

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 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 Pétrolière

Spécialité : Production - Académique -

Présenté par: Djeghmoume Yacine, Bakhaled Ahmed tidjani, Bennacer Adel

Thème

Caractérisation des réservoirs compacts naturellement
fissurés et optimisation des puits : Cas de Quartzites
Hamra (Champs de Rhourde Nouss)

Soutenu le 30/05/2017

Devant le jury composé de :

Président
Examineur
Rapporteur

Mr
Mdme
Mr

Remita Abd Raouf
Belmiloud Fatma Zohra
Ali Zerrouki Ahmed

Université Ouargla
Université Ouargla
Université Ouargla

Remerciement

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

Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur Mr Ahmed Ali Zerrouki 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.

Nous sommes très reconnaissants à Messieurs : Chelabi Abdessalemet et Najib Aimirouche 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 toute ma famille, mes amis, tous mes professeurs qui m'ont enseigné et à tous ceux qui me sont chers.

Djeghmuome Yacine

Bakhaled Ahmed Tijani

Bennacer Adel

ملخص

احتوت هذه المذكرة على دراسة محاكاة تكثف الغاز في المخازن البترولية المترابطة المتشققة طبيعيًا، بعدما قمنا بدراسة طبيعة المخازن و تحسين إنتاجها.

على مستوى المخازن المتشققة طبيعيًا يكون انتقال المائع من الصخرة إلى التشقق معقد جدًا، يوصف بمعادلات صعبة الحل لذلك فإن محاكاة هذا المخزن تعتبر دراسة مهمة لمعرفة الكميات التي يمكن استغلاله

الكلمات المفتاحية

مخزن مترابطة، مخزن كلاسيكي، مخزن غير كلاسيكي، اختبار الآبار، تحليل عقدي، محاكاة، تحسين

Résumé

Ce mémoire de fin d'études porte sur l'étude de la simulation de condensation rétrograde dans les réservoirs compacts naturellement fracturés après les avoir caractérisés et optimisait leur production.

Les réservoirs naturellement fracturés (RNF) présentent de larges gammes de caractéristiques géologiques et des mécanismes d'écoulement complexes entre la matrice et les fractures.

Mots Clés :

Tight réservoir, Réservoir non conventionnel, Réservoir conventionnel, Caractérisation, well test, Analyse nodale, Modélisation et optimisation.

Abstract

This Memory of end of studies, who relate to the study of the retrograde simulation of condensation in the compact tanks naturally fractured after having characterized them and optimisaitlor production.

.The naturally fractured tanks (RNF) present broad ranges of characteristics geological and of the complex mechanisms of flow between the matrix and the fractures.

Keywords:

Tight tank, nonconventional Tank, conventional Tank, Characterization, well test, analyzes nodal, Modeling and optimization.

Sommaire

Table des Matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

INTRODUCTION GENERALE 01

Chapitre I : Présentation de la région de Rhourde Nous

I-1-Contexte géographique..... 03

I-2- Contexte géologique..... 04

I-2-1-Limite géologique 04

I-2-2-Aspect structurel..... 04

I-2-3- Aspect stratigraphique 05

I-3-Historique d'exploitation dans la région de Rhourde Nous. 07

I-4-Cote réservoir..... 08

I-5-Projet Quartzites Hamra 08

I-5-1-Généralité sur Quartzites Hamra..... 08

I-5-2-Structurel de Quartzites Hamra..... 09

I-5-3- Contexte réservoir. 09

I-5-4-Stratigraphique de Quartzites Hamra 09

I-5-4-1-Description lithologique. 10

I-5-4-2-Diagenèse..... 10

I-5-4-3-Bilan des réserves en place évaluée par biceps..... 10

I-5-4-4- Estimations des réserves par IMBAL 11

Chapitre II : Etude thermodynamique du gaz à condensat

II-1-Introduction 12

II-2- Les différents types des fluides..... 12

II-2-1-Huiles lourds..... 12

II-2-2- Huiles volatiles 12

II-2-3-Le gaz sec 12

II-2-4- Le gaz humide.....	12
II-2-5- Le gaz a condensat	13
II-2-5-1-Propriétés thermodynamique de gaz à condensat.....	13
II-2-5-2-Condensation rétrograde.....	16
II-2-5-3-L'effet de condensation rétrograde.....	17
II-2-5-4-Comportement du gaz a condensat au cours de l'écoulement.....	17
II-3-Conclusion.....	18
Chapitre III : Théorie de Well-Test	
III-1-Introduction.....	19
III-2-Principe.....	19
III-3-Objectif.....	19
III-4-Les types deTest.....	20
III-4-1-Draw Down (essai en ouverture).....	20
III-4-2- Test Build Up (essai en fermeture).....	21
III-5- Données nécessaires pour l'analyse des essais de puits.....	21
III-6- Notions de base.....	22
III-6-1- Rayon d'investigation.....	22
III-6-2- Notion de skin.....	22
III-6-3- Effet de capacité de puits (wellbore storage).....	23
III-7- Equations de diffusivité.....	23
III-7-1- La résolution de l'équation de diffusivité.....	24
III-8- Equations de diffusivité pour un gaz.....	25
III-8-1- La résolution de l'équation de diffusivité pour un gaz.....	25
III-8-2- procédure des tests de puits à gaz.....	26
III-8-2-1- back pressure test.....	26
III-8-2-2- test isochrones.....	27
III-8-2-3- test isochrone modifié.....	27
III-9- Les méthodes d'interprétation.....	28

III-9-1- Les méthodes conventionnelles	28
III-9-2- Les méthodes modernes	28
III-9-2-1- Les méthodes dérivatives	28
III-9-2-2- Les courbes types	29
III-10- Les modèles puits, réservoir et limites	31
III-10-1- Identification des régimes d'écoulement	32
III-10-2- La géométrie d'écoulement dans le réservoir	33
III-10-2-1- Ecoulement radiale circulaire	33
III-10-2-2- Ecoulement sphérique	34
III-10-2-3- Ecoulement linéaire et bilinéaire	34
III-10-3- Le modèle double porosité	35
III-10-3-1- double porosité (modèle pseudo-permanent)	36
III-10-3-2- double porosité (modèle transitoire)	36

Chapitre IV: caractérisation de réservoir Quartzites Hamra

IV-1- Introduction	37
IV-2- Le logiciel Kappa Saphir	37
IV-2-1- l'utilisation de logiciel	38
IV-3- Les puits candidats aux études	38
IV-4- L'interprétation des résultats	40
IV-4-1- Le puits RA103	40
IV-4-2- Discussion des résultats	43
IV-4-3- Le puits RA104	45
IV-4-4- Discussion des résultats	47
IV-4-5- Le puits RA107	48
IV-4-6- Discussion des résultats	50
IV-5- Conclusion	52

Chapitre V : Etude de performance des puits de quartzites Hamra

V-1- Introduction	53
-------------------------	----

V-2- L'importance de l'analyse nodale.....	53
V-3- L'objectif de l'analyse nodale	54
V-4- L'application de l'analyse nodale.....	54
V-5- Le point de fonctionnement des puits.....	54
V-6- L inflow performance relationship	55
V-6-1-Type d'IPR	55
V-6-1-1- La méthode d'IP.....	56
V-6-1-2- La méthode de C-n.....	56
V-6-2- Vertical lift performance	56
V-6-2-1- Les variables qui influençant sur les pertes de charges.....	56
V-7- Etude de performance des puits.....	57
V-7-1- Description de logiciel d'optimisation.....	57
V-7-2- Le fonctionnement de logiciel pipesim.....	57
V-7-3- Sélection des puits candidats aux études.....	58
V-7-4- Le puits RA103.....	58
V-7-4-1- Modélisation de puits RA103	58
V-7-4-2- Matching des données	61
V-7-4-3- Les scenarios prévisionnels	63
V-7-5- Le puits RA104.....	65
V-7-5-1- Modélisation de puits RA104	65
V-7-5-2- Matching des données	66
V-7-5-3- Les scenarios prévisionnels	69
V-7-6- Le puits RA107.....	72
V-7-6-1- Modélisation de puits RA107	72
V-7-6-2- Matching des données	74
V-7-6-3- Les scenarios prévisionnels	76
V-8- Conclusion.....	79

