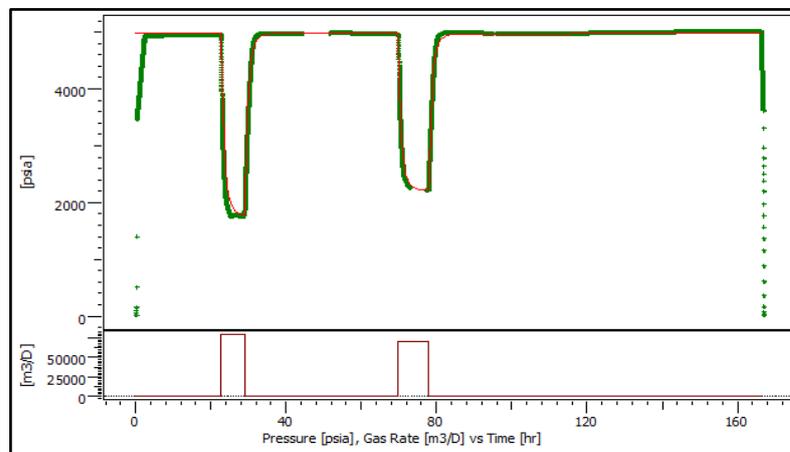


Figure IV-30 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RN116

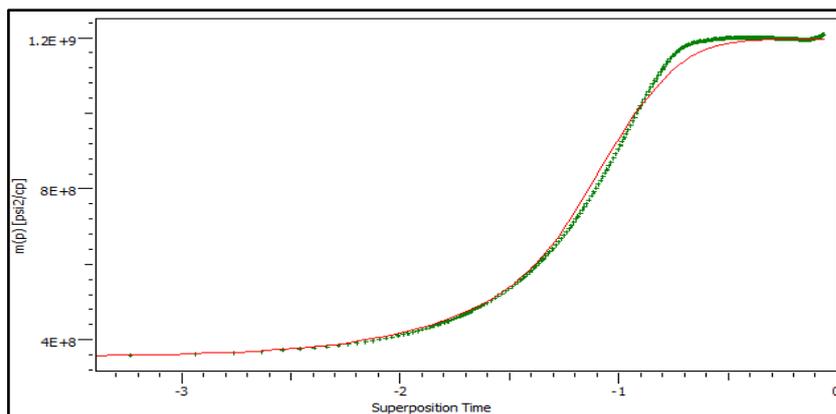


Figure IV-31 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RN 116

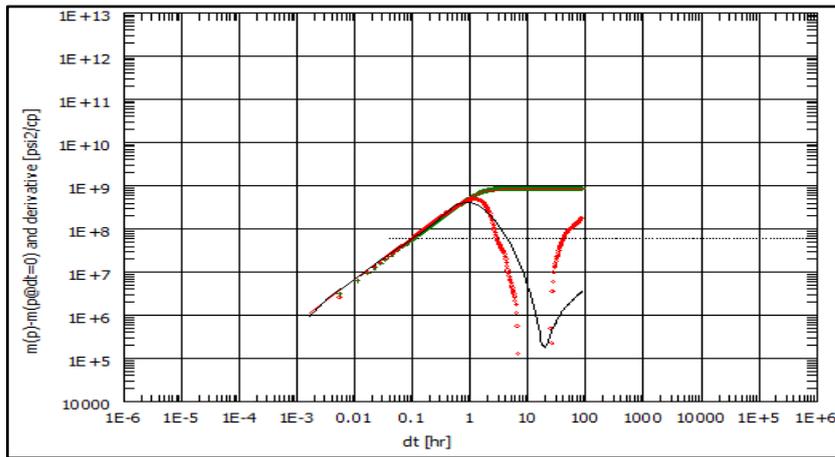


Figure IV-32 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RN 116

IV-6-4-2-Application et calage de la déconvolution

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

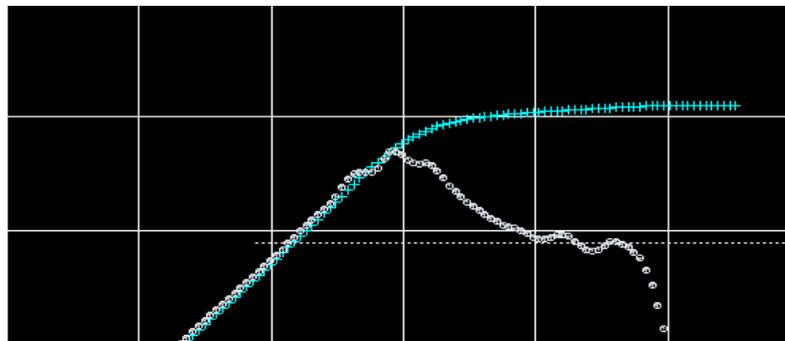


Figure IV-33 Application et Tracé de la déconvolution du puits RN 116

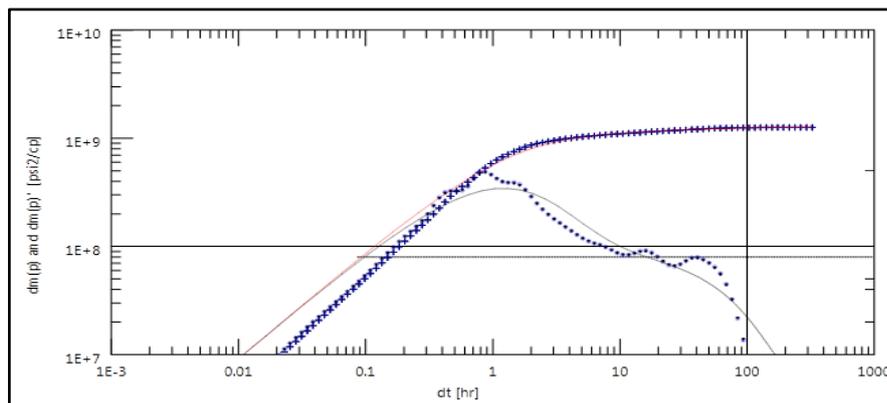


Figure IV-34 Calage du tracé de la déconvolution du puits RN 116

IV-6-4-3-Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV-6 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RN 116

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical, Storage varie (Hegemen)	
Réservoir	Double Porosité PSS	
Frontière	Une seule faille	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	12.1	[hr]-1
P Match	8.21E-9	[psi ² /cp]
C	0.0136	bbbl/psi
Skin Total	0.857	--
K.h total	19.5	md.ft
K, moyen	0.0198	md
P_i	4984.92	psia
Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.0136	bbbl/psi
C_i/C_f	2.07	--
Δt	1.64	hr
Skin	0.857	--
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	4984.92	psia
K.h	19.5	md.ft
K	0.0198	md
Omega	0.009	--
Lamda	6.94E-6	--
L-No flow	98.1	m

- ✓ Le calage de la courbe de dérivative indique une limite infinie, mais les limites infinies du réservoir sont contradictoires avec la nature hétérogène très fissurée du milieu, où la carte structurale au top de Quartzite de Hamra montre la présence d'une faille très proche du puits, ce qui n'est pas détecté par la signature du build up ça prouve que la faille n'a pas été atteinte par le signal car La durée du dernier build up été courte et insuffisante (moins de 72h).Donc ce modèle est erroné et la déconvolution est recommandée.
- ✓ Par la déconvolution, on est allé plus loin et le signal montre une signature qui indique qu'on a atteint les limites du réservoir ;
- ✓ C'est une signature qui montre le maintien de pression (constant pressure), et indique un aquifère actif ;

- ✓ La distance de la faille est de 98.1m qui est approximativement proche de la distance donnée par la carte géologique qui est presque 250m ;
- ✓ Donc la déconvolution nous a permis de mieux caractériser notre réservoir et révéler la nature réelle des frontières.
- ✓ Le meilleur calage est obtenu avec le modèle suivant :
 - Wellbore storage change;
 - Double porosité;
 - Une faille.

IV-6-5- Le puits RNZ120

IV-6-5-1-L'enregistrement des débits et le calage de la courbe log-log et semi-log

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

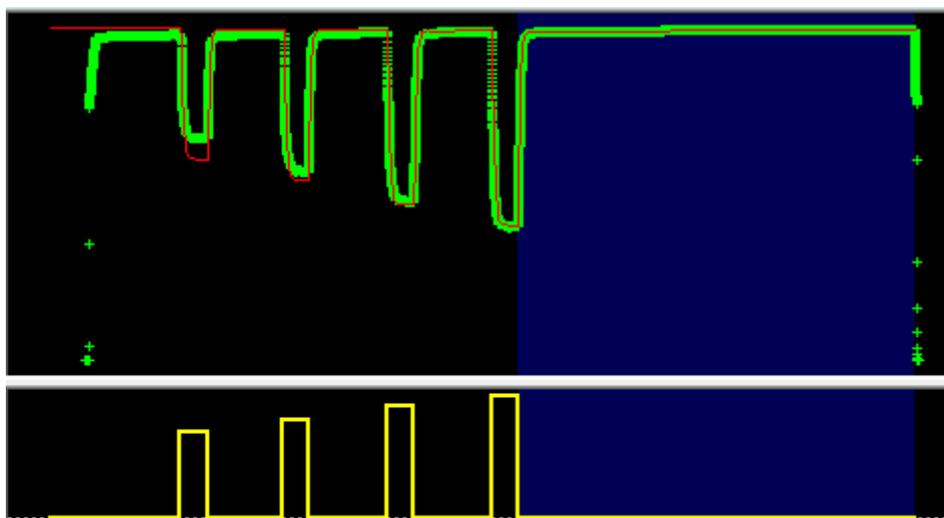


Figure IV-35 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ120

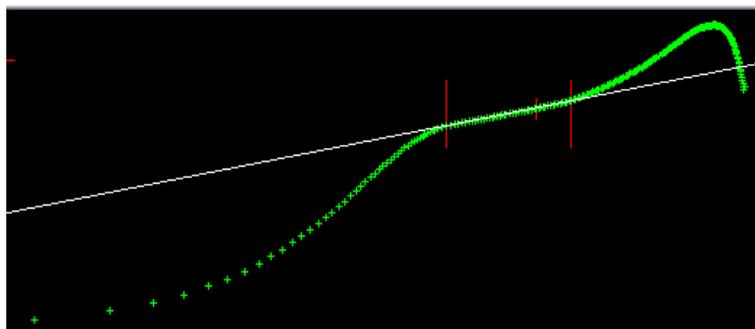


Figure IV- 36 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 120

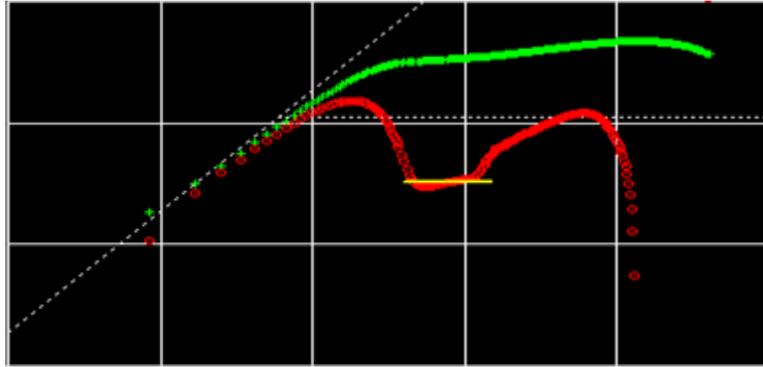


Figure IV-37 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 120

IV-6-5-2-Application et calage de la déconvolution

La Déconvolution à donner une allure normale qui peut être caller analytiquement.

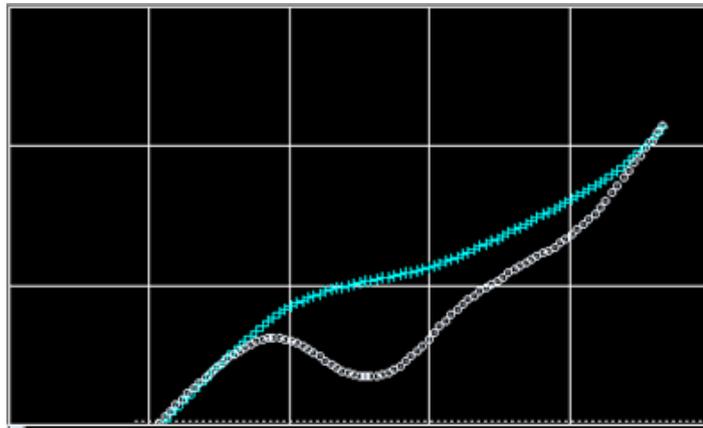


Figure IV-38 Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 120

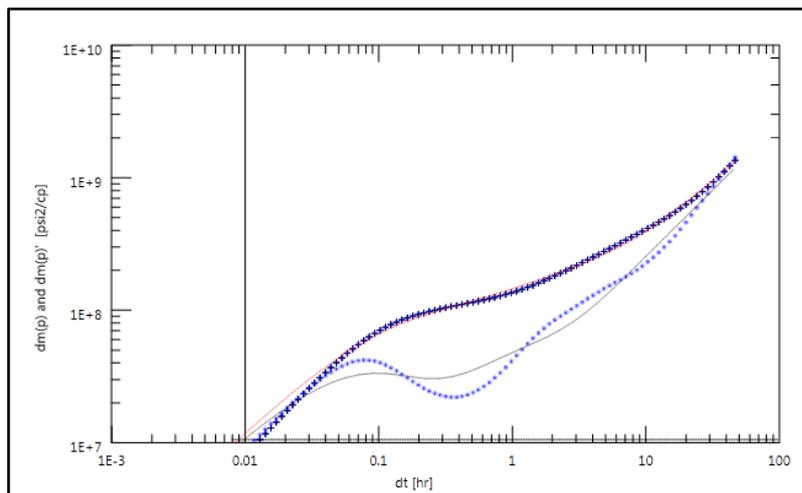


Figure IV-39 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 120

IV-6-5-3-Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV-7 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 120

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical	
Réservoir	Ecoulement Radial	
Frontière	Circulaire, Pas d'écoulement	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	32.8	[hr] ⁻¹
P Match	2.21E-8	[psi ² /cp]
C	0.00327	bbbl/psi
Skin Total	-1.53	--
K.h total	14.1	md.ft
K, moyen	0.0286	md
P_i	5673.15	psia
Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.00327	bbbl/psi
Skin	-1.53	--
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	5673.15	psia
K.h	14.1	md.ft
K	0.0286	md
R_i	12.6	ft
M	15.2	--
D	293	--
Re-No flow	16	ft
Paramètres secondaires et dérivés		
ΔP (Totale)	-239.565	psi
P	14.7	psia

- ✓ La qualité de la déconvolution obtenue a été vérifiée en comparant l'historique de pression calculée à partir du dérivative déconvoluée avec les mesures de pression réelles. Le match est raisonnablement bon et la déconvolution est acceptable (voir la figure IV.39), c'est le cas presque pour tous les autres puits.
- ✓ Il est bien remarquable que cette fois ci le modèle obtenu est différent avec celui de la plupart des puits précédents tel que la déconvolution a confirmé que le modèle approprié au ce puits est comme suit :
 - Radial composite ;
 - Limites circulaire ;
 - Ecoulement finie.

IV-6-6- Le puits RNZ121

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

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

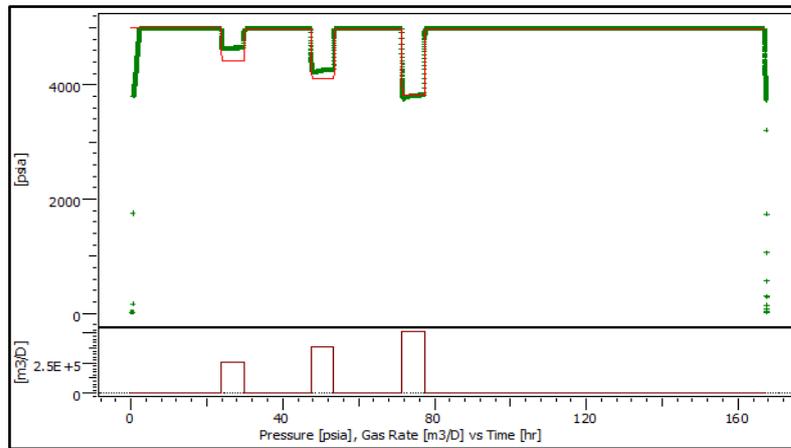


Figure IV-40 Tracé des enregistrements des débits et des pressions du puits RNZ121

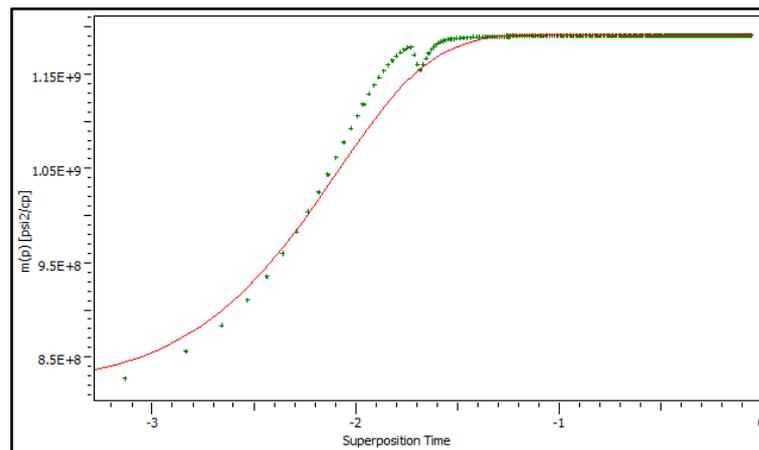


Figure IV-41 Tracé et Calage de la courbe Semi-Log du puits RNZ 121

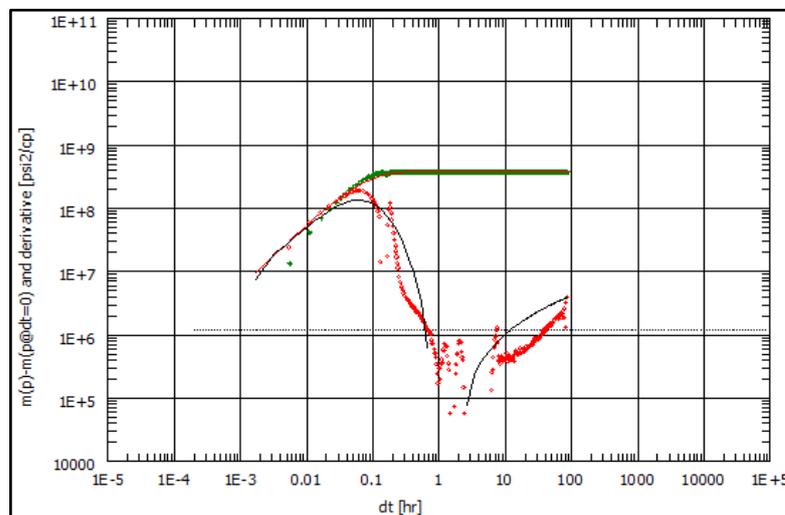


Figure IV-42 Tracé et Calage de la courbe Log-Log du puits RNZ 121

IV-6-6-2-Application et calage de la déconvolution

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

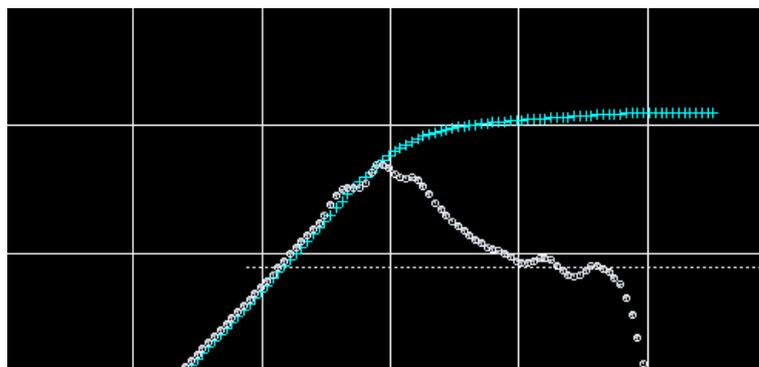


Figure IV-43 Application et Tracé de la déconvolution du puits RNZ 121

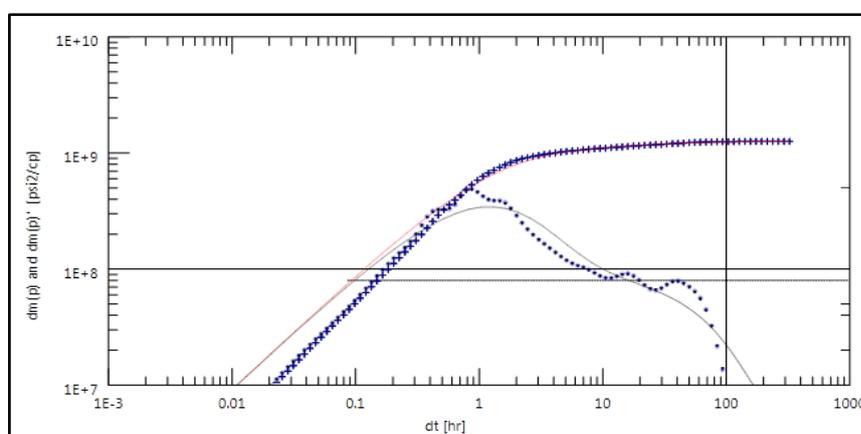


Figure IV-44 Calage du tracé de la déconvolution du puits RNZ 121

IV-6-6-3-Résultats et discussion

Les résultats du calage sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV-8 Résultats de l'interprétation par Saphir du puits RNZ 121

Nom	Valeur	Unité
Modèle sélectionné		
Option Modèle	Modèle Standard	
Puits	Vertical	
Réservoir	Double Porosité PSS	
Frontière	Des failles Parallèles	
Les Principaux Paramètres du Modèle		
T Match	2430	[hr]-1
P Match	4.21E-7	[psi ² /cp]
C	0.028	bbf/psi
Skin Total	150	--
K.h total	8050	md.ft
K, moyen	4	md
P _i	4992.36	psia

Paramètres du puits et les abords du puits (puits testé)		
C	0.028	bbbl/psi
Skin	150	--
Paramètres du réservoir et frontière		
P_i	4992.36	psia
K.h	8050	md.ft
K	4	md
Omega	0.01	--
Lamda	9.84E-7	--
S-No flow	10.5	m
N-No flow	118	M

- ✓ Il est notable qu'il y a une rupture dans le test à cause des anomalies détectées dans les tracés des courbes log-log et semi-log.
- ✓ Plusieurs points aléatoires sont détectés lors de l'enregistrement ce qui rend le calage très difficile voire même impossible, donc la déconvolution est très recommandée dans ce cas.
- ✓ La déconvolution a permis d'obtenir une allure raffinée et continue.
- ✓ Le calage du tracé de la déconvolution était moins difficile et le modèle obtenu est :
 - Double porosité PSS
 - Deux failles parallèles
- ✓ Ce modèle est vérifié par les études géologiques et géophysiques d'après la *Figure IV.8* (la carte des emplacements des puits candidats ainsi que les failles existantes) et il confirme lui aussi ces derniers.

IV-7- Conclusion

1-Le modèle de réservoir commode pour tous les cas inclue les modèles communs suivants :

- Wellbore storage change;
- Débit depend de skin;
- Réservoir bicouche ou double porosité ;
- Une seule faille étanche ou non étanche.

2-On constate que les failles sont étanches, et d'après notre modèle l'aquifère est visiblement actif dans la région du RNC où le modèle constant pressure domine, ce qui coïncide avec la réalité géologique dans la région.

3- la déconvolution a prouvé son efficacité voir les excellents résultats obtenus.

4- Le réservoir de Quartzite Hamra par sa nature complexe présente des caractéristiques pétrophysiques médiocres.

5- Le Tableau ci-dessous montre la perméabilité, le facteur de skin et la distance aux frontières. La perméabilité est inférieure à 4 mD, et sa moyenne géométrique est 0.14 md sans

prendre en considération le puits RNZ 121 qui présente un cas exceptionnel des puits de Quartzite El Hamra par sa perméabilité et son facteur skin très élevé, ces résultats peuvent être dus à des données well test corrompus.

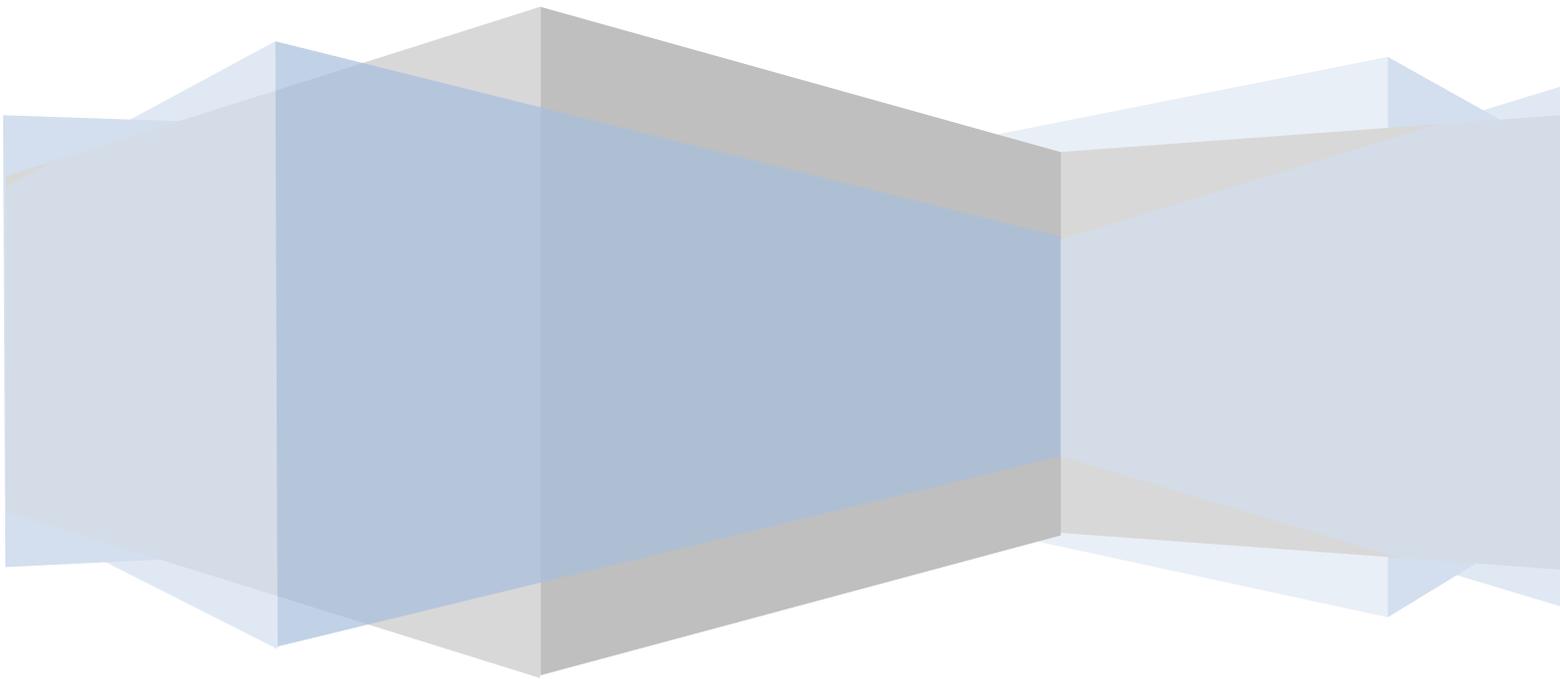
On devrait se rappeler que les évaluations de perméabilité représentent une combinaison de perméabilité de fracture et perméabilité de matrice.

Tableau IV-9 Principaux paramètres obtenus de l'interprétation du test potentiel

Nom du puits	K (mD)	S (Skin)	Distance (de la faille)
RN 108	0.153	8.83	14 m
RNZ 114	0.067	1.74	98.3 m
RNZ 115	0.0119	-2.49	21 m
RNZ 116	0.0198	0.857	98.1 m
RNZ 120	0.0286	-1.53	-----
RNZ 121	4	150	118 m
RNZ 123	0.575	-2.07	104 m

Chapitre V

GENERALITES SUR L'ANALYSE NODALE



CHAPITRE V : GENERALITES SUR L'ANALYSE NODALE

V-1-Introduction

Lors de la production de pétrole et/ou de gaz, plusieurs types de pertes de charges apparaissent et freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface tout en participant à la chute de pression et diminuant ainsi la production.

Pour surmonter ces pertes de charge dans le système de production (tubing de production, réseau de collectes) une énergie est exigée. D'où la nécessité de réaliser une analyse complète afin de prévoir le débit optimal qui fournit cette énergie, et assurer la production des quantités voulues.

L'approche d'analyse nodale était donnée par Gilbert en 1954, .Elle est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec celle de séparateur).

C'est une technique qui permet la prédiction de la productivité du réservoir et l'optimisation des complétions des puits et cela dans le but d'exploiter le gisement le plus longtemps possible à son haut potentiel.

V-2-Applications de l'Analyse Nodale

Les applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- ✓ Evaluation des puits stimulés ;
- ✓ Prévoir l'effet de la déplétion sur la production ;
- ✓ Choix du diamètre du tubing ;
- ✓ Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau de collecte ;
- ✓ Conception du Gravel pack ;
- ✓ Choix du diamètre de la duse ;
- ✓ Optimisation de la production par gaz lift ;
- ✓ Analyse de l'effet de la densité des perforations. [15]

V-3-Procédures d'application de l'analyse nodale :

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

- ✓ Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles ;
- ✓ Choisir les composants à optimiser ;
- ✓ Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés ;

- ✓ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow ;
- ✓ Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship) ;
- ✓ Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

V-3-1-Sélection du nœud :

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments du système. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure Suivante.

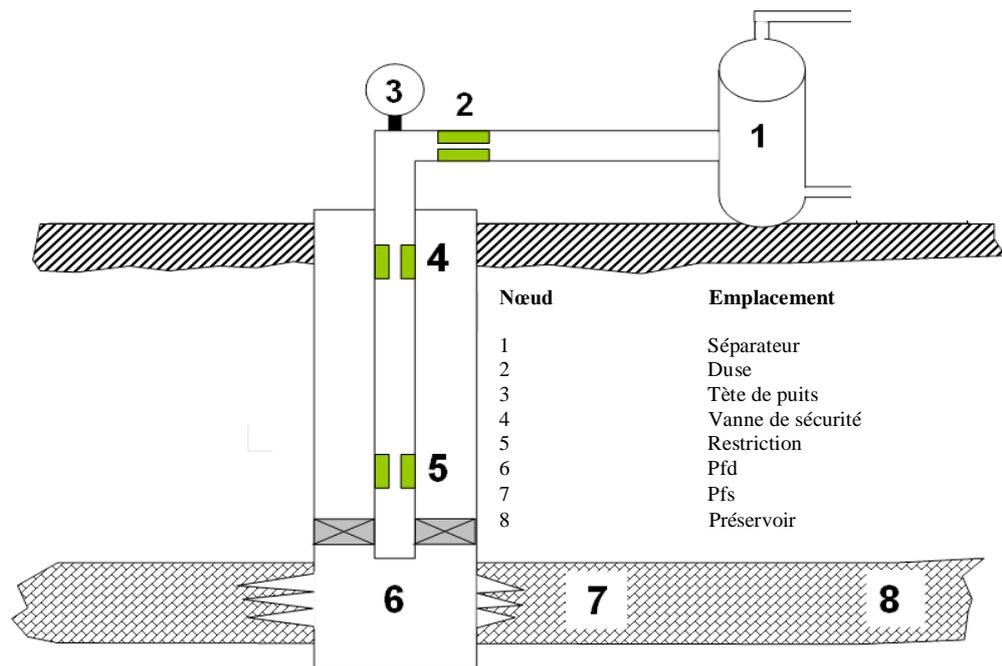


Figure V-1 Les différentes compositions des nœuds

Le nœud dans le puits divise le système en deux, tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- ✓ Le débit entrant égal à celui sortant ;
- ✓ Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

- **Inflow** $P_{Noeud} = P_{Réserveoir} - \Delta P$ (5.1)

- **Outflow** $P_{Noeud} = P_{Séparateur} + \Delta P$ (5.2)

Où :

$$P_{Noeud} = P_{Tête} + \Delta P \quad (5.3)$$

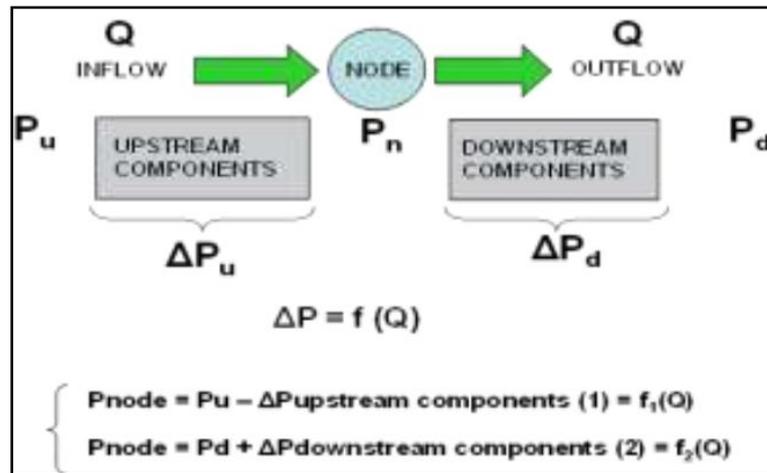


Figure V-2 La relation entre le débit et la chute de pression

V-3-2-IPR :

La construction de la courbe IPR (**Inflow Performance Relationship**) est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits à évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits (le cas du nœud au fond).

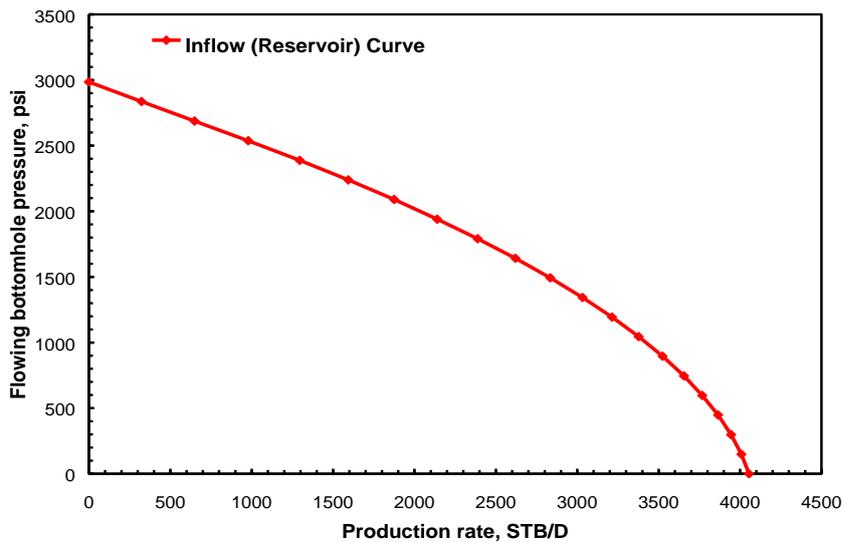


Figure V-3 La courbe d'IPR

V-3-3-VLP :

La courbe VLP (Vertical Lifting Performance) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle est tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par des corrélations confèrents les pertes de charge verticales en fonction des différents débits.

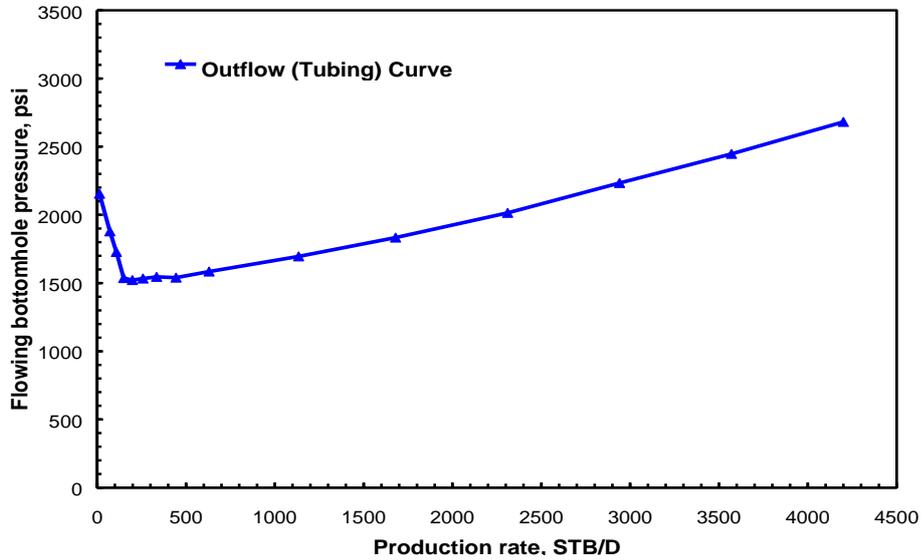


Figure V-4 La courbe VLP

V-3-4-Point de Fonctionnement :

L'intersection de ces deux courbes est appelée point de fonctionnement de puits caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (Q, P_{wf}).

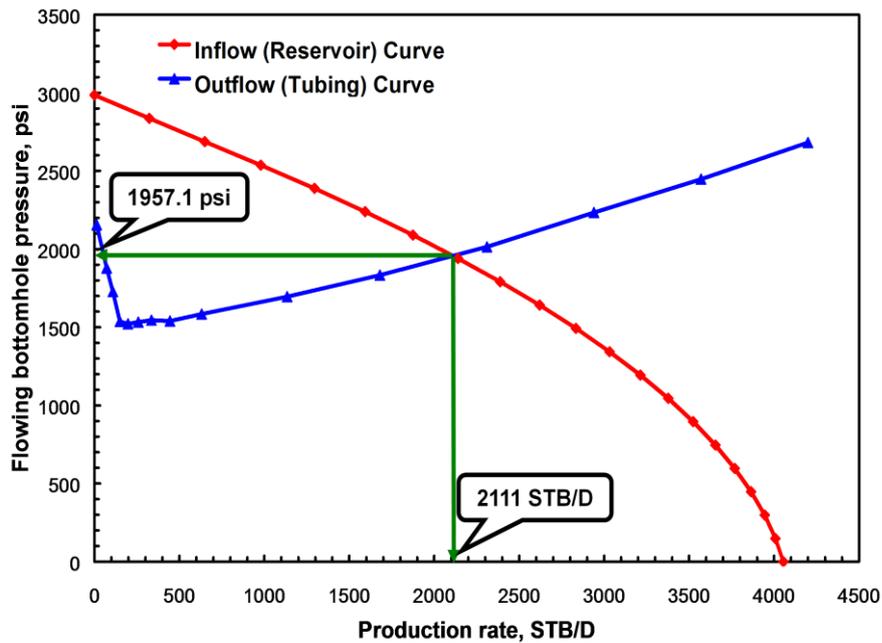


Figure V-5 L'intersection d'IPR et VLP (point de fonctionnement)

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement, c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées changent à cause de l'épuisement ou du changement des conditions de séparation.