CONCLUSION GENERALE	80
Recommandations.....	81

Bibliographie

Annex

Liste des figures

Figure I-1 Carte de situation géographique de la région Rhourde Nous	03
Figure I-2 Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nous	05
Figure I-3 description lithologique de la région Rhuode Nous	06
Figure I-4 stratigraphique de quartzite Hamra	10
Figure II-1 Phénomène de condensation rétrograde	16
Figure II-2 Déférentes régions de l'écoulement du gaz à condensat	18
Figure III-1 Essai en débit (DrawDown)	20
Figure III-2 Essais en fermeture (Build Up)	21
Figure III-3 la variation du μ_{zet} et μC_T en fonction de pression	26
Figure III-4 l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le Back Pressure Test	26
Figure III-5 l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le test isochrones	27
Figure III-6 l'évolution de la pression et de débit en fonction du temps durant le test isochrone modifie	27
Figure III-7 Courbes types de Bourdet et al, mai 1983	30
Figure III-8 configuration puits- réservoir- limites	32
Figure III-9 outil d'identification de régime d'écoulement	32
Figure III-10 Géométries d'écoulement radial circulaire (Ehlig-Economides et al. 1994)	33
Figure III-11 Géométrie d'écoulement Sphérique (Ehlig-Economides et al. 1994)	34
Figure III-12 Types d'écoulement linéaire avec les lignes d'écoulement parallèle (Ehlig-Economides et 1994)	34
Figure III-13 Le modèle de réservoir double porosité	35
Figure III-14 Réponse de modèle double porosité, pseudo steady state	36
Figure III-15 Réponse de modèle double porosité, transitoire	36
Figure IV-1 l'interface du logiciel Kappa Saphir	37
Figure IV-2 la création des informations de puits	38

Figure IV-3 l'identification des puits condidats aux etude	39
Figure IV-4 graphe des debit et pression du deffirentes perturbations (bu,dd)	41
Figure IV-5 graphe semi log (pression en fonction de temps de superposition)	42
Figure IV-6 graphe log-log (courbe dérivative)	42
Figure IV-7 le graphe log-log de dérivative forme finale puits RA103	44
Figure IV-8 graphe de débit et de pression de déférentes perturbations	45
Figure IV-9 le graphe semi log de puits RA104	46
FigureIV-10 le graphe log-log de puit RA104	46
Figure IV-11 graphe log-logdu puits RA104.....	47
Figure IV-12 le graphe des débits et des pressions	49
Figure IV-13 le graphe semi-log (pression en fonction de temps de superposition)	49
Figure IV-14 le graphe log-log du puits RA107	49
Figure IV-15 le graphe log-log du puits RA107(macthe)	50
Figure V-1 Pertes de charges possibles dans le système de production.....	53
Figure V-2 Conditions d'application de l'A-N.....	55
Figure V-3 l'interface du Pipesim.....	57
Figure V-4 le profile de point d'optimisation	58
Figure V-5 le profile de puits RA103	59
Figure V-6 modélisation de L'IPR.....	60
Figure V-7 la comparaison des différentes corrélations	60
Figure V-8 modélisation d'IP	61
Figure V-9 modélisation de VLP	61
Figure V-10 la modélisation de point de fonctionnement.....	62
Figure V-11 limitation de l'intervalle optimale puits RA103	62
Figure V-12 l'effet de la chute de la pression sur le profil L' IPR.....	63
Figure V-13 l'effet de la chute de la pression sur le point d'optimisation.....	63
Figure V-14 l'effet de la variation de l'ID sur L' IPR.....	64

Figure V-15 l'effet de skin total sur le profil de L'IPR	64
Figure V-16 le profile de puits RA104	65
Figure V-17 modélisation de L'IPR	66
Figure V-18 les différentes corrélations pour ce modèle	66
Figure V-19 profile d'IPR	67
Figure V-20 profile de VLP	67
Figure V-21 profile de point de fonctionnement puits RA104	68
Figure V-22 limitation de l'intervalle optimale.....	68
Figure V-23 l'effet de la chute de la pression sur le profil L' IPR.....	69
Figure V-24 l'effet de la chute de la pression sur le point d'optimisation.....	70
Figure V-25 l'effet de l>ID sur le Profile de L'IPR	70
Figure V-26 l'effet de skin total sur le Profile de L'IPR	71
Figure V-27 le profile de puits RA107	72
Figure V-28 modélisation de L'IPR	73
Figure V-29 la comparaison entre les corrélations	73
Figure V-30 machting de L'IPR.....	74
Figure V-31 Macthing de VLP	74
Figure V-32 profile de point de fonctionnement	75
Figure V-33 limitation de l'intervalle optimale.....	75
Figure V-34 l'effet de la chute de la pression de réservoir sur le profile de L'IPR.....	76
Figure V-35 l'effet de la chute de la pression de réservoir sur le point d'optimisation.....	76
Figure V-36 l'effet de L>ID sur le profil de L'IPR.....	77
Figure V-37 l'effet de skin total sur le profil de L'IPR	77

Liste des tableaux

Tableau I-1 l'estimation des réserves de champs de Rhourde Adra.....	11
Tableau II-1 Compositions molaires typiques des fluides pétroliers	13
Tableau II-2 propriétés thermodynamiques du gaz a condensât	14
Tableau II-3 composition molaires de gaz (Échantillon) du puits RN104	15
Tableau III-1 les trois périodes de temps d'écoulement.....	31
Tableau IV-1 les donnees necessaires pour lepiutsRA103	40
Tableau IV-2 les résultats d'interprétation des données du puits RA103	44
Tableau IV-3 les données nécessaires pour le puits RA104	45
Tableau IV-4 les résultats d'interprétation le puits RA104	48
Tableau IV-5 les données nécessaires pourle puits RA107	48
Tableau IV-6 les résultats d'interprétation le puits RA107	51
Tableau V-1 les données de réservoir et complétion du puits RA103.....	58
Tableau V-2 les données PVT du puits RA103	59
Tableau V-3 lesdifférentes données detest sur séparateur	59
Tableau V-4 les différentes données de l'élément C30+	59
Tableau V-5 les données de réservoir et complétion du puits RA104.....	65
Tableau V-6 les différentes données de test	65
Tableau V-7 les données de réservoir et de complétion	72
Tableau V-8 les données de test sur séparateur	72
Tableau V-9 les résultats obtenus d'après l'étude de performance	79

Liste des abréviations

A : Section de passage de fluide.

B : Facteur volumétrique du fond.

B_0 : Facteur volumétrique du fond de la phase huile. STB/bbl.

C : Compressibilité Psi-1

C_e : Compressibilité équivalente.

C_f : Compressibilité de formation.

C_g : Compressibilité du gaz.

C_p : Compressibilité des pores

C_t : Compressibilité totale.

C : Capacité du puits.

CD : Capacité de puits sans dimension.

C_s : Constant d'effet de capacité de puits (Wellbore storage).

CSD : Constant d'effet de capacité de puits adimensionnel (wellbore storage adimensionnel).

D : Facteur de turbulence.

FC : La conductivité de la fracture.

H : Épaisseur de la couche. (m)

H_f : Épaisseur de la fissure. (m)

H_i : Épaisseur de la couche i (le nombre de couche). (m)

H_p : Hauteur perforée. (m)

IP : Indice de productivité.

IP : Indice de productivité théorique.

K : Perméabilité. (md)

K_h : Perméabilité horizontale. (md)

K_i : Perméabilité de la couche i (le nombre de couche). (md)

K_{mm} : Perméabilité de la matrice. (md)

K_s : Perméabilité sphérique. (md)

K_v : Perméabilité verticale. (md)

K : Diffusivité hydraulique.

Lw : Côté blocs matriciels cubiques séparés par des fissures.

M : Pente du droit semi-log.

$m(p)$: Fonction de pseudo pression du gaz ou real gas potentiel.

$m(p)_d$: Fonction de la pseudo-pression adimensionnelle

P : Pression. (Psi)
p' : Dérivée de la pression.
PD : Pression sans dimension.
Pg : Pression du gisement. (Psi)
Pi ; Pression initiale. (Psi)
Pref : Pression de référence. (Psi)
P1 hr : Pression lue pour $\Delta t = 1$ h sur le droit semi-log.
Pwf : Pression au fond d'un puits en débit. (Psi)
Pws : Pression au fond d'un puits fermé. (Psi)
Psc : Pression à la condition standard
Qsc : Débit fond de gaz ramené dans des conditions standard.
Qt : Débit total. (m^3/j)
Q : Débit mesuré aux conditions de surface, bbl/day.
Qg : Débit de gaz. (m^3/j)
Rw : Rayon du puits. (ft)
Rwa : Rayon apparent du puits
S : Skin.
Ŝ : Skin apparent.
Sd : Coefficient du skin d'endommagement.
Sp : Skin dû à la pénétration partielle.
So : Saturation en huile.
T : Temps. (h)
Tdf : temps sans dimension correspondant au début de l'écoulement.
Tsc : température au condition standard
ta: temps sans dimension.
Tp : Temps de production sans dimension ramené à l'aire de drainage.
Tps: Le pseudo-temps
T: Température. ($^{\circ}C$)
Tg: Température du gisement. ($^{\circ}C$)
Tsc: Température standard.
V: Volume. (m^3)
 v^{\sim} : vitesse apparente.
Vref: volume de référence à une pression de référence Pref
 Δp : Différence de pression.

$\Delta p'$: Différence de la dérivée de la pression.

ΔPS : Pertes de charge dus au skin.

Δt : Intervalle de temps de fermeture.

Δt_e : Temps équivalent d'Agarwal.

X: distance dans la direction « x ».

Xf: demi-longueurs de la fracture.

Z: Facteur de compressibilité du gaz.

μ : Viscosité.

μ : Viscosité à P_i

μ_g : Viscosité de gaz à P_i

ω : Rapport de capacité de la fracture sur la capacité totale du système

ρ : Masse volumique de fluide. (kg/m^3)

θ : Angle entre deux failles sécantes, du puits dévié dans un réservoir. ($^\circ$)

\emptyset : Porosité

Div: Divergence

Grad: Gradient

Ln: Logarithme népérien

Log : Logarithme décimal.

API: American Petroleum Institute

BDF: boundary dominated flow

CCE : constant composition expansion

CVD : Constant Volume Déplétion

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Avec le déclin de la production et l'augmentation de la demande des combustibles fossiles, la production de gaz à partir des ressources non conventionnelles, présente aujourd'hui un grand défi.

Le potentiel à large volume de gaz et de son exploitation à long terme, les prix de gaz attractifs et l'intérêt sans précédent pour les marchés mondiaux, introduisent le **Tight gaz** comme la destination énergétique d'avenir incontournable.

Les réservoirs de gaz dits « Tight gaz », futur potentiel important pour la production mondiale du gaz, sont caractérisés par des perméabilités du rang micro-darcy (paramètres pétro physiques médiocres).

À cet égard, il nous a paru tout indiqué à consacrer notre travail de recherche à cette question et pour le besoin notre étude s'intitule :

«Caractérisation des réservoirs Tight, naturellement fracturés, avec Optimisation de la production.

**Cas du Réservoir QUARTZITE de HAMRA
(Champs Gazier de Rhourde-Nouss) ».**

L'objectif de cette étude est d'évaluer les performances de la production afin d'interpréter les résultats des essais transitoires et simuler la condensation rétrograde à l'aide du modèle **dual porosity** dans ce réservoir **Quartzite de Hamra** naturellement fracturé et classé non conventionnel.

Le contenu de ce mémoire comporte cinq chapitres organisés comme suite :

un premier chapitre qui résume une identification du contexte géologique et structural produisant le réseau de fractures naturelles du réservoir **Quartzite de Hamra** considéré jusque-là, comme réservoir tight typique dans le champ gazier de Rhourde-Nouss(Wilaya d'Ilizi).

Le second chapitre est consacré à l'étude thermodynamique des fluides dans les réservoirs tight et /ou non conventionnels.

Le troisième et le quatrième chapitre portent sur la caractérisation de ce type de réservoir en se basant sur les interprétations des résultats des essais du puits.

Dans le chapitre 5, il sera présenté l'étude de performance des puits candidats, après avoir modélisé la condensation rétrograde.

à la fin Au terme de ces travaux, il sera souligné les appréciations de chacune des études envisagées sur lesquelles on y aboutit avec les recommandations s'y rapportant.

CHAPITRE I :
LA REPRESENTATION DE LA REGION
DE RHOULDE NOUSS

Chapitre I : La présentation de la région de Rhourde Nousse

I-1-contexte géographique

La région de Rhourde Nousse fait partie de la willaya d'Ilizi et se positionne entre: $29^{\circ}16'$ et 30° parallèles, $06^{\circ}24'$ 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 HassiMessaoud. L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer, son climat est Désertique. Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra, et de Tin- Fouyé Tabenkourt. **Figure (I-1)** [6]

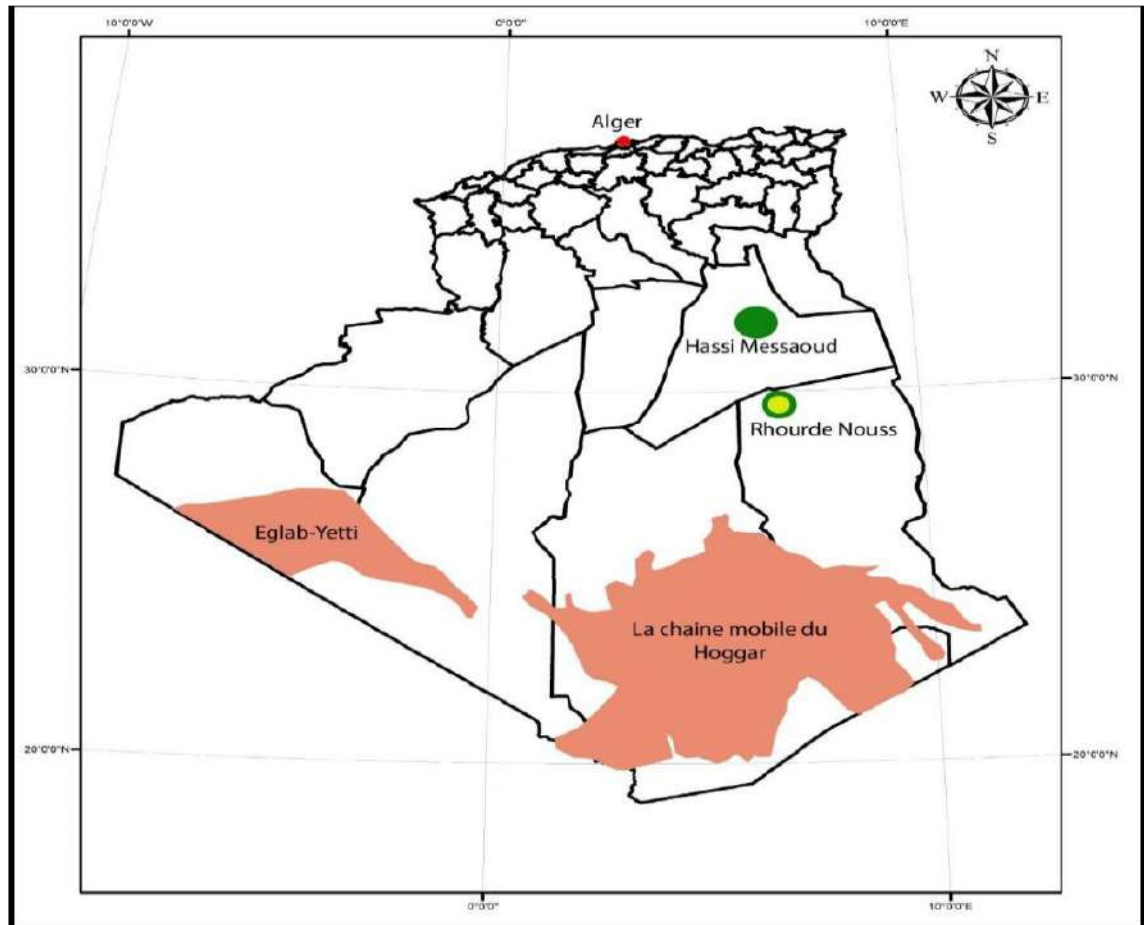


Figure I-1 Carte de situation géographique de la région Rhourde Nousse

I-2-Contexte géologique

I-2-1-Limites géologique

La région de Rhourde Nousse 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 lesquels'ennotent 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.