Pour parvenir à un choix de complétion optimal on fait tracer plusieurs courbes caractéristiques de chaque complétion (exemple : diamètre de tubing) et on choisit le meilleur point de fonctionnement qui correspond un bon débit et une perte de charge réduite. [15]

V-4-Les pertes de charge

V-4-1-Les Pertes de charge dans le milieu poreux

L'écoulement vers le puits dépend du drawdown ou de la chute pression dans le réservoir ($P_R - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, telles que les propriétés de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, la formation endommagée ou stimulée. [16]

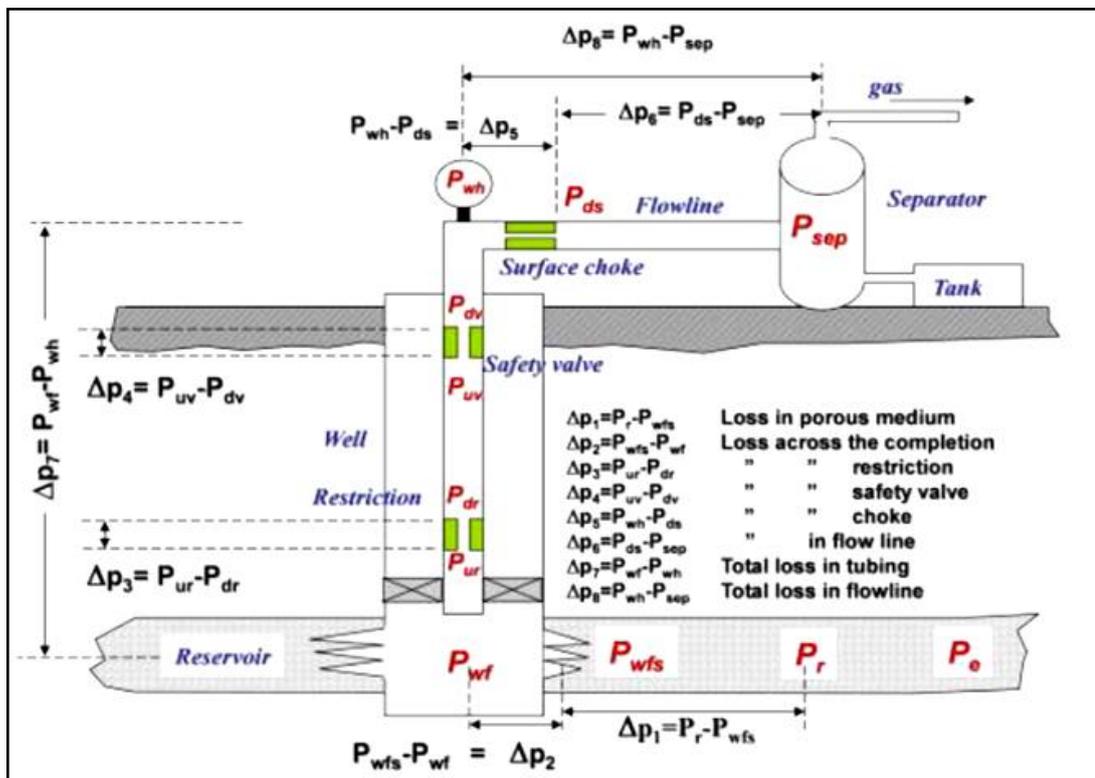


Figure V-6 Les pertes de charge possible dans un système de production

V-4-2-Les corrélations d'IPR

Plusieurs équations permettent de calculer la perte de charge dans le réservoir, les corrélations les plus utilisées sont les suivantes : [16]

Tableau V-1 Les différentes corrélations d'IPR utilisées

Corrélations d'IPR	Réservoir d'huile	Réservoir de gaz et de gaz a condensat	Test multi-rate
Backpressure	Non	Oui	Oui
Fetkovich	Oui	Non	Oui
Jones/Forchheimer	Oui	Oui	Oui
Pseudo Steady State /Darcy	Oui	Oui	Non
Transient	Oui	Oui	Non
Vogel	Oui	Non	Non
Productivity Index	Oui	Oui	Oui

V-4-1-1-Back pressure:

L'équation de Back pressure est utilisée principalement pour les puits de gaz et de gaz à condensat, elle a été développée par *Rawlins and Schellhardt* en 1935 après un test de 582 puits, l'équation a la forme suivante:

$$Q = c (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \tag{5.4}$$

Où

Q : Le débit de gaz (MMscf/d) (m3/d)

P_R : La pression du réservoir (psia) (bara)

P_{wf} : La pression de fond dynamique du puits (psia) (bara)

C : une constante (MMscf/d/(psia²)ⁿ) (m3/d/(bar²)ⁿ)

n : est un exposant sans dimension

V-4-1-2- Fetkovich:

C'est une équation développée à partir de l'équation de Vogel pour tenir compte des grands effets de vélocité.

$$Q = Q_{max} \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right)^n \tag{5.5}$$

Où :

Q : est le débit (STB/D or m³/d)

Q_{max} : est le débit max quand la pression de fond est nulle

P_{wf} : est la pression de fond dynamique du puits (psia) (bara)

P_{ws} : est la pression de fond statique du puits (psia) (bara)

n : Est l'exposant de Fetkovich.

V-4-1-3-Corrélation de Jones:

L'équation de Jones pour le gaz est une forme modifiée de l'équation de Darcy qui prend en considération les pertes de charge dans l'écoulement laminaire et turbulent, elle est exprimée sous la forme :

$$(P_R - P_{wf}) = AQ^2 + BQ \quad (5.6)$$

Où :

Q : est le débit de gaz (MMscf/d) (m3/d)

P_{wf} : est la pression de fond dynamique du puits (psia) (bara)

P_{ws} : est la pression de fond statique du puits (psia) (bara)

$A \geq 0$ est le coefficient de turbulence

$B \geq 0$ est le coefficient d'écoulement laminaire

V-4-1-4- L'équation de Darcy :

C'est une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé.

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (5.7)$$

Où :

k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

dx : Gradient de distance dans le sens d'écoulement

dp : Gradient de pression dans le sens d'écoulement

V-4-1-5- L'équation de Vogel's :

C'est l'une parmi les équations de calcul d'IPR, cette équation a été développée pour les puits d'huile saturés, elle considère seulement les effets du fluide et de la roche dans les systèmes saturés mais elle ne prend pas en compte les écoulements de grande vitesse.

$$Q = Q_{max} \left(1 - (1 - C) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - C \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) \quad (5.8)$$

Ou :

Q : est le débit du liquide (STB/d) ou (m3/d)

Q_{max} : est le débit max quand la pression de fond est nulle.

P_{wf} : est la pression de fond dynamique du puits (psia) (bara)

P_{ws} : est la pression de fond statique du puits (psia) (bara)

C : est le coefficient de Vogel

V-4-1-6-L'indice de productivité :

On tracer la courbe IPR par l'utilisation de indice de productivité, pour les gaz une équation non linéaire est utilisée, sa forme est comme suit :

$$J_g = \frac{q_{sc}}{P_R^2 P_{wf}^2} \quad (5.9)$$

Où :

Q : est le débit de gaz (MMscf/d) (m3/d)

P_{wf} : est la pression de fond dynamique du puits (psia) (bara)

P_{ws} : est la pression de fond statique du puits (psia) (bara)

J_g : est l'indice de productivité pour les gaz [16]

V-4-2- Pertes de charge dans le tubing

L'équation de perte de charge est composée de trois termes dans n'importe quel écoulement :

- ✓ Le terme d'élévation où le terme statique ;
- ✓ Le terme de frottement (friction) ;
- ✓ Le terme d'accélération.

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important.

L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique ou poly phasique) et pour n'importe quelle inclinaison du pipe est donnée par :

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_f + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} \quad (5.10)$$

Où :

$\frac{dp}{dl}$: Perte de charge totale.

$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta$: Perte de charge due à l'élévation.

$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 d g_c}$: Perte de charge due aux frottements.

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} : \text{Petite de charge due à l'accélération. [17]}$$

V-4-2-1-Régimes d'écoulements :

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement peut se produire lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales.

- **Liquide flow** : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement est monophasique.
- **Bubble flow** : le mouvement montant du liquide est accompagné par une réduction de pression et quand la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.
- **Slug flow** : Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, alors gaz est libéré de la solution et les grosses bulles croît régulièrement par les dépassements et coalisent avec les plus petite. Comme elles se déplacent vers le haut, elles portent entre elles des gouttelettes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.
- **Annular flow** : Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus bas, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.
- **Mist flow** : Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante se produit, l'annulaire de liquide disparaît, en ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide. [17]

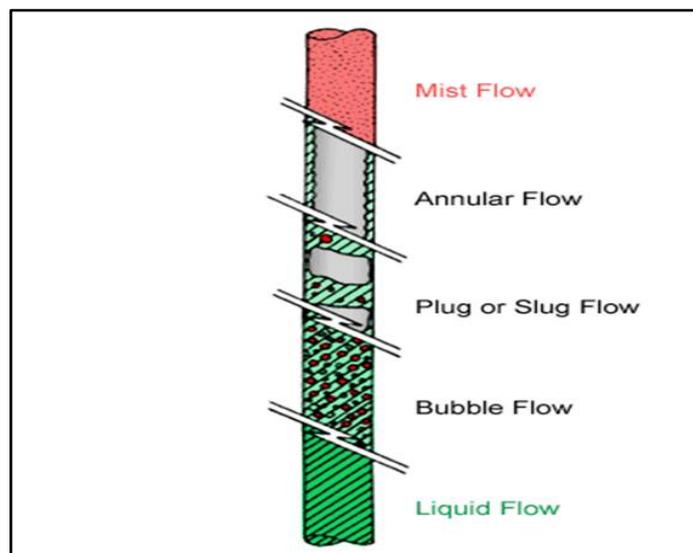


Figure V-7 Les différents régimes d'écoulements dans le tubing

N.B: Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe pas une loi générale qui puisse déterminer avec précision les pertes de charges liées aux écoulements diphasiques.

V-4-2-2-Les principales corrélations de perte de charges

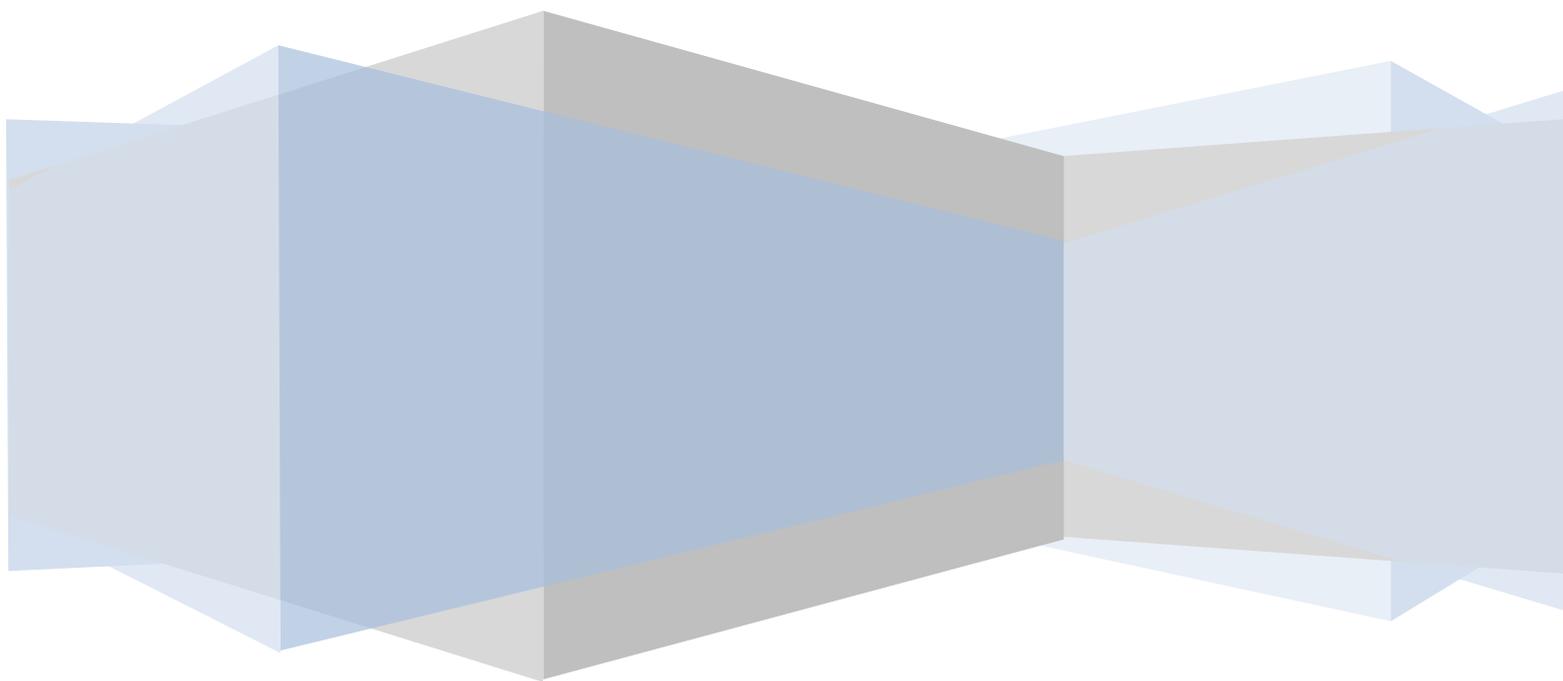
Les principales corrélations de perte de charge dans le tubing sont résumées dans le tableau suivant : [16]

Tableau V-2 Les principales corrélations de perte de charge

Corrélation	Puits Huile vertical	Puits Huile dévié	Puits de Gaz/Gaz a condensat	Pipe d'huile	Pipe de Gaz/Gaz à condensat
Duns and Ros	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Orkiszewski	Oui	Non	Oui	Non	Non
Hagedorn and Brown	Oui	Non	Oui	Non	Non
Beggs and Brill Revised	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Beggs and Brill Original	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Mukherjee and Brill	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Govier, Aziz and Forgasi	Oui	Oui	Oui	Non	Non
OLGAS	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Ansari	Oui	Non	Oui	Non	Non
AGA and Flanigan	Non	Non	Non	Non	Oui
Oliemans	Non	Non	Non	Oui	Oui
Gray	Non	Non	Oui	Non	Non
Gray Modified	Non	Non	Oui	Non	Non
Xiao	Non	Non	Non	Oui	Oui

Chapitre VI

ETUDE DE LA PERFORMANCE DES PUIITS DE QH



CHAPITRE VI : ETUDE DE LA PERFORMANCE DES Puits DE QH

VI-1-INTRODUCTION

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et comme outil pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits.

Dans ce chapitre on a réalisé une étude sur la performance des puits candidats de Rhoude Nouss centre.

VI-2-But de l'étude

L'analyse nodale a été réalisée sur les puits candidats de Rhourde Nouss centre. Le logiciel PIPESIM©2014 a été utilisé pour réaliser cette analyse. Les objectifs de cette étude sont :

- Détermination des valeurs de l'AOFPP (*Absolute open flow potential*) de chaque puits.
- Vérification des performances de la duse et du diamètre nominal du tubing dans chaque puits.
- Retardement et réduction de l'effet de condensate banking.

VI-3- Le logiciel d'optimisation (PIPESIM)

VI-3-1- Présentation

Le PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'analyser les performances d'un puits ou d'un réseau de collecte.

Il peut aider à prédire l'évolution de la production durant la vie d'un puits. Il possède des modules de calcul d'une grande sensibilité.

Le PIPESIM permet d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.

Pour réaliser nos objectifs nous avons utilisé les modules suivants :

- *Multi Flash*: Ce module permet de créer et de caller les données PVT.
- *Well Performance Analysis*: Ce module permet de créer et d'analyser les modèles des puits.

VI-4- Les étapes de l'étude

Notre étude comporte plusieurs étapes :

1. Introduction des données PVT
2. Determination de la completion.
3. Le choix du model réservoir.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical VLP
5. Le tracé des courbes inflow et outflow.
6. L'utilisation de la sensibilité pour l'optimisation de la production
7. Résultats et discussion

VI-5-Analyse de performance des Puits

VI-5-1- Puits RNZ121

Ce puits est désigné comme étant le plus productif de tous les puits candidats. Toutes les étapes de l'étude vont porter sur ce puits à titre d'exemple.

VI-5-1-1 Introduction des données PVT

Pour établir une analyse nodale il est nécessaire d'introduire la composition de l'effluent, pour cela PIPESIM nous propose plusieurs choix, dans notre cas on a créé un fichier PVT avec le module Multiflash.

Le fluide de réservoir à utiliser dans cette analyse est un gaz à condensât, c'est un fluide de type Newtonien qui s'écoule dans le tubing dans une seule branche.

La création d'un fichier MultiFlash passe par les étapes suivantes :

- Introduction des conditions du gisement.

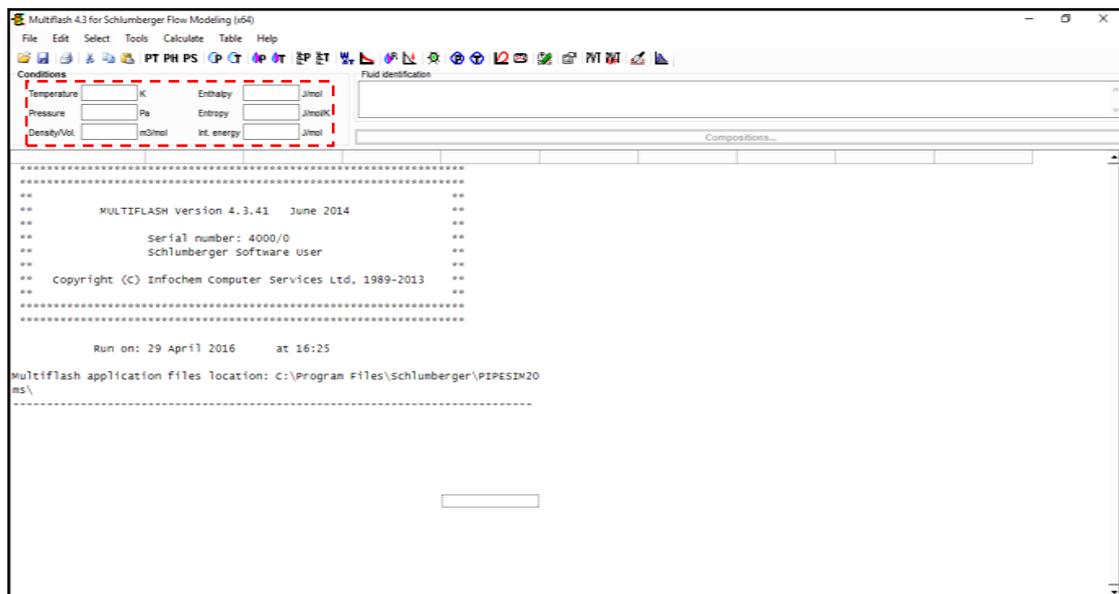


Figure VI-1 Conditions du gisement dans l'interface de MultiFlash

Les données PVT ci –dessous ont été prises de l'analyse d'échantillon du puits **RNZ#114** qui est considéré comme référence pour tous les autres puits de Rhourde Nous centre (Les puits de notre cas d'étude sont inclus).