I-2-2-Aspect structural

La structure de Rhourde Nousse est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriaux. 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 trois structures différentes comme illustrée dans

la figure (I-2) [1]

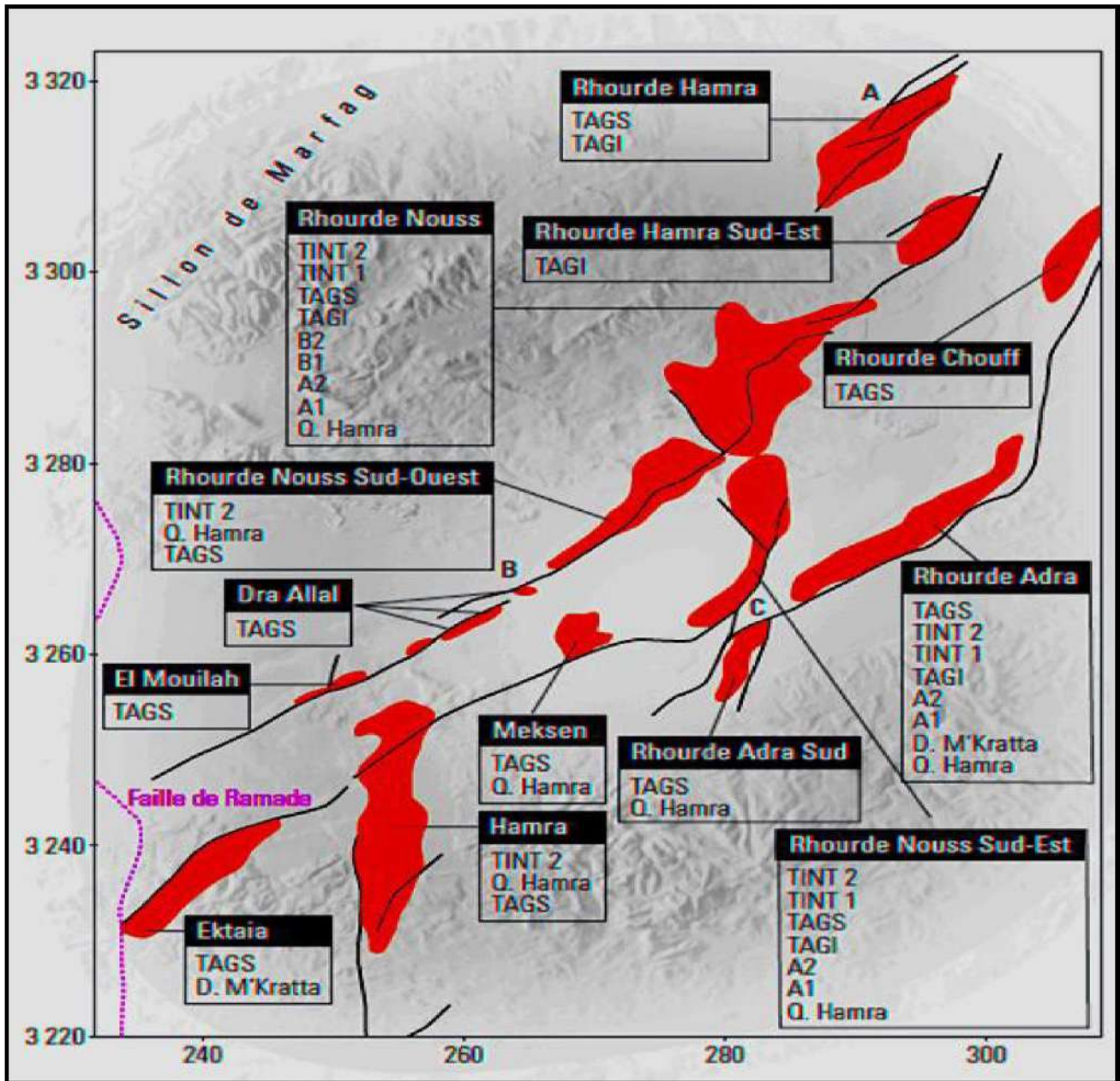


Figure I-2 Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nousse

(SONATRACH, 1991)

I-2-3-Aspect stratigraphique

La série sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques constituant une épaisseur totale d'épaisseur d'une moyenne de 4000m.

- **Le jurassique :**

Est la période géologique du Mésozoïque compris entre le triassique et le crétacé. il présente une quantité d'assises qui se déposent dans des mers calmes

- **Le trias**

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

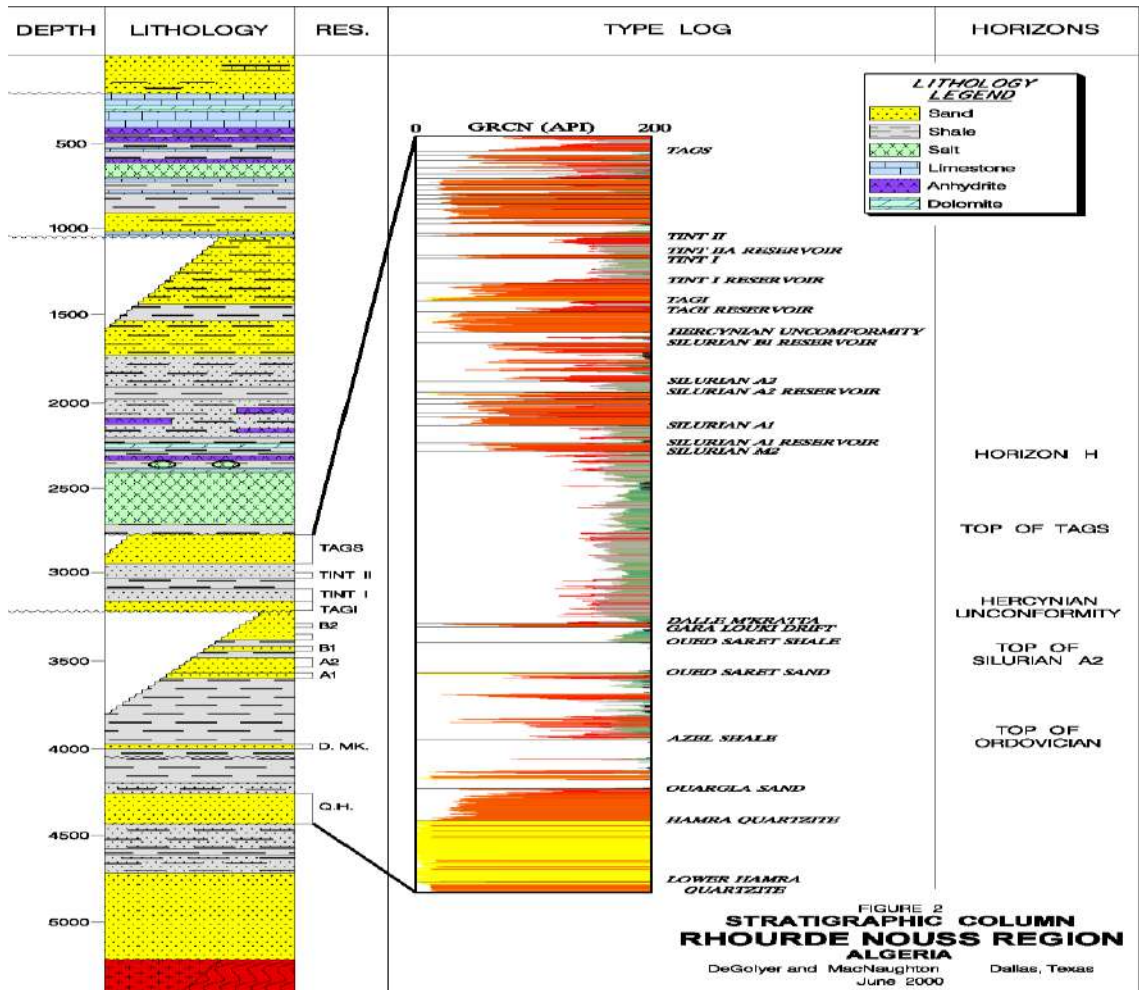


Figure I-3 description lithologique de la région Rhuode Nouss [8]

- **Le silurien argilo – gréseux :**

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.

I-3-Historique de l'exploitation dans la région de Rhourde Nous

Des nombreux travaux gravimétriques, magnétométriques et sismiques, effectués sur toute la province triasique, ont permis la mise en évidence de nombreuses structures pouvant contenir des hydrocarbures.

- En 1946 : Les premiers travaux sismiques d'exploration ont été réalisés par les compagnies pétrolières SN- REPAL et CPA.
- En 1948 : Une vaste compagnie gravimétrique a été installée dans la partie septentrionale du Sahara.
- En 1954 : Après les résultats encourageants ; des travaux de reconnaissance portés sur le bassin triasique et les travaux ultérieurs de la sismique de réflexion détaillés ont été concentrés sur les zones hautes de Hassi Messaoud, Hassi R'MEL, Rhourde El Baguel et Rhourde Nous.
- En 1956 : Le début des recherches dans la région de Rhourde Nous effectués par la compagnie EL PASO (France-Afrique) ; le forage du puits HR-1 au sommet de la structure Hamra, permis d'effectuer le premier test au niveau des réservoirs d'âge Barremo-Neocomien.
- En 1958 : Le forage de puits HR-2 sur la même structure a révélé la présence du gaz dans les réservoirs triasiques.
- En Décembre 1961 : Forage de puits d'exploration RN-1. Ce dernier a mis en évidence l'existence de gaz dans le Trias Argilo-gréseux supérieur avec un débit de 480000 m³/j. L'ensemble des tests réalisés dans le Silurien Argilo-gréseux a montré qu'il était saturé en gaz.
- En Août 1963 : Le forage de puits RN-4, implanté sur le flanc de la structure, avait mis en évidence l'existence d'un anneau d'huile dans le Trias Argilo-gréseux supérieur, avec un débit de 120 m³/j. La découverte de cet anneau d'huile dans le Trias Argilo-gréseux supérieur, avait beaucoup encouragé l'exploration des hydrocarbures dans la région.

- En Février 1970 : Un autre anneau d'huile dans le Silurien a été mis en évidence par le forage de puits RN-101. Alors que celui foré en Juin a révélé la présence du gaz à condensât dans les Quartzites de Hamra.
- En 1974 : Le forage du puits RNSW-1 dans la structure Sud-Ouest a mis en évidence du gaz à condensât et de l'huile dans le Trias Argilo-gréseux supérieur.
- En 1987 : La mise en production du champ de Hamra permet le classement de la région comme le deuxième champ gazifière dans l'Algérie après celui de Hassi R'MEL.
- En 1990 : Mise en production du gaz à condensât du Trias Argilo-gréseux supérieur

I-4-cote réservoir

"Tight gas réservoir " a été inventé pour des réservoirs du gaz naturel avec une perméabilité moyenne de moins de 0.1 md, et une porosité de 4 à 8%.

I-5-Projet de quartzite el Hamra

Le projet de quartzites elHamra consiste à découvrir la présence de gaz au niveau de l'ordovicien (contenir des réservoirs très riches en gaz condensat). Ce découvert est à cause d'un forage d'exploration autour de tous les champs de RhourdeNouss d'une superficie estimée à 10000 km². Bien sûr, avant le forage, l'études sismique 3D réalisée permettra de donner une image structurelle améliorée, qui nous donne tous ces informations.

I-5-1-Généralités sur les quartzites Hamra

Cette formation appartenant à l'ordovicien, s'avère être un réservoir du futur vu le potentiel en hydrocarbures au niveau de la région de Rhourde Nouss et sur plusieurs périmètres. Cette formation a été rencontrée lors de forages d'exploration dans les structures de Rhourde Nouss, RNSW, RNSE, R-Adra, R-A-Sud, R-A-Centre, Hamra, R-Hamra, RHSE, Meksem, El KTAIA, EL MOUILAH, DRAA ALLAL d'une superficie estimée à 10 000 km², et un étendue régionale assez important, voir jusqu'aux confins de la région de Gassi Touil (Nezla, Brides ..) Le réservoir Quarzites Hamra est assez épais (200 à 250m) et compact avec des caractéristiques pétro-physiques médiocres, seule la présence de fissures ouvertes fera de cette formation un bon réservoir. Une géophysique très poussée et à grand maillage est le seul moyen pour déterminer des zones intéressantes (fissurées) pouvant renfermer des hydrocarbures.

I-5-2-la structure de Quartzite Hamra

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

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

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

I-5-3-Contexte réservoir

Les relations porosité – perméabilité montrent clairement que tous les réservoirs infra TAGS présentent des caractéristiques pétro-physiques moins bonnes que le Réservoir du TAGS, cette dégradation des caractéristiques de réservoir est particulièrement nette pour l’ordovicien. Les quartzites de Hamra, bien qu’épaisses et continues, présentent des caractéristiques pétro-physiques matricielles très médiocres et seule la présence des fractures en améliore la productivité.

Les fortes réserves de condensât calculées pour ce réservoir résultent d’un important volume de Roche dans lequel la fracturation est loin d’être homogène. C’est un réservoir de gaz à condensat surmonté par un gaz cap, et connecté à un aquifère actif.

I-5-4-Stratigraphie de Quarzites Hamra

Cette formation appartient à l’Ordovicien, sous les grès d’Ouargla et au-dessus des grès d’El Atchane comme il est montré sur **la Figure (I-4)** Son étendue paraît importante au niveau de la province triasique et la partie orientale de la plateforme saharienne.

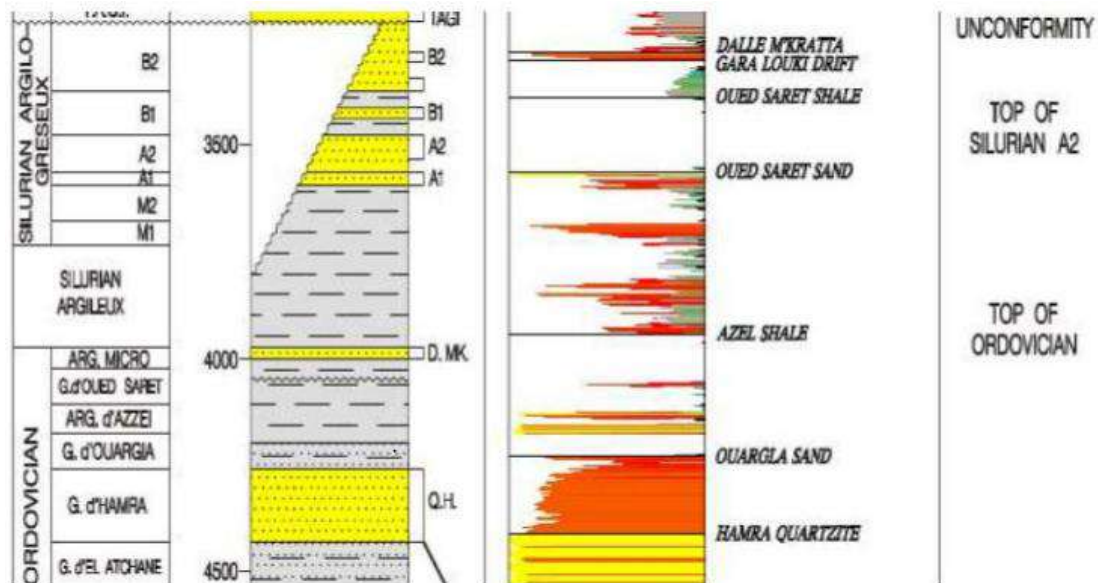


Figure I-4 stratigraphique de quartzite Hamra

I-5-4-1-Description lithologique

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

I-5-4-2-Diagénèse

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

I-5-4-3-Bilan des réserves en place évaluées par le beicip

Réserves prouvées et non prouvées (à découvrir)

- Gaz : 195 Milliards de m³ (toutes structures)
- Condensat : 72.6 Millions de m³ (toutes structures)

- Huile : 6 Millions de m³ (toutes structures)

Ces gisements sont généralement assez profonds (>2000m) le bilan matière s'effectue à partir d'une analyse PVT très soignée. L'exploitation d'un tel gisement est caractérisée par deux phénomènes à savoir Le dépôt du liquide qui suit le déclin isotherme de la pression c'est le phénomène rétrograde et la production du liquide en surface par suite de la détente avec abaissement de la température entre le réservoir et les installations de production. [1]

I-5-4-4-Estimations des réserves par IMBAL

- **les types de réserves**

P1 : les réserves prouvées (90% juste)

P2 : les réserves prouvées + probables (50% juste)

P3 : les réserves prouvées + probables + possibles (10% juste)

- **méthodes d'estimation des réserves**

Il y a plusieurs méthodes pour estimer les réserves

- ✓ volumétrique
- ✓ DCA
- ✓ matériel balance
- ✓ simulation
- ✓ PTA

On a utilisé la méthode Monte-Carlo pour estimer les réserves de champs de Rhourde Adra ; cette méthode consiste à calculer volumétriquement les réserves en basant sur logiciel IMBAL :

Le **Tableau (I-1)** présente les résultats par chiffres

Tableau I-1 l'estimation des réserves de champs de Rhourde Adra

Type de réserve	Les réserves en place (Msm ³)
P1	24515.7
P2	25857.3
P3	27020.2

CHAPITRE II :
ETUDE THERMODYNAMIQUE DE GAZ
A CONDESAT

Chapitre II : Etude thermodynamique des gaz a condensat

II-1-Introduction

L'étude thermodynamique des gaz comporte une grande importance à cause des variations périodiques dans le comportement de ces gaz.