Tableau VI-1 Données PVT du puits RNZ114

Type	% Moléculaire (%)	T Critique (F°)	P Critique (psig)	V Critique (ft ³ /lb.mol)	M Moléculaire	Densité (Sp.gravity)
N2	0.594	-187.656	676.959	1.43842	28.01	1.026
CO2	6.03097	197.49	1493.6	1.50409	44.01	1.101
C1	78.7427	-47.6836	931.474	1.58899	16.04	0.415
C2	5.97198	200.018	981.055	2.37547	30.1	0.546
C3	2.1799	339.537	853.178	3.25166	44.1	0.585
IC4	0.725	422.003	729.019	4.21274	58.1	0.6
NC4	0.795	458.741	759.387	4.08459	58.1	0.6
IC5	0.517	536.194	664.357	4.90151	72.2	0.621
NC5	0.304	555.147	673.447	4.86948	72.2	0.63
C6	0.638	637.397	603.413	5.92667	86.2	0.664
C7	0.791	707.265	543.297	6.91978	99.5	0.688
C8	0.664	770.541	494.335	7.88086	112	0.703
C9	0.549	825.778	450.539	8.77787	125	0.718
C10	0.371	877.406	415.419	9.65886	137	0.73
C11	0.263	923.026	381.745	10.5719	149	0.79
C12	0.186	963.848	355.095	11.4208	164	0.803
C13	0.165	1003.46	336.709	12.4941	177	0.818
C14	0.111	1041.88	322.661	13.295	192	0.834
C15	0.098	1074.3	288.987	14.0959	208	0.852
C16	0.069	1106.72	266.469	15.0569	224	0.868
C17	0.067	1128.33	252.421	16.018	239	0.879
C18	0.054	1160.74	238.374	16.9791	253	0.89
C19	0.04	1182.35	224.326	17.9402	267	0.898
C20	0.026	1214.77	210.278	18.9013	280	0.903
C21	0.017	1233.98	198.915	19.9985	290	0.906
C22	0.011	1256.78	189.206	20.8907	301	0.911
C23	0.007	1284.4	175.158	21.7685	315	0.916
C24	0.004	1314.42	161.11	22.6319	329	0.922
C25	0.002	1340.83	147.062	23.4808	343	0.925
C26	0.001	1367.23	132.807	24.3137	357	0.928
C27	0.00026	1400.86	118.759	25.1339	371	0.931
C28	0.00013	1426.06	104.712	25.938	385	0.937

- Introduction des différents composants de l'effluent et leurs pourcentages molaires.

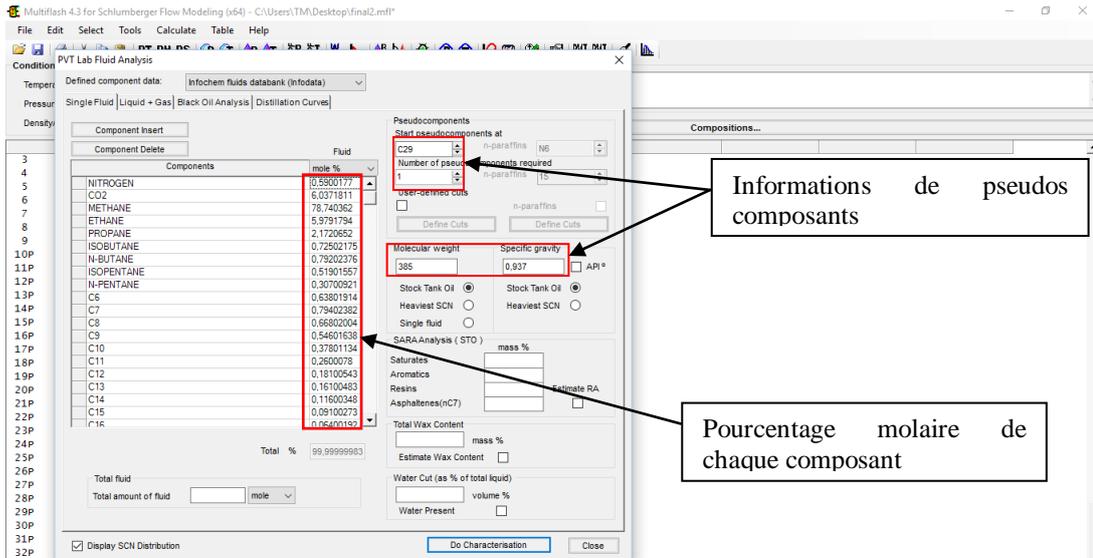


Figure VI-2 Introduction de la composition PVT dans MultiFlash

- Sélection du modèle de calcul, on a choisi l'équation d'état RKS (Redlich Kwong Soave) du à sa précision de calcul.

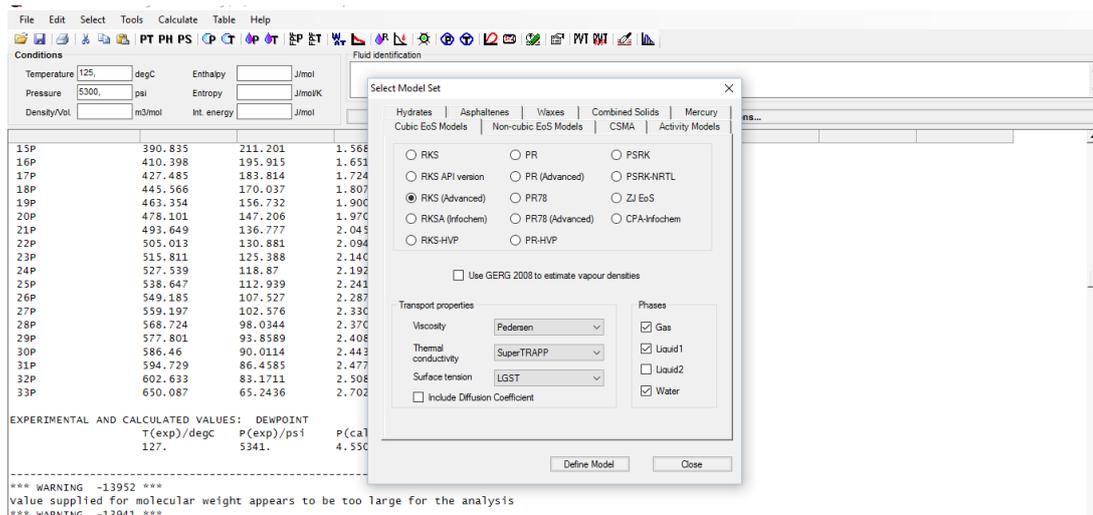


Figure VI-3 Choix du modèle PVT

- Calage de la distribution du nombre de carbone.

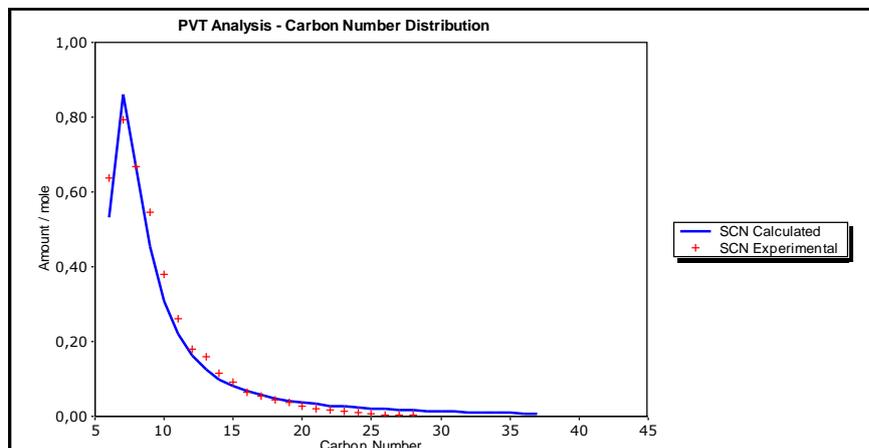


Figure VI-4 Courbe de la distribution du nombre de carbone expérimental et calculé

- Calage du point de rosé expérimental avec l'enveloppe PVT.

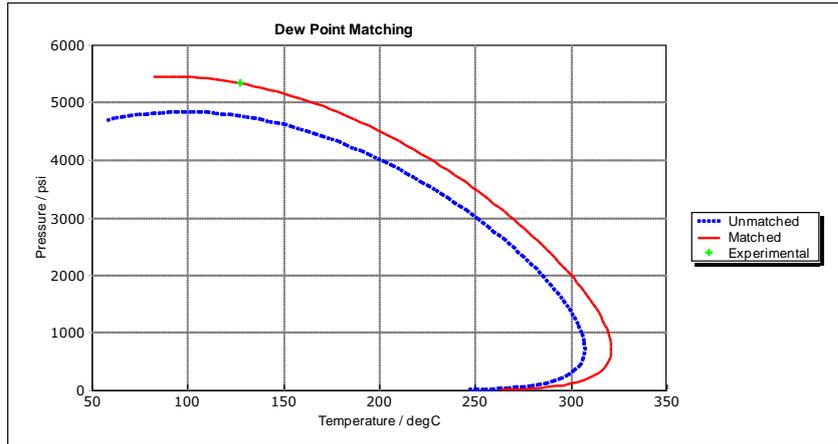


Figure VI-5 Calage de l'enveloppe PVT

Après le calage du point de rosé et le nombre de carbone, on a obtenu l'enveloppe PVT suivante :

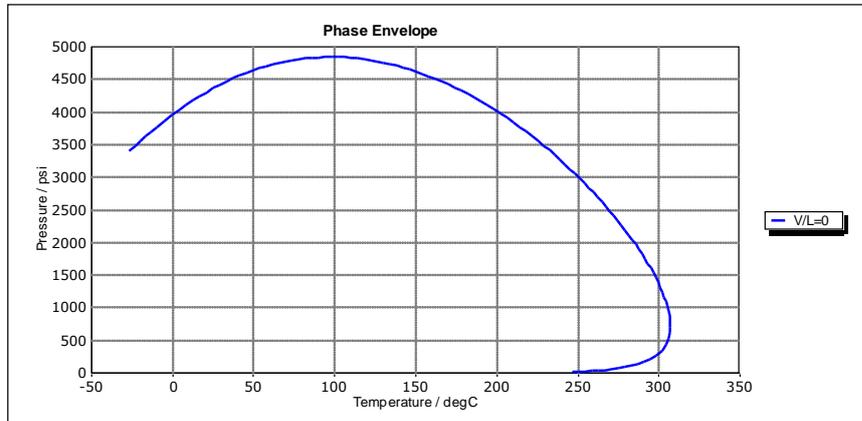


Figure VI-6 Enveloppe PVT de notre effluent

Cette enveloppe décrit les différentes phases de notre effluent suivant la pression et la température est elle est indispensable pour la suite de l'étude.

VI-5-1-2- Détermination de la Complétion

On a introduit les données de complétion (figure VI-7) et de déviation (tableau A-1) dans PIPESIM pour le calcul des pertes de charge.

La figure suivante caractérise la fiche technique du puits RNZ121 contenant les informations de sa complétion, ces informations seront nécessaires pour l'établissement de notre modèle :

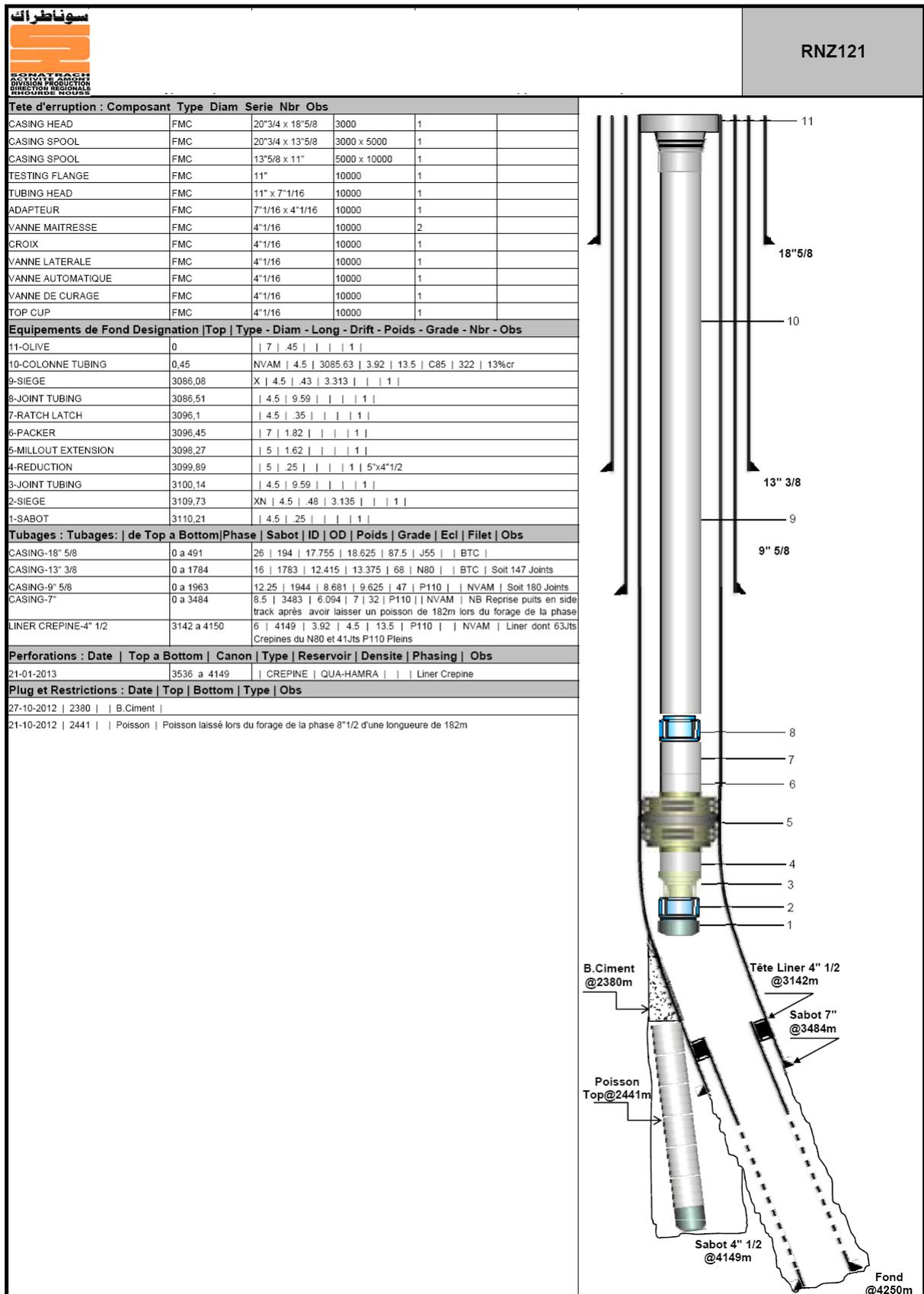


Figure VI-7 Fiche technique du puits RNZ121

➤ Suivant la fiche technique du puits, on introduit les différents Tubing et casing et leurs caractéristiques.

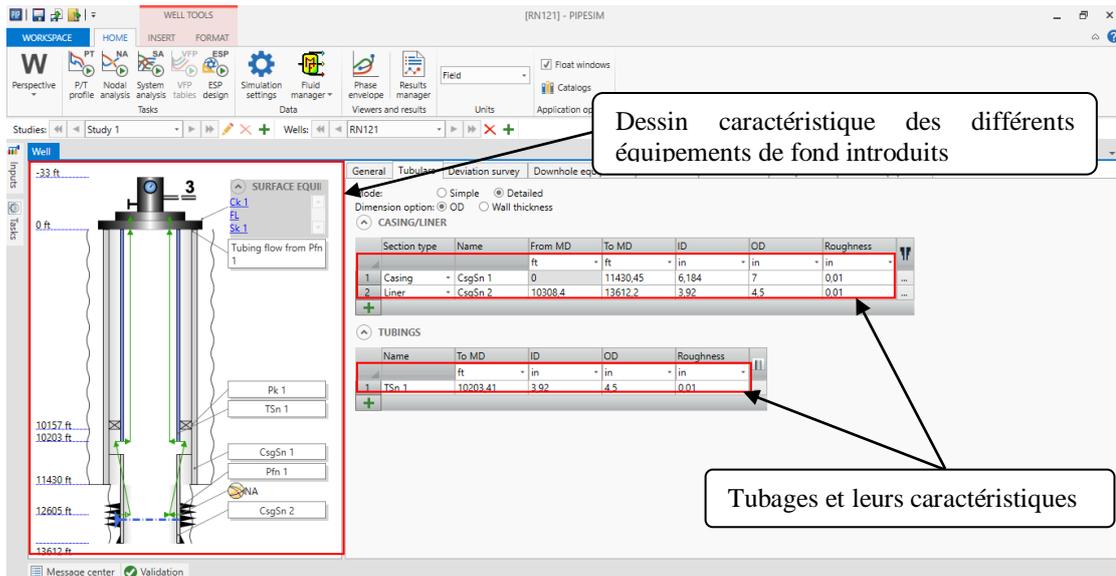


Figure VI-8 Introduction des caractéristiques de tubage dans PIPESIM

➤ Le prochain point consiste à introduire la profondeur verticale et la profondeur mesurée du puits pour le calcul de la déviation s'il s'agit d'un puits dévié.

N.B : Pour les données de déviations des puits, voir l'annexe

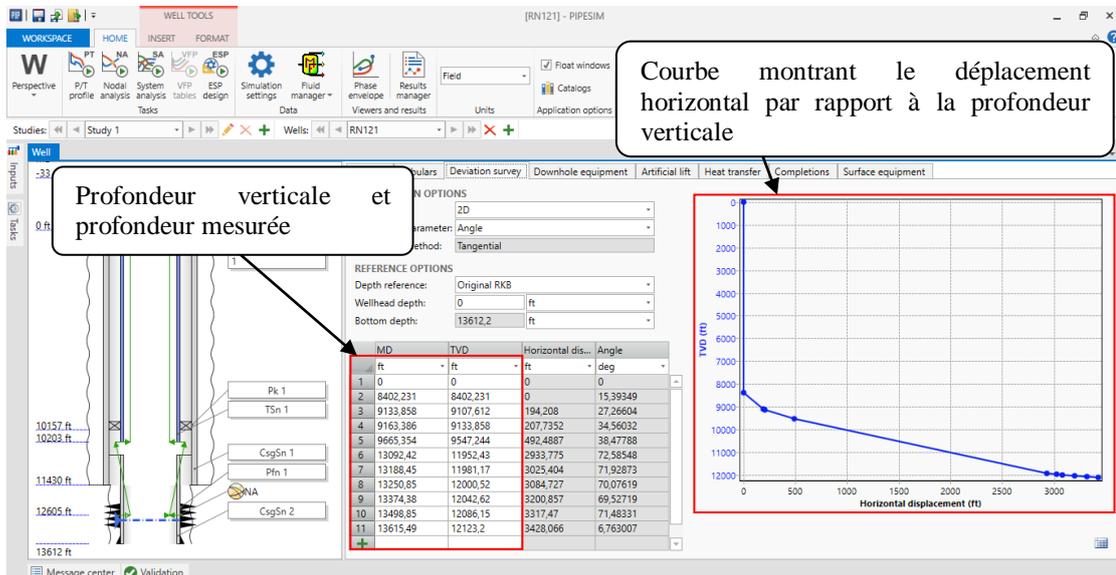


Figure VI-9 Introduction des données de déviation du puits

➤ Enfin, on sélectionne les équipements de surface et on détermine leurs paramètres et caractéristiques.

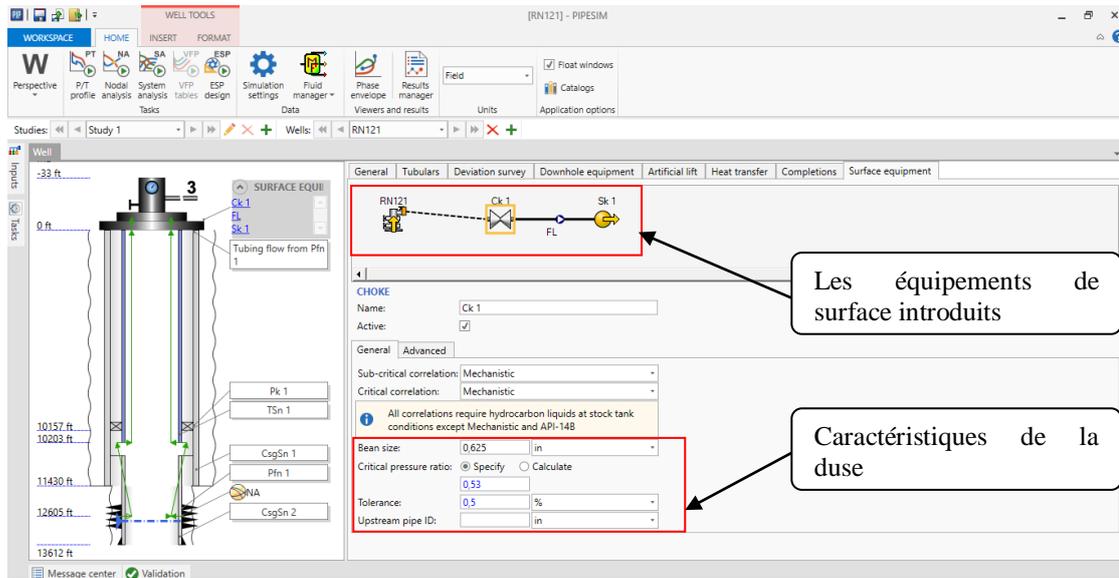


Figure VI-10 Introduction des équipements de surface et leurs caractéristiques

VI-5-1-3- Choix du modèle Réservoir

La courbe de l'**Inflow performance Relationship (IPR)** est tracée à l'aide du modèle Back Pressure car il donne une bonne régression, ce modèle est caractérisé par l'équation suivante :

$$Q=c (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (6.1)$$

L'estimation de C et n est calculée à partir du test isochrone, Pour pouvoir tracer les courbes IPR avec cette équation il suffit d'introduire les données des différents débits et leur pressions équivalentes obtenues lors d'un essai de puits, ce modèle sera utilisé aussi pour tous nos puits.