Pour caractériser un gaz thermodynamiquement, on doit connaître plusieurs paramètres (GPM, B_g , P_{rose} , T_{rose} , l'effet de condensation, $T_{critique}$)

II-2-les différents types des fluides

II-2-1-Huile lourds

Contient une fraction importante de composants lourds, la température critique est beaucoup plus élevée que la température du réservoir. La pression de bulle de cette huile est faible, Une réduction importante de la pression au- dessous de la pression de bulle.

II-2-2-Huile volatile

L'huile volatile contient plus de composants lourds (heptanes plus) que le gaz à condensat de sorte que le fluide se trouve à l'état liquide dans les conditions du réservoir. La température du réservoir est inférieure mais proche de la température critique.

.II-2-3-Le gaz sec

Le gaz sec est composé principalement de méthane et des éléments non hydrocarbures tels que N_2 et de CO_2 . Ce type de gaz reste à l'état gazeuse (monophasique) de réservoir jusqu'à la surface.

II-2-4-gaz humide

Un gaz est dit humide, s'il est associé à une production de liquide dans les conditions ambiantes de surface, Le gaz humide existe à l'état gazeux dans le réservoir, il contient moins de constituants lourds qu'un système rétrograde.

II-2-5-Gaz à condensat

C'est un gaz, dont la température de gisement est comprise entre la température critique du mélange et la température maximale d'équilibre (circondentherm).

Tableau II-1 Compositions molaires typiques des fluides pétroliers (Oilphase Aberdeen 2000) [12]

	Composition molaire (%)					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6+
Gaz sec	95	2.5	1	0.9	0.1	0.5
Gaz humide	85	5	4	3	2	1
Gaz à condensât	78	6	4	3	1	8
Huile volatile	65	8	5	4	3	15
Huile lourds	16	3	2	2	2	75

II-2-5-1-propriétés thermodynamiques du gaz a condensât

Les réservoirs de gaz à condensat se trouvent généralement à 3000-6000 psi et à 200-400°F et sont pour la plupart initialement à l'état gazeux (absence de phase liquide).

Tableau II-2 propriétés thermodynamiques du gaz a condensât (les majorités des réservoirs)
(Manographe vol. 20, SPE)

proprieties	unites	
M_{C7+}	g/mol	184
d_{C7+}		0.816
K_{wc7+}		11.95
GOR	scf/STB	5.45
D_{API}	°	49
P_{sat}	psia	6.56
$B_{g_{sat}}$	ft ³ /scf	0.0039
ρ_{sat}	lbm/ft ³	26.7

Tableau II-3 composition molaires de gaz (Échantillon) du puits RN104 (Rapport PVT SH 2013).

	M (g/mole)	% molaire (PSV-159483)
N2	28.014	1.581
Co2	44.01	7.235
C1	16.043	80.900
C2	30.07	6.795
C3	44.097	1.816
i-C4	58.124	0.415
n-C4	58.124	0.499
i-C5	72.151	0.251
n-C5	72.151	0.251
C6	86.178	0.192
C7	96	0.110
C8	107	0.06
C9	121	0.03
C10	134	0
C11	147	0
C12	161	0
total	20.64	100

M (g/mole)= 20.64

P saturation a la température de gisement= 5755 psig

d= 0.713

Température de fond= 132 °c

II-2-5-2-Condensation rétrograde

En 1892, Kuenen utilise le terme de «condensation rétrograde» pour décrire le comportement anormal d'un mélange d'hydrocarbure qui forme un liquide avec une diminution isotherme de la pression ou avec une augmentation isobare de la température.

Au niveau moléculaire, la condensation rétrograde résulte d'une diminution de l'attraction entre les composants légers et les composants lourds qui se produit avec une diminution isotherme de la pression.

c'est un phénomène que l'on rencontre assez souvent dans l'exploitation des gisement d'hydrocarbure , Dans le but de mettre ce phénomène en évidence , on rappellera tout d'abord que , pour liquéfier une substance pure , on peut opérer soit par accroissement isotherme de la pression soit par diminution isobare de la température à condition que les température et pression gradée constantes soient inférieures aux valeurs critique On supposera ensuite qu'on réalise une détente isotherme sur un méthane binaire dont le diagramme **P, T** est indiqué sur la **Figure (II-1)** sur laquelle on a reporté les courbes d'équilibre.

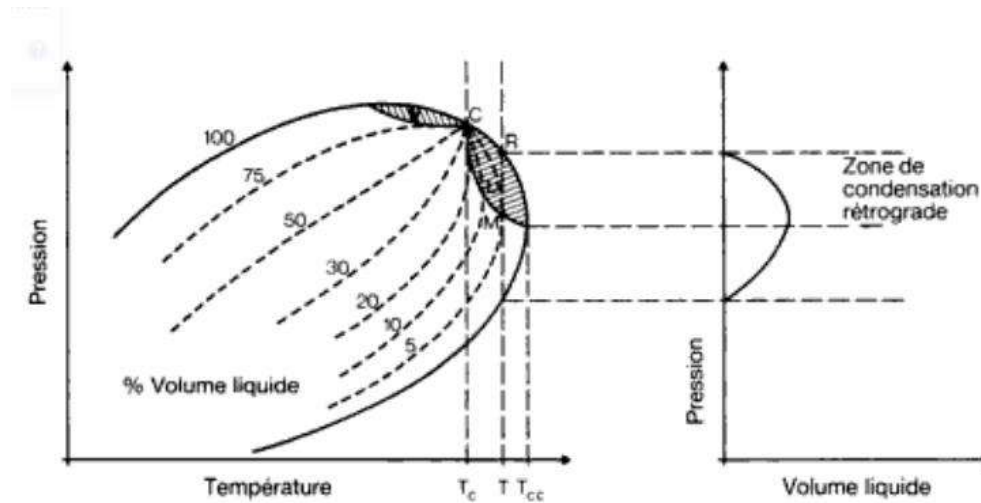


Figure II-1 Phénomène de condensation rétrograde.

Si cette de compression a lieu à une température T comprise entre la température critique T_c et la température maximale d'équilibre 2 phases T_{cc} , on observé qu'une fois le point de rosée R atteint, le liquide forme augmente de volume jusqu' au point M . Entre R et M on a donc provoqué la formation de liquide par détente, ce qui correspond au résultat inverse de celui

obtenue dans le cas d'un corps pur, ce phénomène a reçu le nom de condensation rétrograde .[2]

II-2-5-3-L'effet de condensation Banking

D'après la relation entre la pression et le débit (lorsque la pression chute, le débit augmente) on constate pendant quelques années de production une grande chute de débit qui veut dire une chute significative de la productivité de tel puits, ce problème peut être dû au phénomène de condensation Banking, en effet ce phénomène peut influencer (réduire) la durée de vie des puits. [7]

II-2-5-4-Comportement de gaz à condensat au cours de l'écoulement

A partir des théories précédentes, on étudie le comportement de ce gaz en basant sur la variation de pression.

Cas 1 : puits mis en service

Si $P_{wf} > P_{rose}$ le gaz est à l'état monophasique.

Si $P_{wf} < P_{rose}$ le condensat se forme aux abords de puits avec une saturation au-dessous de la saturation critique et reste immobile.

Avec le temps, et au cours de production le condensat accumule jusqu'à ce que la saturation en condensat dépasse la saturation critique dans la zone proche du puits.

Lorsque la saturation en liquide augmente suffisamment on atteint un régime permanent dans lequel le volume de condensat devient égal au volume de liquide produit, puis la condensation se produit dans tout le réservoir.

Cas 2 : puits ferme

Après ce mécanisme, les constituants lourds sont mis en jeu dans la composition du condensat, si le puits est fermé, le condensat accumulé autour du puits en production peut ne pas se vaporiser. Autrement dit, la fermeture de puits peut introduire un problème d'augmentation en saturation des fluides légers.

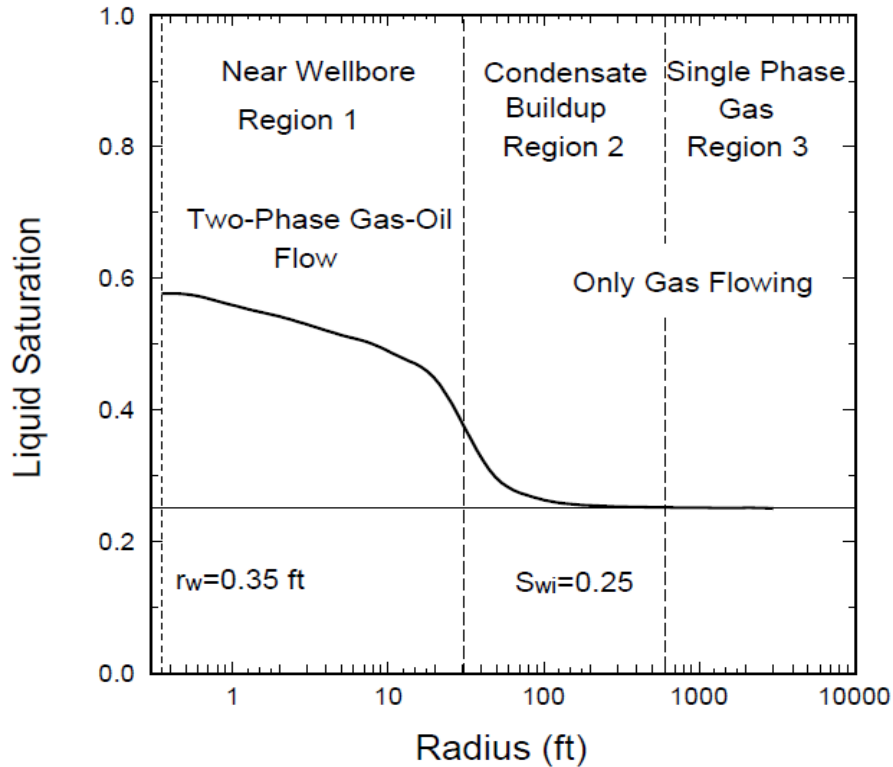


Figure II-2 Différentes régions de l'écoulement du gaz à condensat

(D'après Fevang et Whitson 1996)

II-3-Conclusion

L'analyse PVT permet toujours de séparer les phases du fluide et étudier les différents cas physiques de ce dernier. L'opération d'échantillonnage au niveau de laboratoires considère tous les phénomènes internes passés dans le fluide (physique, chimique, les forces de V.walls...ect). C'est pour ça on prend les résultats de PVT en considération pour connaître le comportement de fluide.

CHAPITRE III :
THEORIE DE WELL TEST

Chapitre III : Théorie du Wells Test

III-1-Introduction

L'évaluation d'un puits pétrolier basée essentiellement sur l'estimation de tous ces caractéristiques (petro-physique, chimiques, potentielles), juste après l'opération de forage, il est nécessaire de prendre une idée technique sur le puits forée, en effet, de point de vue économique, on exige des opérations spéciaux pour tester le puits.

D'abord, un DST (drill stem test) pour connaître la pression vierge (P_g), et le débit optimale de l'écoulement des fluides, ainsi que le type de complétion compatible pour assurer un bon cheminement de production, ensuite, au cours d'exploitation on effectue des autres tests pour suivre le mécanisme de production et détecter les problèmes techniques et opératoires qui peuvent être passés.

Ces essais nous permettent donc de prévoir le profil de production (prévu par l'ingénieur pétrolier) et de connaître la durée de vie des puits, qui sont des informations très importantes pendant l'exploitation.

Pour un puits à gaz on effectue souvent trois types des essais : flow after flow, isochrone test, et isochrone modifier.

III-2-Principe

Le principe des essais des puits comporte l'idée de perturber le puits (une fermeture et ouverture dans un intervalle de temps donnée) afin d'obtenir un enregistrement de telle réponse, une réponse décrit l'évolution de pression et de débit en fonction de temps. Une étude préalable de la couche productrice (réservoir) est utile pour la rapidité d'évaluation et donc mettre le puits en service.

III-3-Objectif

Les essais de puits a pour objectifs de :

- ✓ Evaluer les caractéristiques petro-physiques de réservoir (k, \emptyset , les limites de réservoir.

- ✓ Estimer le rayon de drainage.
- ✓ Dédire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques.
- ✓ Déterminer le potentiel de puits.
- ✓ Déterminer le degré d'endommagement.

III-4-les types des tests

III-4-1-drow down test : (essai en ouverture)

L'essai en débit est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement. Un exemple de débit et d'historique de pression est schématisé. **Figure (III-1)**

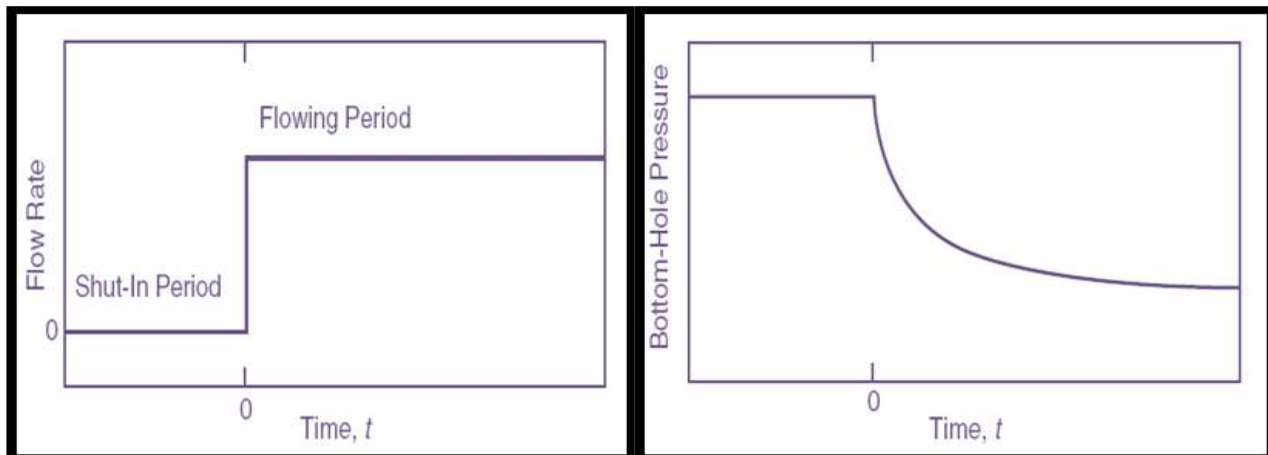


Figure III-1 Essai en débit (Draw Down)

III-4-2-Test Build Up: (essai en fermeture)

L'essai Build Up décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. Le temps de fermeture est symbolisé par Δt . La figure (III-2) représente le débit avant la fermeture et le comportement idéal de la pression durant la période de Build Up. [3]

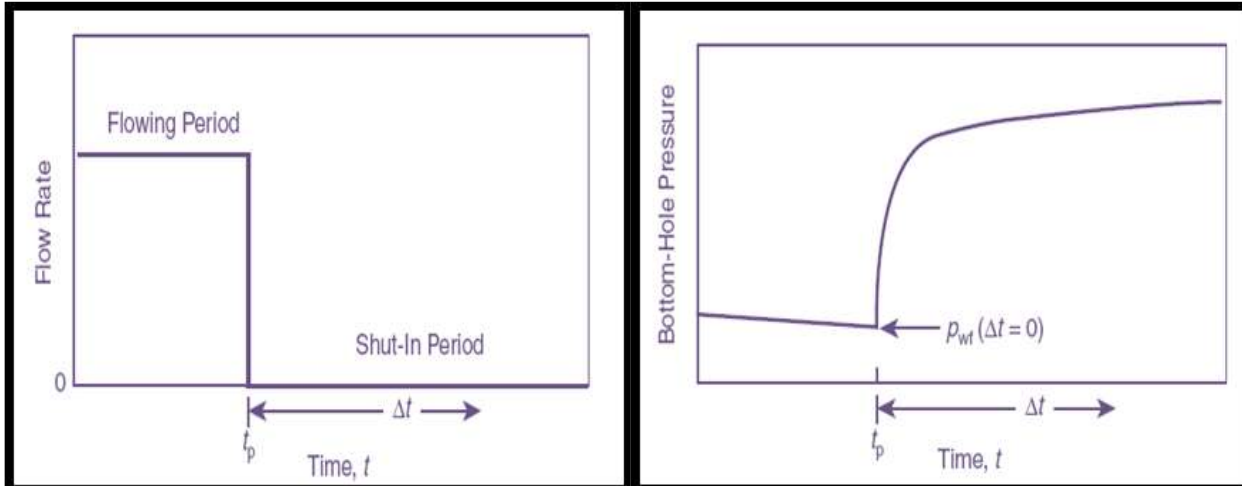


Figure III-2 Essais en fermeture (Build Up)