Mais avant de procéder il faut savoir que les mesures de pression et de température dont on dispose étaient réalisées au niveau des sièges et non au niveau des perforations. Donc ces valeurs de pression et de température doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient statique de pression et de température.

Pour corriger ces mesures, nous utilisons les équations suivantes :

$$P(perfos) = P(gauge) + \left(\frac{dP}{dh}\right) * (Cote_{Perfos} - Cote_{gauge}) \quad (6.2)$$

$$T(perfos) = T(gauge) + \left(\frac{dT}{dh}\right) * (Cote_{Perfos} - Cote_{gauge}) \quad (6.3)$$

Où :

$\left(\frac{dP}{dh}\right)$: Gradient statique de pression.

$\left(\frac{dT}{dh}\right)$: Gradient statique de Température.

Les résultats de correction obtenus sont représentés dans le tableau suivant (Température en °C, Pression en PSI et longueur en mètre) :

Tableau VI-2 Correction des données de température et de pression mesurées.

Puits	Dh*	Dus e	Valeur Mesurée		Gradient		Valeur Corrigée	
			Pressio n	Températur e	Pressio n	Températur e	Pressio n	Températur e
RN108	550	24	3455	130	0.411	0.04911	3681	157
		32	2616	128			2842	155
		40	1999	126			2225	153
RNZ114	770	20	3092	119	0.492	0.01872	3470	133
		24	2623	119			3001	133
		28	2214	118			2592	132
		32	1874	117			2252	131
RNZ115	1303	20	2108	110	0.465	0.02403	2713	141
		24	1754	110			2359	141
		28	1451	109			2056	140
RN116	353	20	2196	128	0.474	0.02824	2363	138
		24	1747	127			1914	137
RNZ120	630	24	3680	133	0.438	0.03731	3956	156
		32	2937	131			3213	154
		40	2391	128			2667	151
RNZ121	733	24	4638	134	0.388	0.02765	4922	154
		32	4256	134			4540	154
		40	3810	132			4094	152
RNZ123	1362	24	1995	124	0.369	0.03052	2497	165
		28	1612	124			2114	165
		32	1306	124			1808	165

*Dh est la distance $(Cote_{Perfos} - Cote_{gauge})$

Après la correction des données il ne reste plus qu'à introduire les différents points de test pour que PIPESIME trace la courbe de l'IPR, voir figure VI-11.

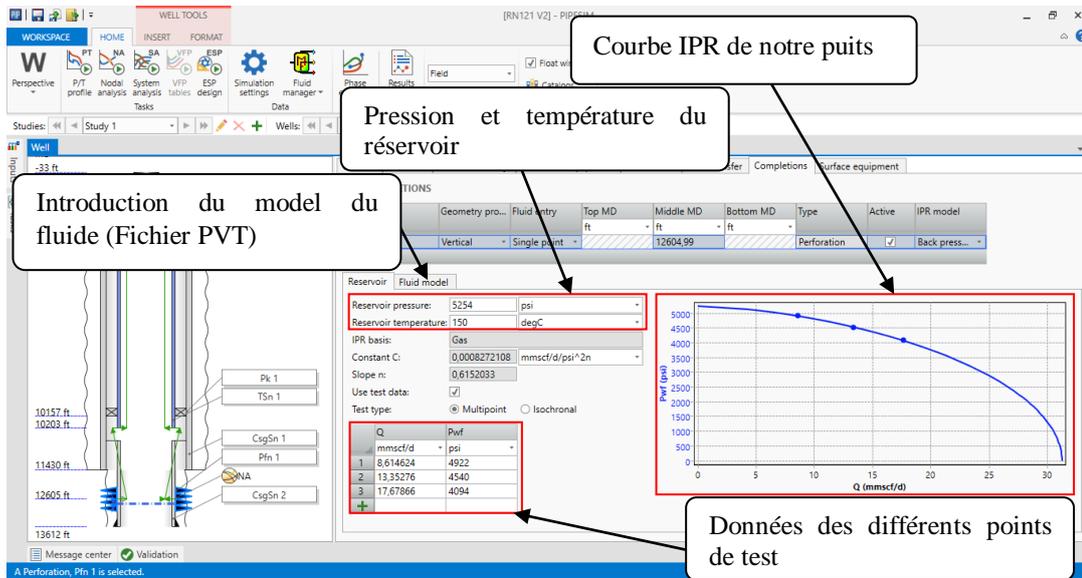


Figure VI-11 Tracée de la courbe IPR.

VI-5-1-4- Choix de la corrélation d'écoulement VLP

Afin de construire un modèle de puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PIPESIM nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons :

Tableau VI-3 Liste de corrélations étudiées et leurs abréviations caractéristiques.

Corrélation	Abréviation
Duns and Ros	DR
Orkiszewski	ORK
Hagedorn and Brown	HBR
Beggs and Brill Revised	BBR
Beggs and Brill Original	BBO
Mukherjee and Brill	MB
Govier, Aziz and Forgasi	GAF
OLGAS	OLG
Ansari	AS
Gray	GR

Pour choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions de pertes de charge, nous procéderons comme suit :

1. On fixe le débit et la pression en tête correspondante.
2. On choisit la pression de fond comme variable à calculer.
3. On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical.

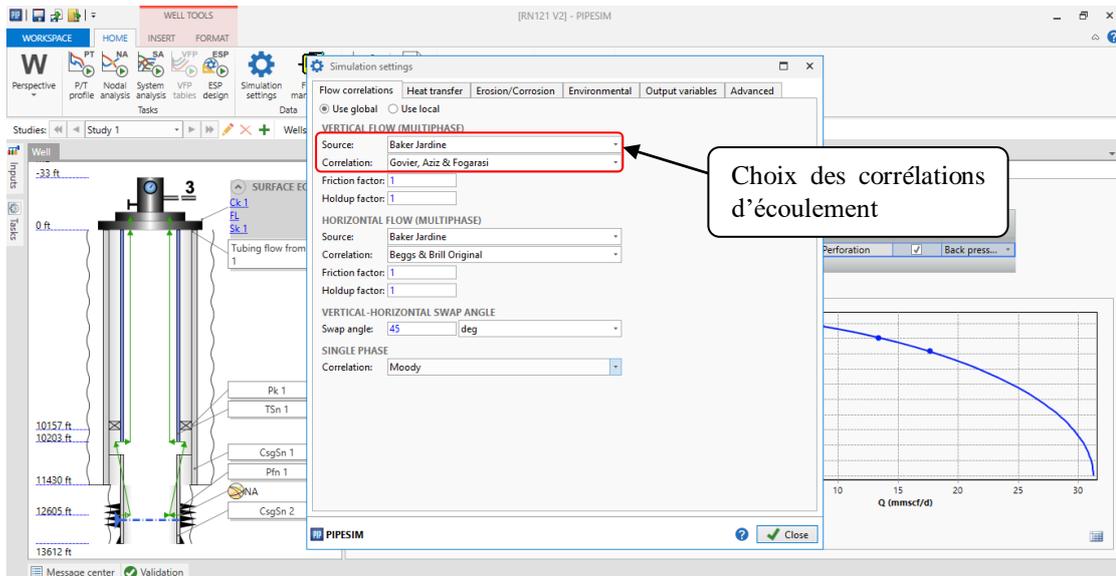


Figure VI-12 Choix de la corrélation d'écoulement dans le logiciel PIPESIM.

4. A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond dynamiques à la côte de mesure.
5. On calcule les pertes de charge dans le tubing par l'équation suivante :

$$\Delta P = P_{wf} - P_{wh} \quad (6.4)$$

6. On compare ces valeurs aux pressions de fond dynamiques mesurées et cela en calculant l'erreur relative comme suit :

$$E_{relative} = \left| \frac{\Delta P_m - \Delta P_c}{\Delta P_m} \right| \quad (6.5)$$

Où :

ΔP_m : perte de charge mesurée,

ΔP_c : perte de charge calculée.

7. On calcule l'erreur relative moyenne de l'ensemble des puits.

$$\overline{E_{relative}} = \sum_{i=1}^N \frac{E_{relative}}{N} \quad (6.6)$$

* N : le nombre de puits, dans ce cas, N = 7.

La corrélation à choisir sera celle qui donnera la plus petite valeur de l'erreur relative, le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenus :

Tableau VI-4 Les erreurs relatives et moyennes de chaque corrélation.

puits	DR	ORK	HBR	BBR	BBO	MB	GAF	OLG	AS	GR
RN 108	25,42	111,07	1,94	40,99	34,06	27,37	9,85	9,97	6,12	13,38
RNZ 114	31,61	52,51	1,31	96,17	110,5	11,05	22,53	19,47	21,44	22,21
RNZ 115	43,44	41,19	10,01	94,04	107,02	1,87	30,61	26,96	29,02	29,58
RN 116	91,19	84,27	8,55	164,02	184,15	10,56	43,01	35,84	29,68	38,74
RNZ 120	34,84	53,9	5,05	81,18	112,94	57,62	11,25	10,28	9,48	13,03
RNZ 121	11,62	37,4	14,81	26,74	18,74	47,77	9,33	9,4	11,55	4,96
RNZ 123	61,32	72,91	9,86	112,95	124,06	18,42	14,7	10,37	13,99	14,09
Erreur relative Moyenne	42.77	64.75	07.36	88.01	98.78	24.95	20.18	17.47	17.32	19.42

N.B : les erreurs relatives sont données en pourcentage (%)

L'histogramme ci-dessous illustre mieux les résultats obtenus :

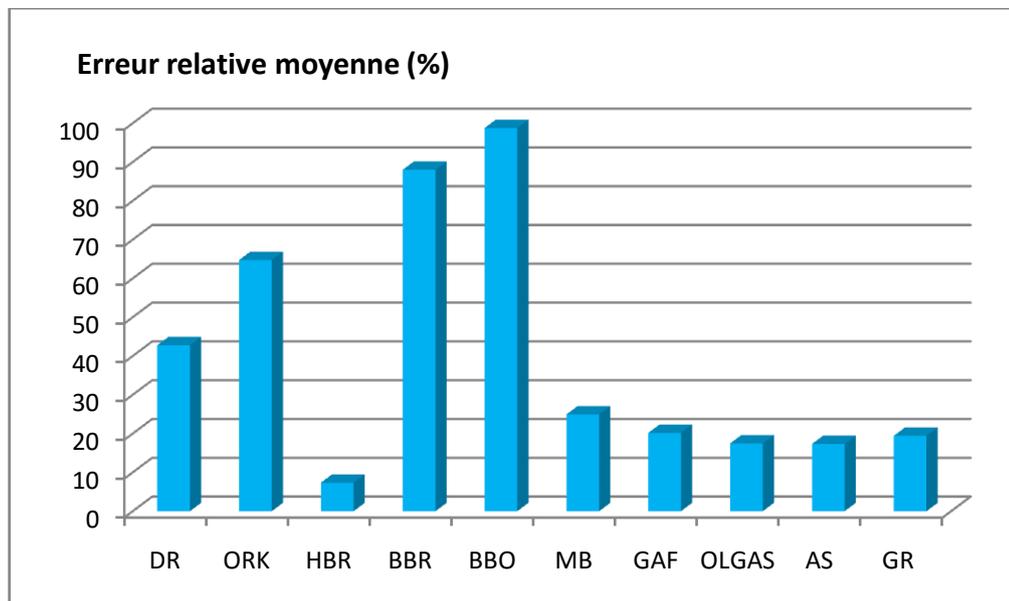


Figure VI-13 Histogramme montrant l'erreur moyenne de chaque corrélation.

D'après l'histogramme ci-dessus, nous constatons que la corrélation de Hagedorn and Brown est celle qui donne les estimations des pertes de charges verticales les plus proches des valeurs mesurées, cette corrélation est aussi recommandée par PIPESIME pour les puits de gaz et de gaz à condensat, de ce fait, cette corrélation sera utilisée pour les calculs des pertes de charge dans le tubing de nos puits.

VI-5-1-5- Le tracé de courbe Inflow et Outflow

En utilisant l'analyse nodale, nous avons étudié les performances actuelles des puits candidat dans le but déterminer le point de fonctionnement de chaque puits (Pwf, Q). Pour cela nous avons tracé les courbes *inflow* (IPR) et *outflow* (VLP) pour chaque puits. A partir de ces courbes nous avons déterminé les valeurs de l'AOF (Absolute open flow potential) et les points de fonctionnement des puits, pour cela on a introduit la pression et la température du gisement ainsi que celles du pipe comme suit :

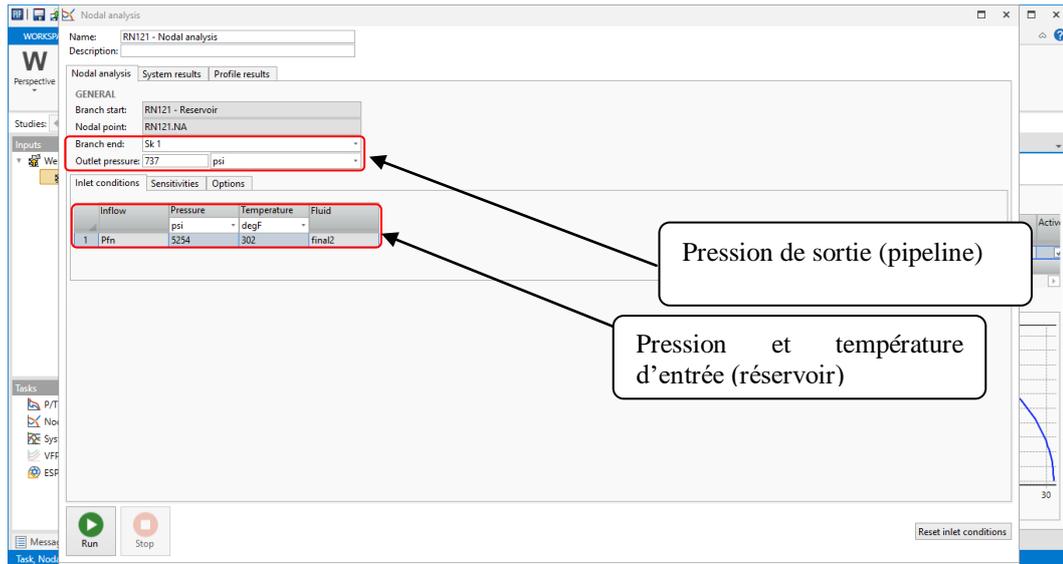


Figure VI-14 Tracé de la courbe VLP dans PIPESIM.

- Après le démarrage de l'analyse nodale on a obtenu les courbes suivantes pour le puits RN121

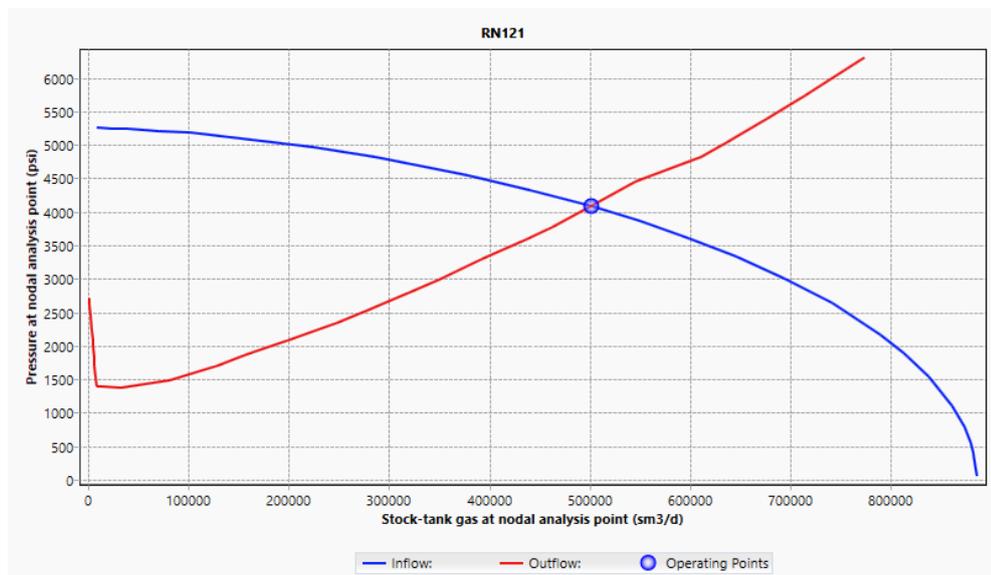


Figure VI-15 Tracé des courbes IPR et VLP du puits déterminant le point de fonctionnement.

- La figure suivante montre le parcours de pression et température de notre analyse nodale.

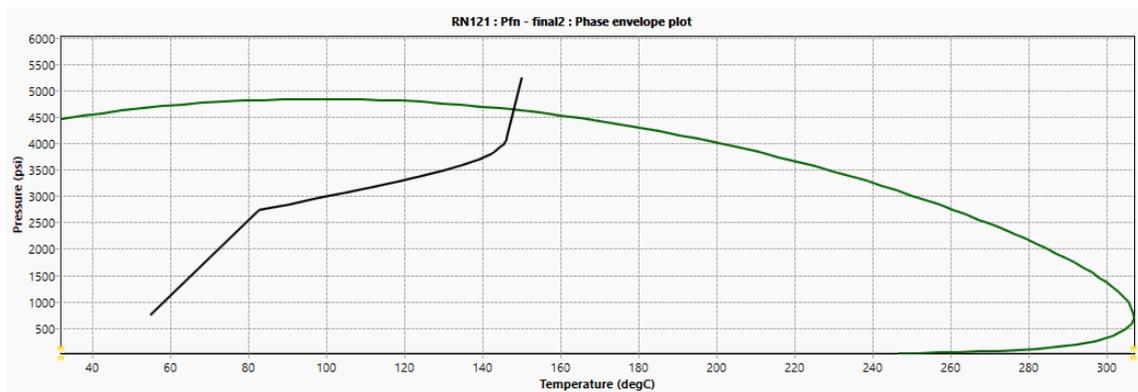


Figure VI-16 Le parcours de pression et température de notre analyse.

Le Tracé des courbes IPR et VLP des 7 puits candidats nous a permis de déterminer leurs points de fonctionnement actuels et leurs AOF spécifiques.

Tableau VI-5 Point de fonctionnement de chaque un des puits et son AOF correspondant.

	Duse	ID Tubing	Pf (psi)	Q (m3/d)	AOF (m3/d)
RN 108	40/64	3.95 in	2256,233	255239,7	294939,1
RNZ 114	28/64	3.95 in	2692,302	159741,7	210330,6
RNZ 115	24/64	3.95 in	2382,524	98601,03	134613,5
RN 116	24/64	3.95 in	1620,186	82520,27	91701,55
RNZ 120	40/64	3.95 in	2689,321	300225,2	397895,4
RNZ 121	40/64	3.95 in	4079,539	501877,7	885879,9
RNZ 123	28/64	3.95 in	2077,702	109193,7	124369,1

N.B : Voir l'annexe pour les Tracés des courbes IPR et VLP des autres puits.

VI-5-1-6- L'utilisation de la sensibilité

Dans le but d'optimiser la production, nous avons utilisé la fonction de la sensibilité afin de déterminer la meilleure complétion possible pour nos puits, pour cela nous avons choisi les paramètres suivants :

- ✓ Diamètre du tubing.
- ✓ Diamètre de la duse
- ✓ Pression du gisement

Les tubings que nous étudierons ont pour diamètres nominaux : 2’’3/8, 2’’7/8, 3’’1/2 et 4’’, et cela pour tous nos puits, en ce qui concerne les duses, on va utiliser pour chaque puits des diamètres de duse spécifiques suivant la duse actuelle utilisée dans ce dernier. La figure suivante montre les différentes valeurs introduites pour réaliser une analyse nodale du puits RN121.

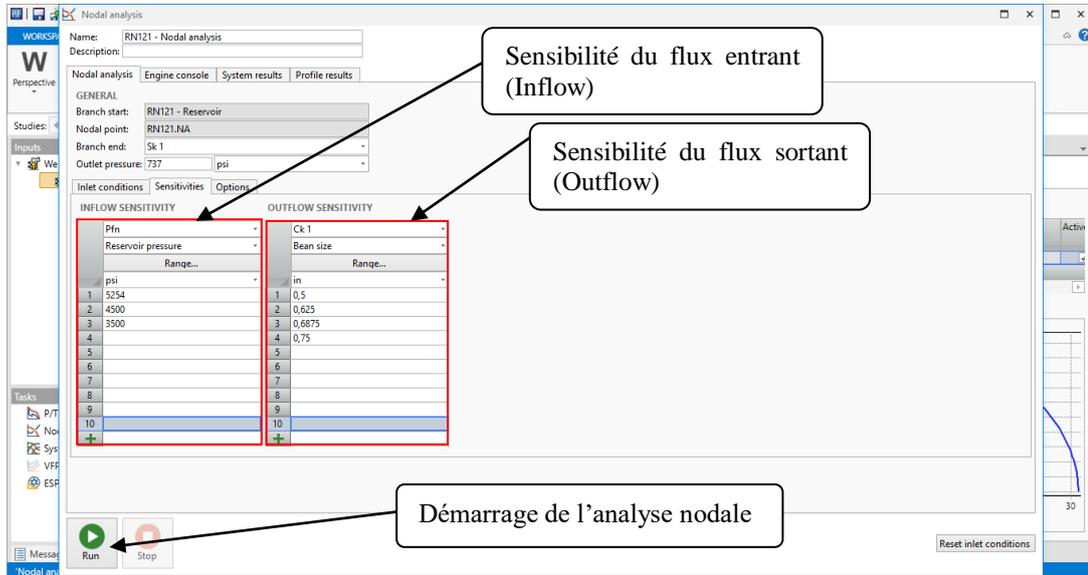


Figure VI-17 Utilisation de la sensibilité pour le puits RNZ121.

VI-5-1-7- Résultats et discussion

Après le démarrage de l’analyse, nous avons obtenu les résultats suivants en ce qui concerne la sensibilité du diamètre intérieur du tubing :

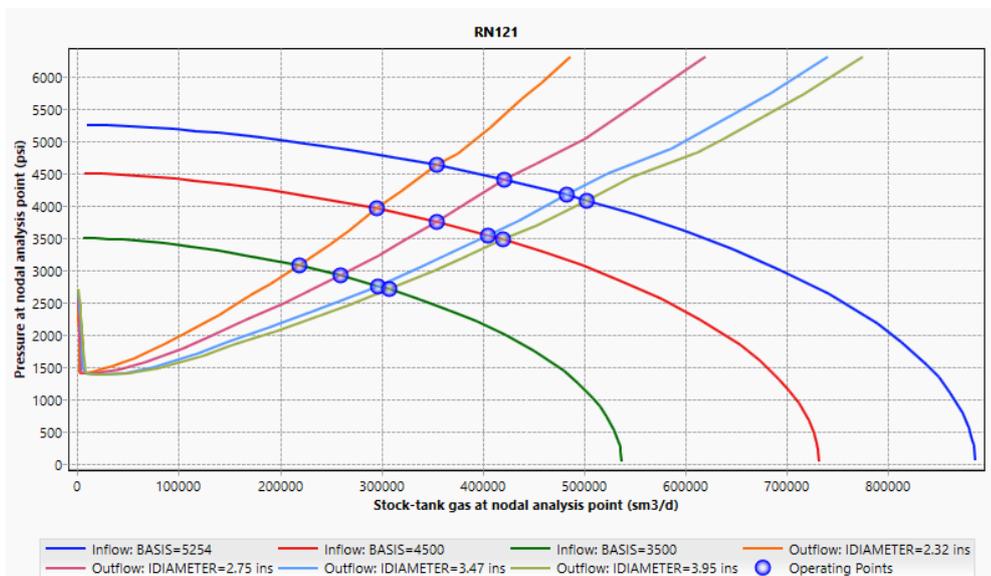


Figure VI-18 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ121.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont montrées dans le tableau suivant :

Tableau VI-6 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ121.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5254 Psi	4621,581	355053,6	4397,47	421896,4	4161,78	482553,6	4075,34	502841,6
Pg 4500 Psi	3950,109	295995	3744,24	354534,2	3535,234	405538,5	3467,776	420568,8
Pg 3500 Psi	3067,744	218596,5	2915,976	259296,6	2755,64	296379,3	2700,623	307992,3

Selon les résultats obtenus on constate que le diamètre nominal optimal est 3.95 inch, vu que ce puits est assez bon et sa pression de fond est élevée même après une chute de pression de réservoir.

En ce qui concerne la sensibilité de la duse nous avons obtenu les résultats suivants :

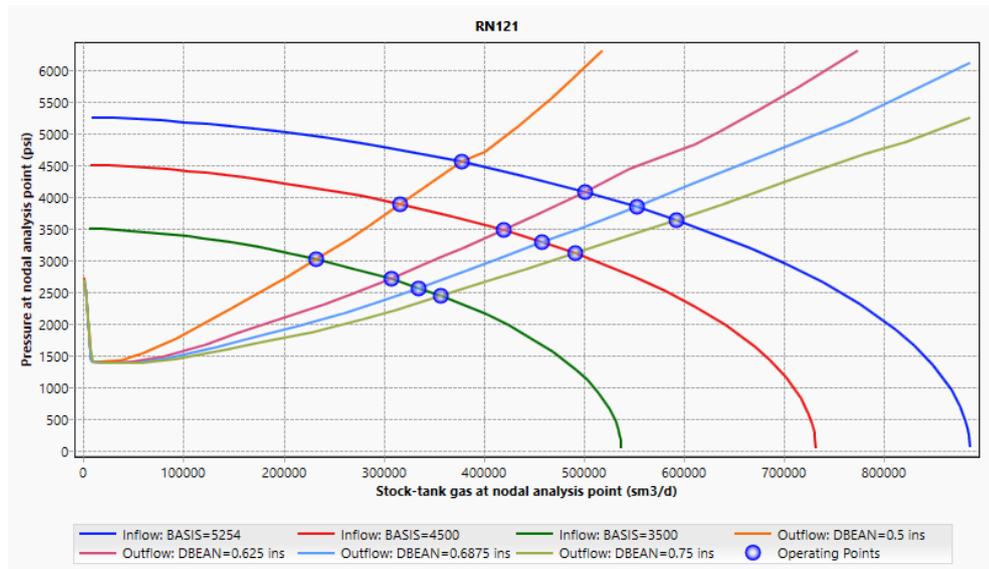


Figure VI-19 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ121.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-7 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse , puits RNZ121.

	ID 32/64		ID 40/64		ID 44/64		ID 48/64	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5254 Psi	4546,667	378590,7	4079,373	501915,8	3844,777	552687	3635,627	593251,6
Pg 4500 Psi	3880,558	316881,5	3471,053	419853,1	3283,232	458693	3108,65	491228,1
Pg 3500 Psi	3016,501	233067,9	2703,279	307443,2	2563,212	334913,8	2435,113	357660,8

Selon ces résultats, on constate que la duse optimale pour une pression de gisement actuel est 44/64 inch, mais après la chute de pression de gisement à 4500 psi ou 3500 psi, le diamètre de duse optimal est 32/64 inch, on a fait ce choix pour éviter au maximum le phénomène du condensate banking qui peut tuer la production.

VI-5-2- Puits RNZ123

En suivant la même démarche que celle adoptée pour le puits RN#121 ; nous allons procéder à étudier le puits RNZ#123 et aussi tous les autres puits.

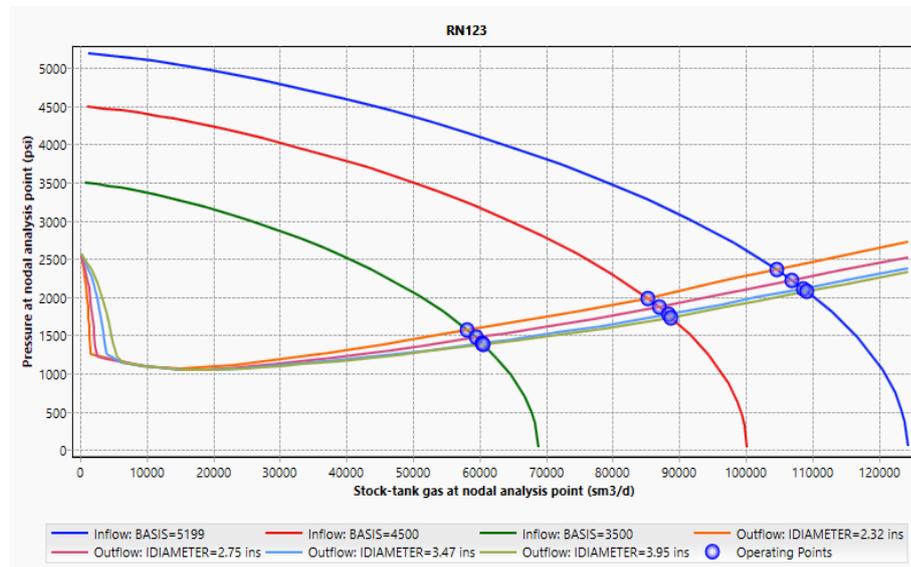


Figure VI-20 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ123.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-8 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ123.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5199 Psi	2359,252	104642,5	2224,738	106884,1	2114,356	108614,4	2074,821	109210,5
Pg 4500 Psi	1984,835	85207,99	1867,594	86967,63	1769,618	88347,56	1736,029	88801,93
Pg 3500 Psi	1564,638	58208,12	1469,125	59491,08	1394,059	60436,7	1377,559	60637,26

Pour ce puits, le diamètre nominal du tubing n'a pas une très grande influence sur la production, de ce fait le diamètre nominal optimal pour ce puits est 2.32 in et cela pour éviter la chute de pression le plus possible.

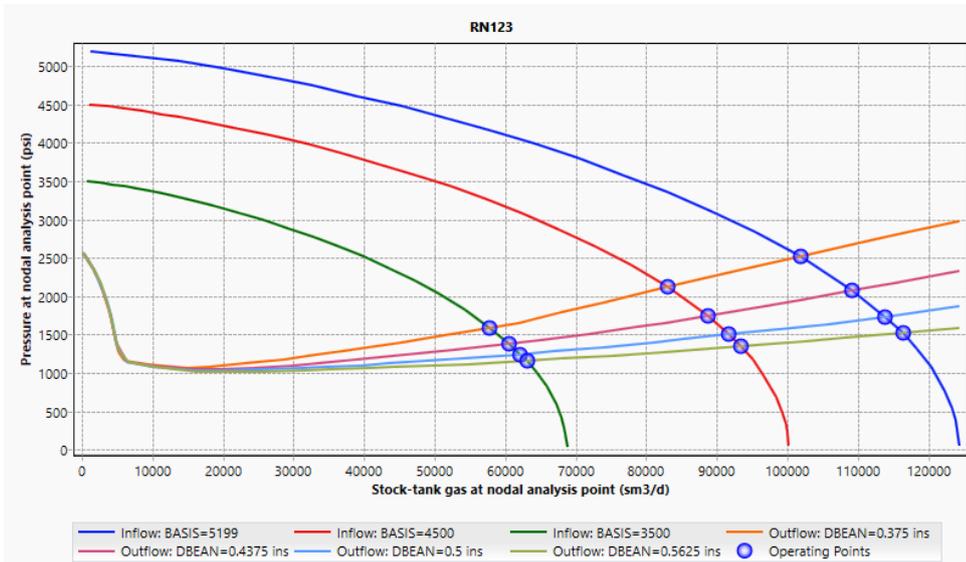


Figure VI-21 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse , puits RNZ123.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-9 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ123.

	ID 24/64		ID 28/64		ID 32/64		ID 36/64	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5199 Psi	2517,483	101814,3	2077,355	109172,7	1729,505	113901,5	1516,207	116347,5
Pg 4500 Psi	2117,9	83064,62	1738	88775,53	1498,516	91747,55	1344,639	93410,83
Pg 3500 Psi	1588,94	57867,2	1378,449	60626,51	1243,513	62170,8	1156,831	63072,98

Le diamètre de duse optimal pour une pression de réservoir actuelle est 28/64 inch, après une chute de pression de réservoir la duse optimal devient 24/64.

VI-5-3- Puits RN108

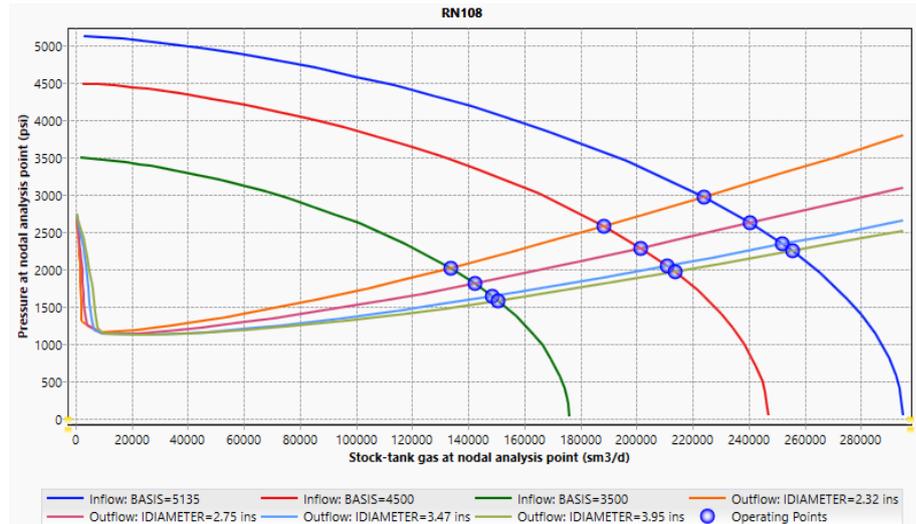


Figure VI-22 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RN108.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-10 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RN108.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5135 Psi	2970,594	224108,7	2623,138	240556,8	2341,574	252057,2	2249,687	255478,1
Pg 4500 Psi	2583,326	188541	2290,924	201665,1	2051,727	210974,9	1972,449	213794,4
Pg 3500 Psi	2022,474	133767,6	1816,209	142385	1644,854	148677,5	1586,241	150659,8

Le diamètre nominal optimal pour ce puits est 3.47 inch.

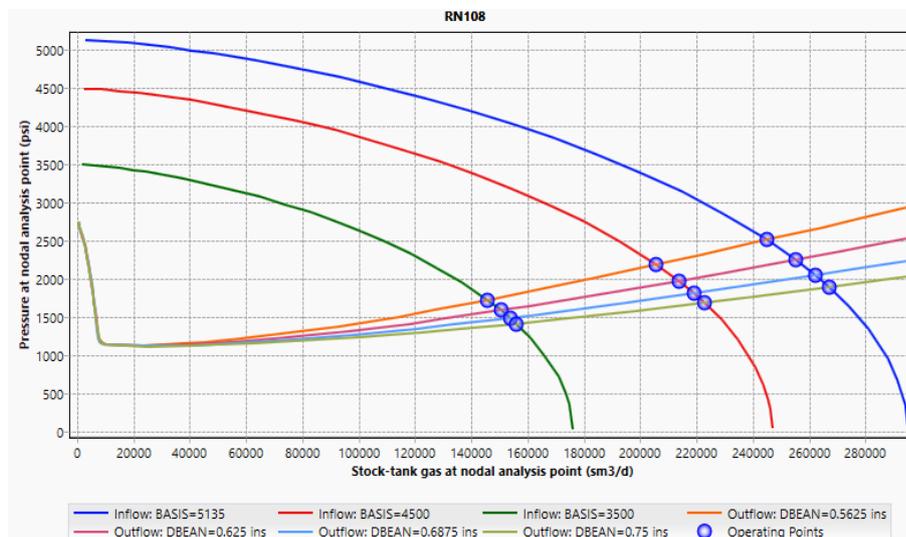


Figure VI-23 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RN108.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-11 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RN108.

	ID 36/64		ID 40/64		ID 44/64		ID 48/64	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5135 Psi	2516,189	245109,8	2256,059	255246	2051,968	262308,6	1895,201	267224,5
Pg 4500 Psi	2192,006	205664,4	1977,931	213603,6	1814,404	219035,9	1690,743	222794,4
Pg 3500 Psi	1728,502	145700	1590,43	150520,9	1489,489	153749,4	1416,172	155942,9

On a choisi la duse 36/64 inch comme duse optimale pour ce puits vu qu'elle présente des pertes de charge assez faibles et un bon débit.

VI-5-4- Puits RNZ114

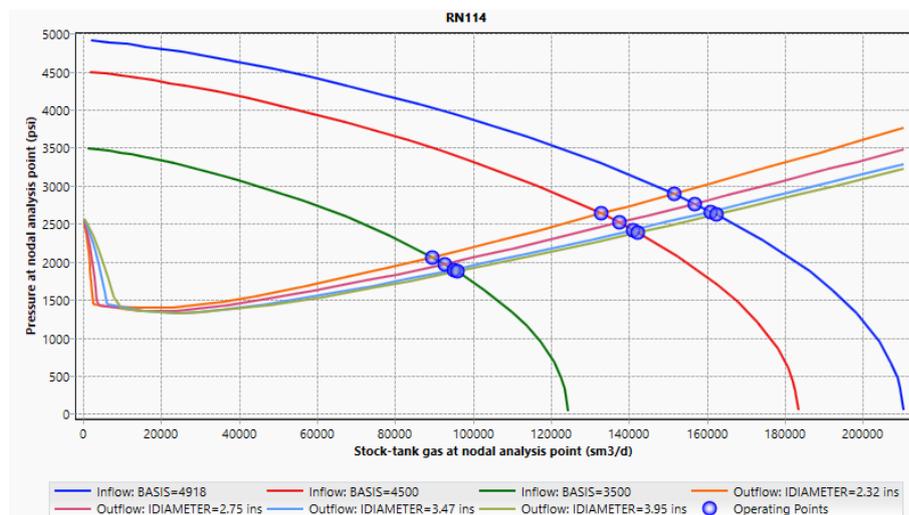


Figure VI-24 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ114.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-12 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ114.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 4918 Psi	2892,703	151526,1	2763,179	156917,8	2658,912	161041,6	2621,733	162466,4
Pg 4500 Psi	2631,205	132734	2512,493	137407,2	2416,203	141007,1	2381,502	142263,6
Pg 3500 Psi	2057,647	89634,28	1970,522	92650,43	1895,766	95112,77	1868,873	95970,85

Le diamètre nominal de tubing optimal pour la pression de gisement actuelle est 3.47in.

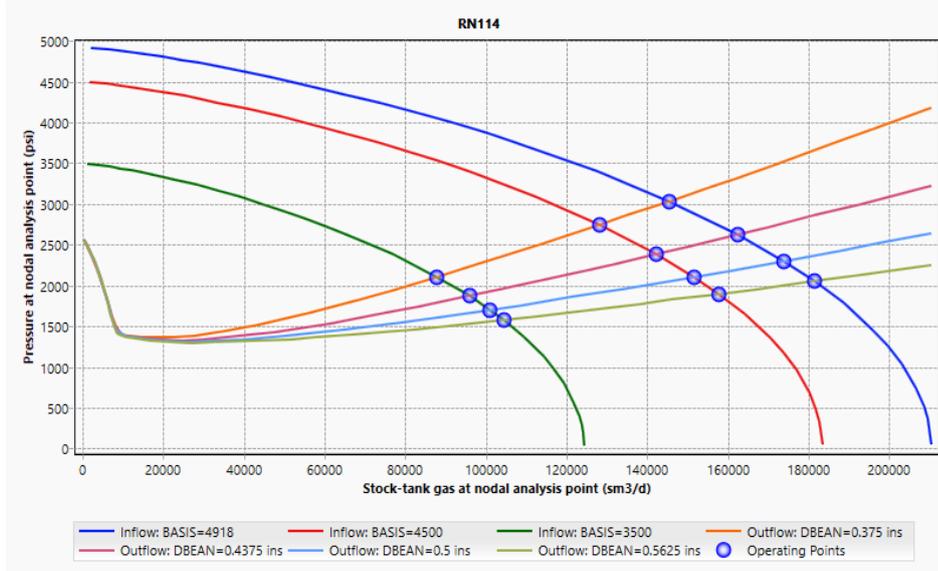


Figure VI-25 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ114.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-13 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ114.

	ID 24/64		ID 28/64		ID 32/64		ID 36/64	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 4918 Psi	3032,038	145381,6	2624,356	162366,7	2298,572	173874,6	2050,752	181483,3
Pg 4500 Psi	2743,243	128077,6	2383,714	142184,1	2104,016	151556,6	1896,246	157669,2
Pg 3500 Psi	2105,049	87925,35	1870,174	95929,65	1698,509	101075,5	1578,118	104348,3

Le diamètre de duse optimal est 28/64 pour la pression de réservoir actuelle, après une chute de pression la duse optimale à utiliser est 24/64 in pour éviter toute chute de pression.

VI-5-5- Puits RNZ115

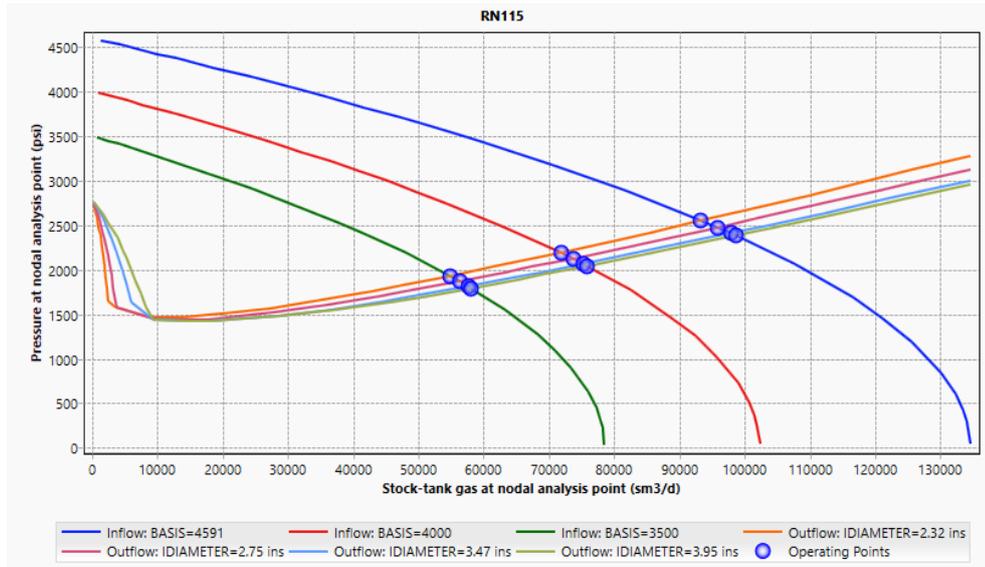


Figure VI-26 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, RNZ115.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-14 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ115.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 4591 Psi	2549,732	93320,6	2472,362	95789,49	2406,113	97842,65	2380,651	98616,85
Pg 4000 Psi	2191,42	71831,87	2124,243	73677,58	2064,931	75259,16	2042,359	75849,21
Pg 3500 Psi	1930,496	54786,72	1869,495	56265,48	1812,157	57611,9	1790,299	58114,05

Selon les résultats obtenues on constate que le tubing a un faible effet sur la production dans ce puits, et la pression de réservoir est assez faible ce qui peut engendrer des problèmes de condensation, de ce fait le diamètre nominal optimal est 2.32 inch pour éviter toute chute de pression supplémentaire.

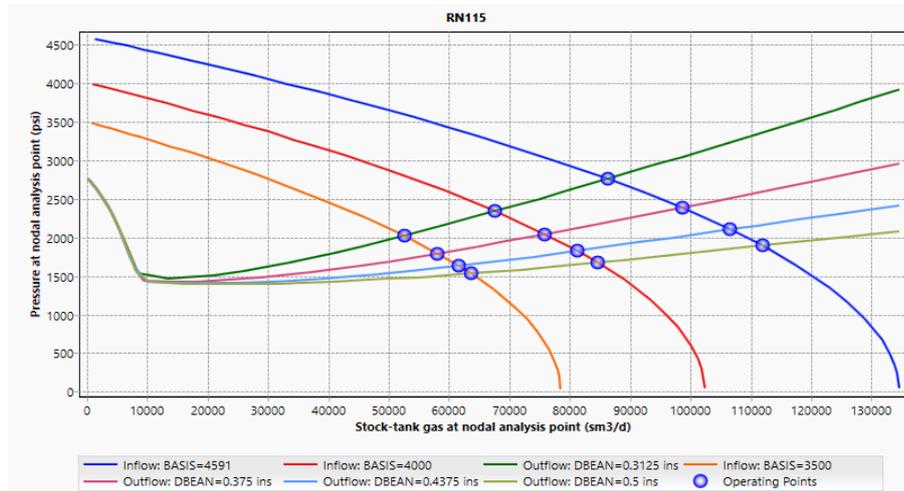


Figure VI-27 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ115.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-15 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ115.

	ID 20/64		ID 24/64		ID 28/64		ID 32/64	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 4591 Psi	2757,005	86328,98	2382,094	98573,21	2102,745	106528,7	1890,904	111898,4
Pg 4000 Psi	2337,295	67624,7	2043,464	75820,48	1824,771	81203,11	1671,655	84608,09
Pg 3500 Psi	2020,542	52516,51	1791,885	58077,83	1632,371	61560,39	1531,307	63598,26

Pour ce qui concerne le diamètre de duse optimal, on a choisi le diamètre 20/64 inch vu que ce puits est déjà assez faible.

VI-5-6- Puits RN116

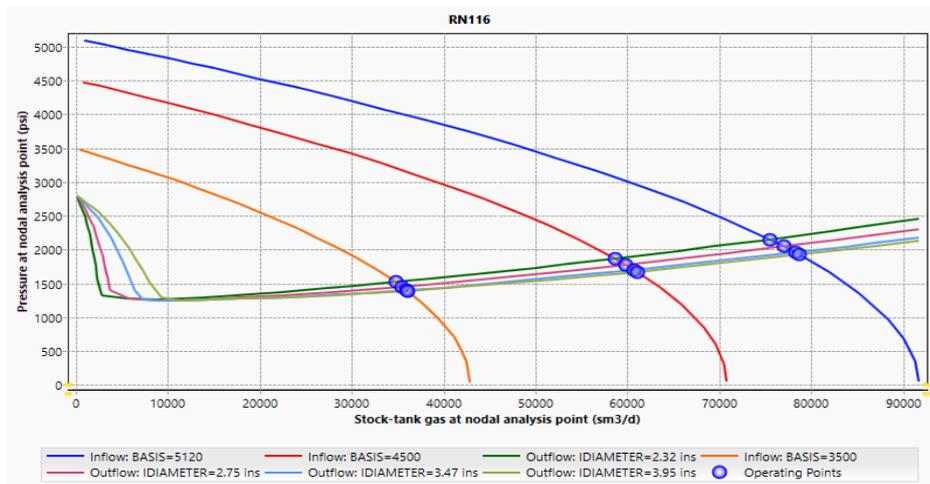


Figure VI-28 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RN116.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-16 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RN116.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5120 Psi	2152,481	75472,37	2048,608	76998,44	1957,474	78275,21	1923,808	78732,17
Pg 4500 Psi	1866,837	58629,12	1777,396	59768,98	1698,126	60732,46	1670,262	61060,68
Pg 3500 Psi	1517,71	34784,4	1453,588	35450,7	1399,104	35994,24	1391,24	36070,98

Le diamètre optimal pour ce puits est 2.75 inch, vu qu'il donne un bon débit et de faibles pertes de charge pour toute pression du réservoir.

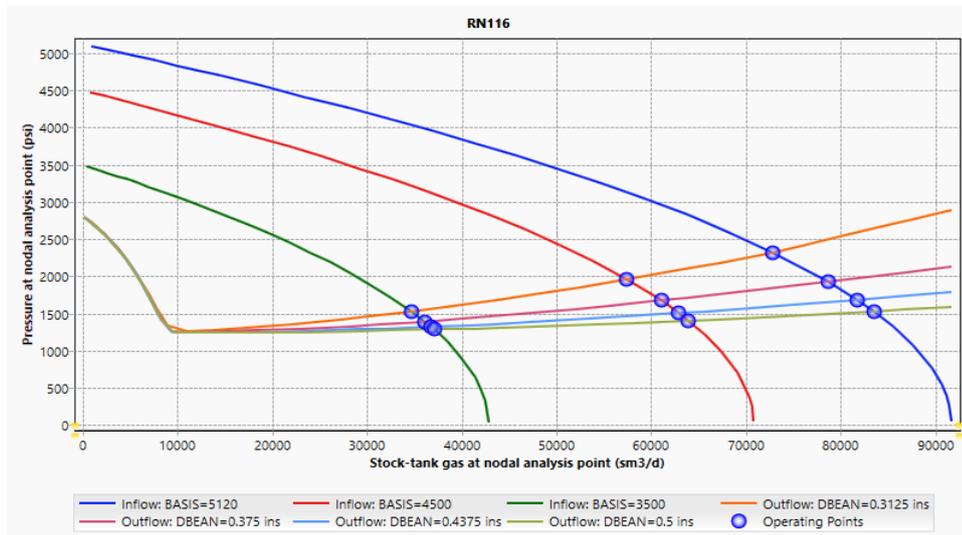


Figure VI-29 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RN116.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-17 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RN116.

	ID 20/64		ID 24/64		ID 28/64		ID 32/64	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5120 Psi	2321,713	72824,42	1925,264	78712,57	1678,867	81818,19	1526,56	83525,51
Pg 4500 Psi	1959,252	57392,58	1671,695	61043,94	1502,041	62926,92	1402,883	63934,26
Pg 3500 Psi	1526,223	34693,78	1391,56	36067,87	1322,154	36726,55	1285,425	37061,48

Le diamètre de duse optimal pour la pression de gisement actuelle est 24/64inch. Après une chute de pression du réservoir la duse optimale devient 20/64 inch.

VI-5-7- Puits RNZ120

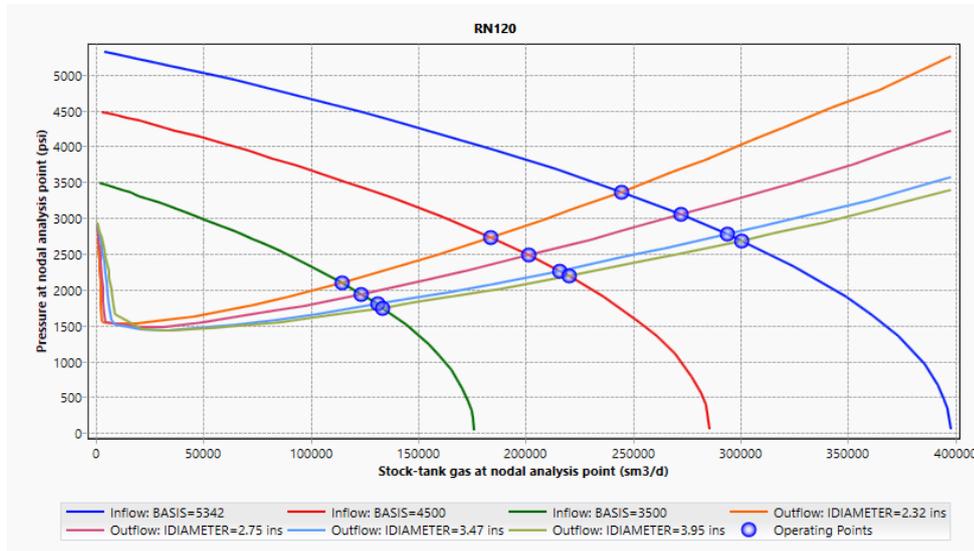


Figure VI-30 Résultats de la sensibilité de diamètre nominal du tubing, puits RNZ120.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-18 Résultats de la sensibilité du diamètre nominal du tubing, puits RNZ120.

	ID 2.32 in		ID 2.75 in		ID 3.47 in		ID 3.95 in	
	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)	Pf(Psi)	Q(m3/d)
Pg 5342 Psi	3364,186	244429,6	3044,493	272413,6	2771,38	294034,9	2682,831	300597,2
Pg 4500 Psi	2728,407	183718,8	2478,668	201675,3	2264,488	215661,5	2190,355	220200,8
Pg 3500 Psi	2098,94	114533,8	1937,424	123698,3	1795,933	131105,2	1745,518	133605,2

Ce puits est assez fort et a une bonne pression de réservoir, comme diamètre nominal optimal on a choisi 3.95 inch.

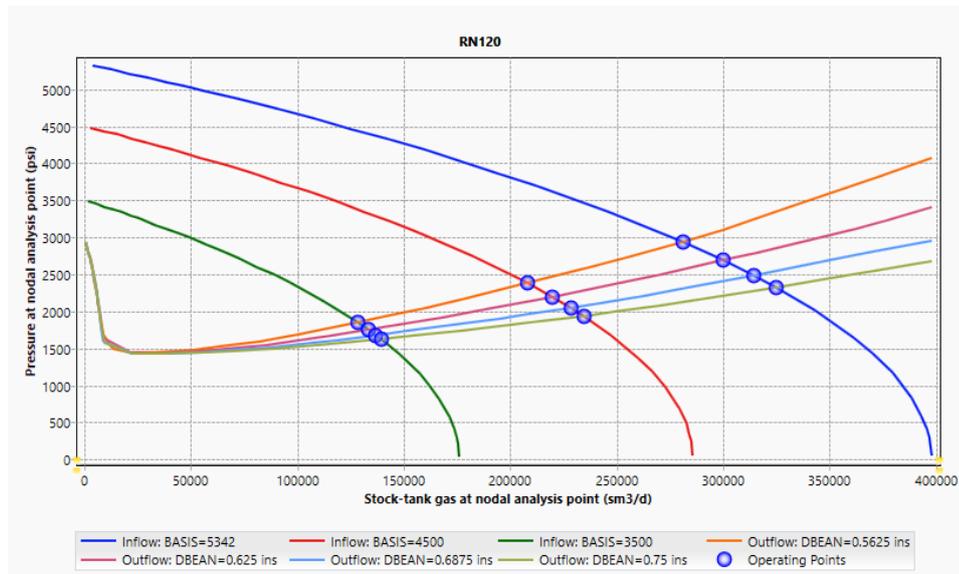


Figure VI-31 Résultats de la sensibilité de diamètre de la duse, puits RNZ120.

Les valeurs spécifiques des différents points de fonctionnements sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-19 Résultats de la sensibilité du diamètre de la duse, puits RNZ120.

	ID 36/64		ID 40/64		ID 44/64		ID 48/64	
	Pf(Psi)	Q(m ³ /d)						
Pg 5342 Psi	2938,404	281060,8	2689,037	300144,4	2486,541	314367,2	2323,262	325009,2
Pg 4500 Psi	2381,129	208205,6	2196,261	219844,9	2049,197	228417,8	1935,779	234616,2
Pg 3500 Psi	1847,391	128478,2	1748,971	133436,3	1677,638	136856,2	1626,266	139229,1

La duse optimale est 40/64 inch, après une chute de pression de réservoir la duse optimale pour ce puits devient 36/64 inch.

VI-6-Conclusion

Après cette étude de performance nous concluons que la complétion standard actuellement utilisée dans les puits candidats est de loin une complétion optimale pour ces derniers, de ce fait nous somme parvenu à déterminer pour chacun de ces puits une complétion optimale correspondante. Ces complétions sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI-20 ID optimal du tubing et de la duse pour chaque puits.

		Pression du réservoir actuelle	Après une chute de pression du réservoir
RN108	ID Tubing	3.47 Inch	3.47 Inch
	ID Duse	36/64 Inch	36/64 Inch
RNZ114	ID Tubing	3.47 Inch	3.47 Inch
	ID Duse	28/64 Inch	24/64 Inch
RNZ115	ID Tubing	2.32 Inch	2.32 Inch
	ID Duse	20/64 Inch	20/64 Inch
RN116	ID Tubing	2.75 Inch	2.75 Inch
	ID Duse	24/64 Inch	20/64 Inch
RNZ120	ID Tubing	3.9 Inch	3.9 Inch
	ID Duse	40/64 Inch	36/64 Inch
RNZ121	ID Tubing	3.9 Inch	3.9 Inch
	ID Duse	44/64 Inch	32/64 Inch
RNZ123	ID Tubing	2.32 Inch	2.32 Inch
	ID Duse	28/64 Inch	24/64 Inch

On constate aussi que la corrélation de Hagedorn and Brown a donné de bons résultats par rapport aux autres corrélations, et cela malgré la complexité de la simulation due à la nature du fluide (condensat) et les caractéristiques pétro physiques médiocres du réservoir.

CONCLUSION GÉNÉRALE

La caractérisation des réservoirs compacts (Tight reservoir) représente encore aujourd'hui une difficulté majeure due à l'hétérogénéité de la formation. Dans ce mémoire nous avons étudié une nouvelle méthodologie d'interprétation des résultats de WellTest qui consiste à introduire la déconvolution pour arriver à mieux caractériser le réservoir, la déconvolution n'est pas une technique d'interprétation mais plutôt un outil de perfectionnement de l'interprétation qui nous a permis d'obtenir de bons résultats.

Les résultats obtenus par cette étude ont démontré la nature complexe du réservoir de Quartzite Hamra et ses caractéristiques petro-physique médiocres. Nous avons une bonne idée du skin hydraulique dans chaque puits avec de telles données nous avons pu établir une étude de performance qui a pour but de retarder les effets du phénomène de condensat banking.

Enfin, cette étude de performance nous a permis de déterminer une complétion optimale pour chaque puis candidat, les complétions optimales obtenues diffèrent complètement de la complétion standard actuellement utilisée, ce qui démontre l'importance d'une étude pour assurer une bonne productivité et une longue durée de vie des puits.

RECOMMANDATIONS

Notre travail comporte essentiellement une caractérisation du réservoir de Quartzite Hamra, suivie par une étude de cas de l'utilité de la déconvolution vu quelle présente un aspect très complexe, enfin on termine par une étude de performance de nos puits. À partir des résultats que nous avons obtenus nous recommandons :

- ❖ L'emploi de la déconvolution en tant qu'un élément du processus d'analyse du well test tout en respectant la façon d'effectuer et de vérifier ces résultats.
- ❖ D'effectuer la déconvolution seulement sur plusieurs intervalles de build et éviter de déconvoluer les intervalles de drawdown qui sont très nuisibles (difficiles à déconvoluer).
- ❖ D'avoir une bonne estimation de la pression de réservoir initiale à partir d'une analyse préliminaire des données.
- ❖ Créer un nouveau test isochrone et de le mettre en application sur un des puits courants convenables, puis le généraliser sur les puits de développement qui seront forés à l'avenir.
- ❖ D'effectuer un dernier buildup d'une durée supérieur à 72 h lors des tests potentiels à l'avenir.
- ❖ D'assurer un dégorgement continu durant le test potentiel.
- ❖ L'utilisation de l'équation d'état RKS pour la description du comportement du fluide de réservoir.
- ❖ L'utilisation d'une troisième bouteille lors des tests de validation d'échantillonnage.
- ❖ L'utilisation de la corrélation back pressure comme corrélation de perte de charge dans le réservoir car elle donne de très bons résultats pour les puits de gaz à condensat.
- ❖ La réduction du diamètre de duse utilisé dans quelque puits, comme le cas du puits RNZ115 qui a une faible pression de réservoir d'où un grand risque d'apparition du phénomène de condensate banking.
- ❖ L'utilisation d'une analyse nodale avant de compléter les puits vu que la majorité des résultats optimaux obtenus diffèrent de la complétion standard utilisée actuellement.
- ❖ D'effectuer une étude d'optimisation d'injection du gaz miscible dès le début de la production, et cela pour le maintien de la pression.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]-Naik G C. : Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future, pp 5-9
- [2]-Nacnaughton D.: Report on a reservoir Engineering Study of Certain Fields in Rhourde Nouss Region-ALGERIA, 1999.
- [3]-Historique et présentation de la région de Rhourde Nouss.
- [4]-Terrin M. : Méthodologie Des Essais De Puits, ENSPM Formation Industrie- Forage, Production, Gisement, pp 10-11.
- [5]-Horne R N.: MODERN WELL TEST ANALYSIS computer-Aided Approach, Stanford University USA, 1990, pp 1-4.
- [6]-PERRIN D. : LES ESSAIS DE PUITS Objectifs, matériel de base et déroulement général, ENSPM Formation industrie, 2000, pp 33-34.
- [7]-Hai X V., Horne R N.: COMPOSITION VARIATION DURING FLOW OF GAS-CONDENSATE WELLS, Project Number 07122-29.FINAL, Stanford University, 2011, pp 18-20.
- [8]-Bourdarot G. : essais de puits méthodes d'interprétation, Institut Français du Pétrole, Paris, 1996, pp 263-269.
- [9]-Anselmino A., Tiano A.: WELL TESTING MANUAL, EniS.p.A. Exploration & Production division, Drilling Completion & Production Optimization Well Operating Standards, 2004, pp 62.
- [10]-Bourdet D.: WELL TEST ANALYSIS: THE USE OF ADVANCED INTERPRETATION MODELS, Handbook of Petroleum Exploration and Production, Elsevier Science, 2002, pp 303-312.
- [11]-Bourdet D.: INTERPRETATION DES ESSAIS DE PUITS, ENSPM Formation Industrie, 1999, pp 125,160-163.
- [12]-Beretta E.: THEORETICAL RESERVOIR MODELS, EniS.p.A. Exploration & Production division, Drilling Completion & Production Optimization Well Operating Standards, 2004 pp 3-16.
- [13]-Houzé O., Viturat D., Fjaere O S.: Dynamic Flow Analysis, Appendix- Deconvolution for dummies OH-ET, KAPPA -v4.02, 2007, pp 1-6.
- [14]-Houzé O.: KAPPA, Ecrin and Dynamic Flow Analysis, WELL TEST KAPPA Engineering Presentation – Alger / Hassi Messaoud, 2006, pp 1-15.

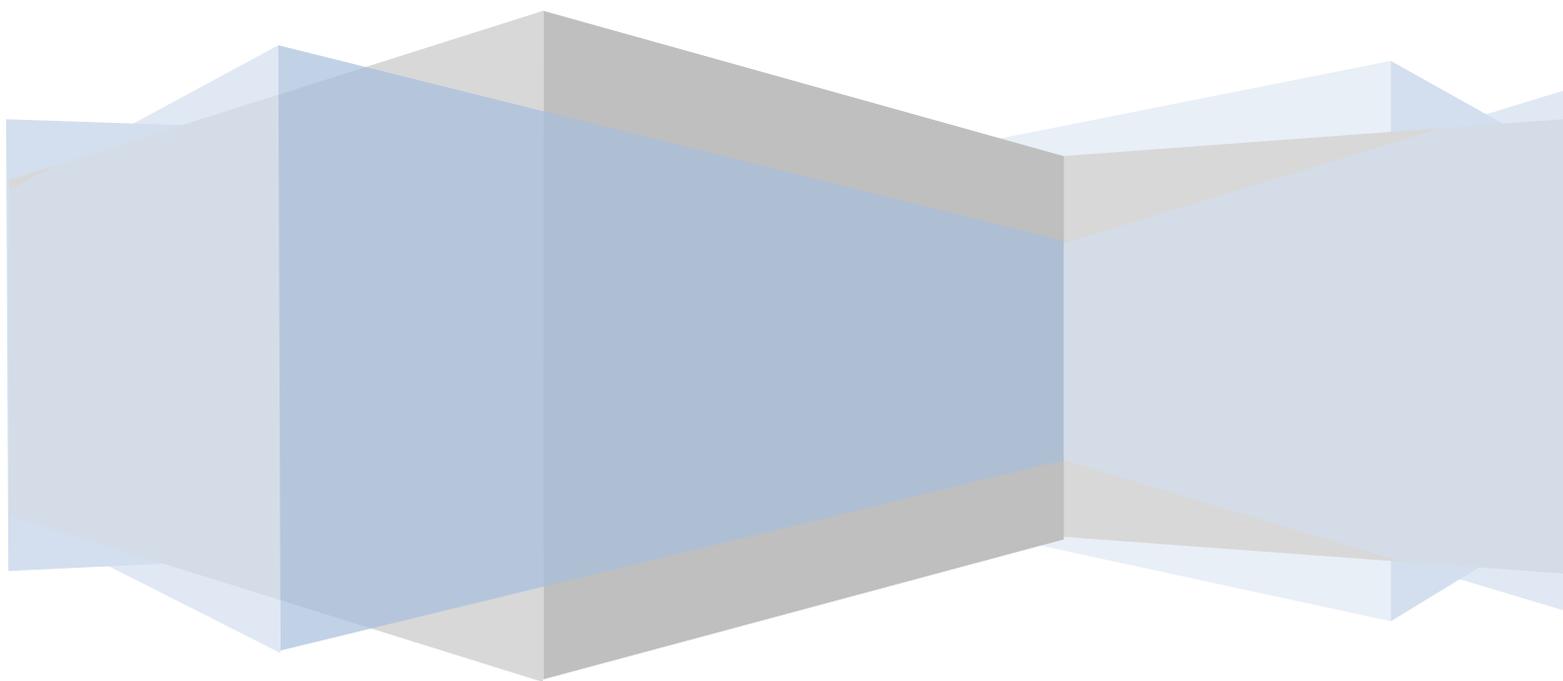
- [15]-Mach, Joe, Proaño, Eduardo, Brown et E. Kermit: A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well, paper SPE 8025, 1979, pp 2-9.
- [16]-Guide Du Logiciel PIPESIM, Multiphase flow simulator, PIPESIM a mark of Schlumberger, 2014, pp 282-295.
- [17]-Beggs H D.: Production Optimization Using Nodal TM Analysis, OGCI and Petro skills Publications Tulsa, Oklahoma, 2003, pp 2-4.

Les logiciels utilisés:

- 1- Le Logiciel Kappa Saphir version 4.10.02.
- 2- Le Logiciel PIPESIM version 2014.

ANNEXE

RESULTATS DE L'ETUDE DE PERFORMANCE



ANNEXE : RESULTATS DE L'ETUDE DE PERFORMANCE

A-1-Puits RNZ121

Tableau A.1 : Donnée de déviation du puits RNZ121.

MD (mètre)	TVD (mètre)
0	0
3100	3100
3990,57	3643,1
4019,84	3651,86
4038,86	3657,76
4076,51	3670,59
4114,45	3683,86
4150	3695,15

A-2-Puits RNZ123

Tableau A.2 : Donnée de déviation du puits RNZ123.

MD (mètre)	TVD (mètre)
0	0
2521	2520
3067	3054
3087	3072
3096	3080
3256	3200
3662	3413
4145	3587

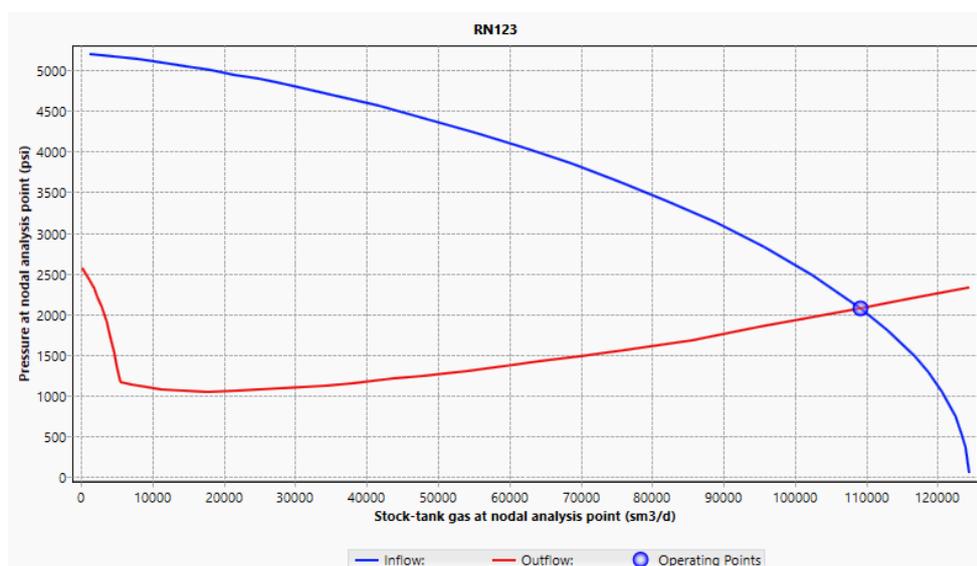


Figure A-1 : Tracé des courbes IPR et VLP du puits RNZ123.

A-3-Puits RN108

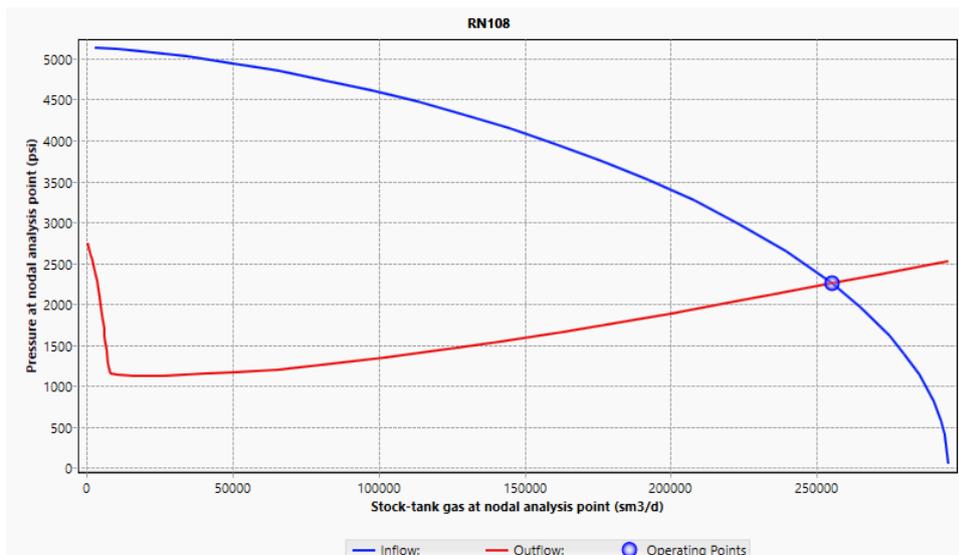


Figure A-2 : Tracé des courbes IPR et VLP du puits RN108.

A-4-Puits RNZ114

Tableau A.3 : Donnée de déviation du puits RNZ114.

MD (mètre)	TVD (mètre)
0	0
2561	2561
2946	2910
3309	3140
3395	3180
3815	3309
3921	3341
4137	3407

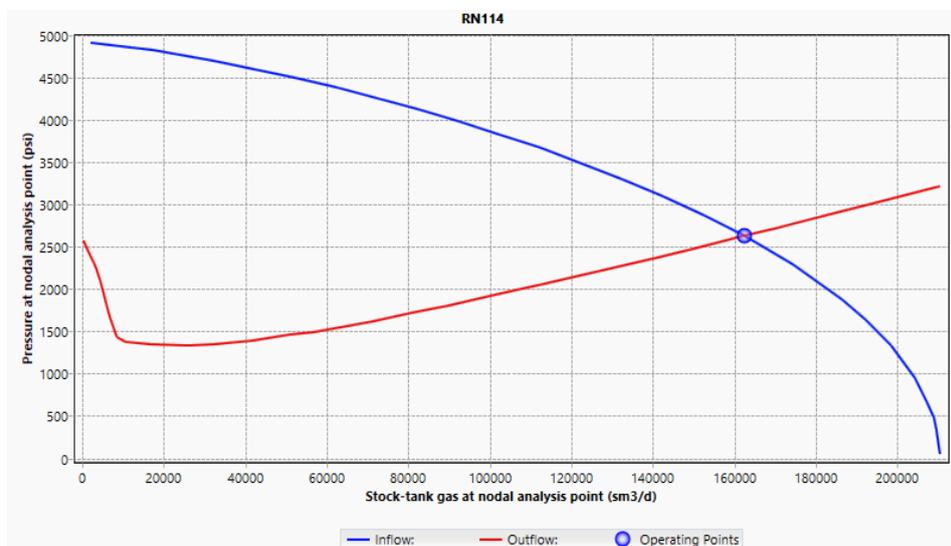


Figure A-3 : Tracé des courbes IPR et VLP du puits RNZ114.

A-5-Puits RNZ115

Tableau A.4 : Donnée de déviation du puits RNZ115.

MD (mètre)	TVD (mètre)
0	0
2760	2760
2807,43	2806,52
3100,29	3066,71
3302,38	3184,58
3538,02	3301,48
3824,15	3444,49
3892	3478,61

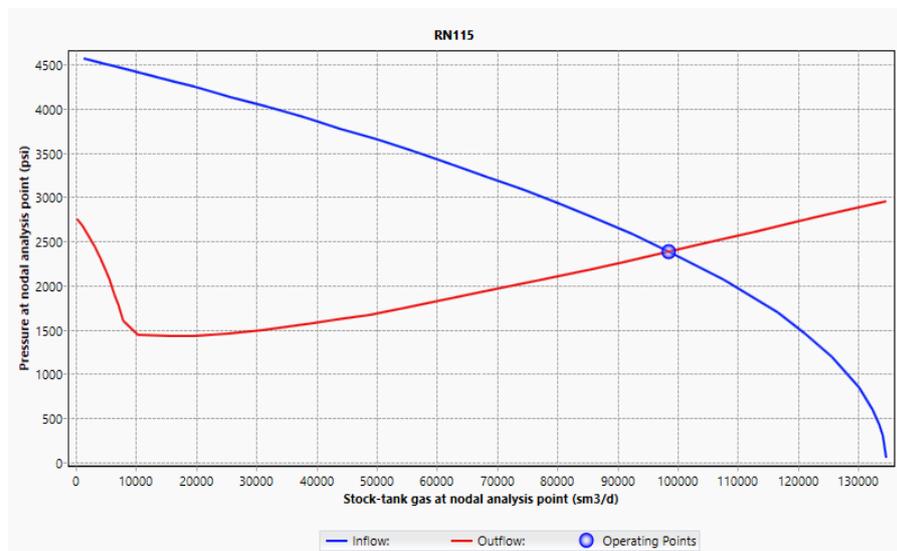


Figure A-4 : Tracé des courbes IPR et VLP du puits RNZ115.

A-6-Puits RN116

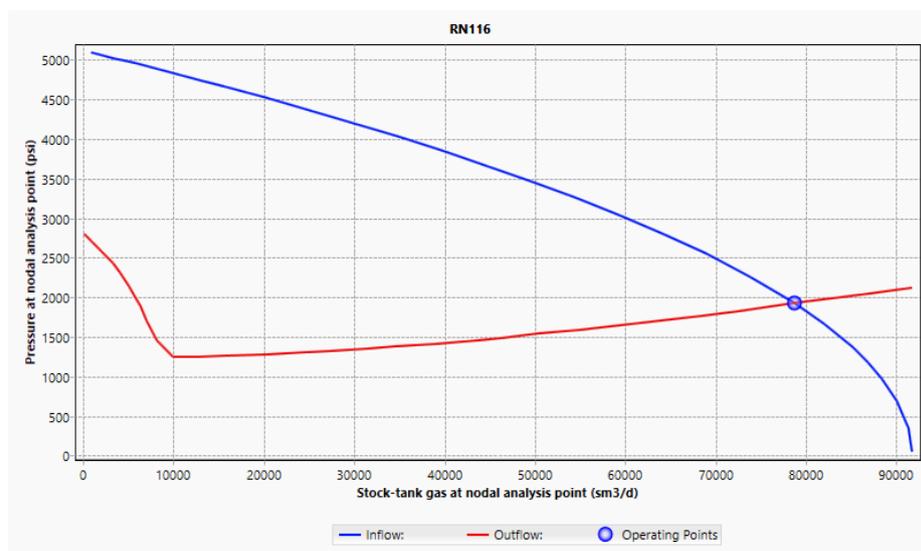


Figure A-5 : Tracé des courbes IPR et VLP du puits RN116.

A-7-Puits RNZ120

Tableau A.5 : Donnée de déviation du puits RNZ120.

MD (mètre)	TVD (mètre)
0	0
3112	3112
3401	3397,15
3516	3497
3583	3515
3558	3530
3586	3551
3622	3575

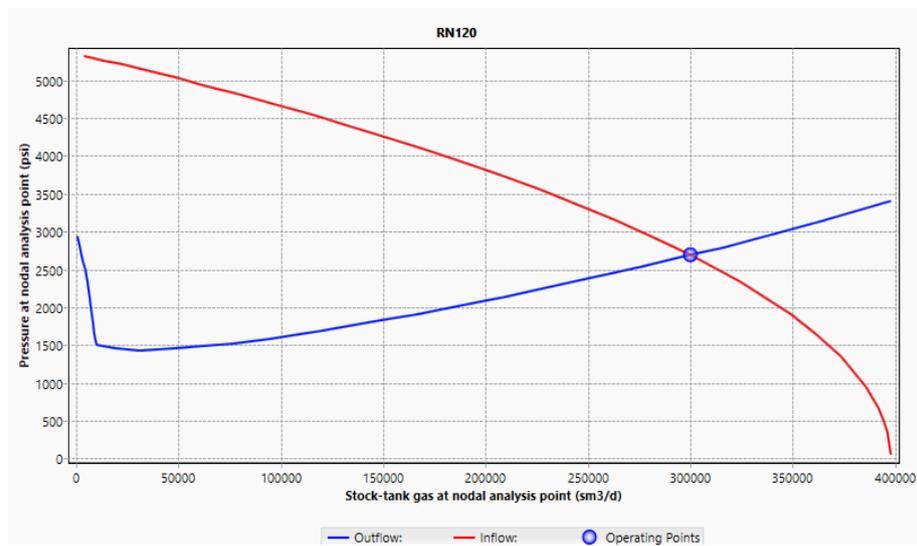


Figure A-6 : Tracé des courbes IPR et VLP du puits RNZ120.