III-5- Données nécessaires pour l'analyse des essais de puits

- **Données de l'essai** : Débit, (séquence des événements complets avec tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.
- **Données de puits** : rayon du puits, géométrie (incliné ou horizontal), profondeur (formation et capteurs de pression).
- **Paramètres réservoir et fluide** : épaisseur de la formation (h utile), porosité, compressibilité de fluide, de l'eau et de la formation, saturation en eau, viscosité de fluide et le facteur volumétrique de fluide.

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle ou de rosée ... etc.). Des informations géologiques et pétro-physique sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation.

III-6-Notion de base :

III-6-1-Rayon d'investigation

On peut définir le rayon d'investigation comme la position de la zone de compression dans le réservoir ou bien la position atteinte par la perturbation.

III-6-2-Notion de skin

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. En pratique, la plupart des puits ont une perméabilité réduite (endommagement) près de la liaison couche trou, résultant d'opération de forage ou de complétion. De nombreux autres puits sont stimulés par l'acidification ou la fracturation hydraulique.

Hawkins, a souligné que si la zone endommagée ou stimulée est considérée comme équivalente à une zone altérée de perméabilité uniforme k_{set} de rayon extérieur r_s , la perte de charge supplémentaire ΔP_s , à travers cette zone peut être modélisée par l'équation d'écoulement radial en régime permanent suivante :

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{QB\mu}{Kh} \left(\frac{K}{k_s} - 1 \right) \quad (\text{III} - 1)$$

Actuellement, on définit le Skin comme étant la somme des pseudo skin dont le skin mécanique ou d'endommagement fait partie, tel que :

$$S = S_m + S_{pp} + S_p + S_f + S_{dw} \quad (\text{III} - 2)$$

- S : skin total.
- S_m : skin d'endommagement (skin mécanique).
- S_{pp} : skin dû à la pénétration partielle.
- S_p : skin dû au perfores.

- S_f : skin de fracturation hydraulique (skin de fractures).
- S_{dw} : skin dû à la déviation du puits (inclinaison de puits).

III-6-3-Effet de capacité de puits (wellbore storage)

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit de puits (soit de zéro à une valeur constante, ou l'inverse), cette variation est contrôlée en surface mais malheureusement n'est pas contrôlé au fond. Si le puits est fermé 'buildup' le débit au fond n'arrête pas et suit une évolution progressive grâce à la compressibilité de la colonne de fluide de la formation. Par contre, s'il est ouvert 'drawdown', au début, la production en surface est due à l'expansion de fluide comprimé dans le puits. [4]

L'effet de capacité de puits est exprimée par la constante « C » avec :

$$C = \frac{Qt}{24 \Delta P} \quad (\text{III} - 3)$$

L'effet de capacité de puits doit être tenu en compte dans l'interprétation des données des essais de puits, car il peut masquer une partie importante de la réponse normale du puits dans la première période de l'essai.

III-7-L'équation de diffusivité

Le modèle mathématique de l'équation de diffusivité se compose de trois équations principales

- La loi de Darcy
- La loi de conservation de masse
- L'équation d'états

Après le regroupement de ces trois équations on obtient

$$\Delta P + C e \overrightarrow{(\text{grad})}^2 - \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (\text{III} - 4)$$

Ou, $\overrightarrow{\text{grad}} P$: c'est le gradient de pression

$\frac{K}{\phi\mu C_t}$: La diffusivité hydraulique de milieu

$$C_t = C_0 S_0 + C_w S_w + C_g S_g \quad (\text{III} - 5)$$

(C_t : la compressibilité totale de la couche)

C_e : la compressibilité équivalente ($C_e = \frac{C_t}{S_0}$)

Or le gradient de pression est faible : $\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0$

En cas d'un écoulement circulaire radial l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (\text{III} - 6)$$

L'équation de diffusivité décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction de temps et de l'espace, (une fois dérivable par rapport au temps deux fois dérivable par rapport l'espace).

III-7-1-La résolution de l'équation de diffusivité

Les solutions de cette équation sont nombreuses, chacun caractérisée par son condition aux limites. En générale, La résolution de l'équation de diffusivité est obtenue avec les conditions aux limites suivantes :

- ✓ La pression à l'instant initial $t=0$ est égale à la pression du gisement $P(0)=P_i$.
- ✓ Réservoir infini c'est-à-dire à la limite de la zone de drainage du puits $P(r_e)=P_i$
- ✓ Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.

On obtient donc :

$$P_i - P_{wf}(t) = \frac{qB\mu}{2\pi hk} \left[\ln \left(\frac{kt}{kC_t r_w^2} \right) + 0.81 \right] \quad (\text{III} - 7)$$

En tenir compte l'effet du skin (endommagement), l'équation de diffusivité devient en unité pratique :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6qB\mu}{Kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (\text{III} - 8)$$

Sous forme adimensionnelle on peut écrit :

$$P_D = \frac{Kh}{141.2QB\mu} \Delta P \quad (\text{III} - 9)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{III} - 10)$$

$$t_D = \frac{0.0002637Kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (\text{III} - 11)$$

III-8-l'équation de diffusivité pour un gaz

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

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_t \quad (\text{III} - 12)$$

On déduire l'équation de diffusivité d'un gaz par la combinaison de l'équation d'état et la loi de darcy et de conservation de masse :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi\mu C_T}{K_t} \left(\frac{\partial m(p)}{\partial t} \right) \quad (\text{III} - 13)$$

III-8-1-Résolution de l'équation de diffusivité pour le gaz

On peut écrire l'équation de diffusivité en cas de gaz comme suit :

$$\Delta m(p) - \frac{1}{K} \frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0 \quad (\text{III} - 14)$$

On introduit l'expression de pseudo-pression qui a été calculée pour chaque point de pression, et leur évolution sont préciser dans le graphe ci-dessus : (graphe $\mu z = (P)$).

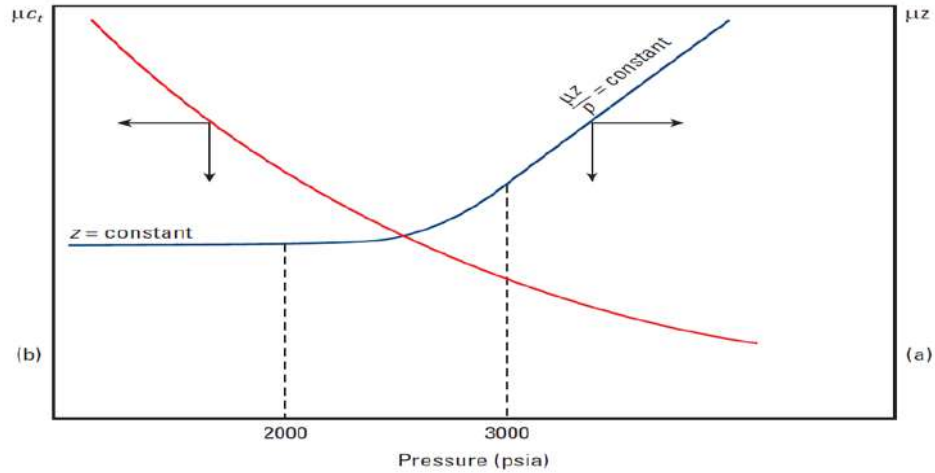


Figure III-3 la variation de μ_z et μ_cT en fonction de pression.

III-8-2-Procédures des tests de puits à gaz

Le test de puits effectués pour les gaz n'est pas différents suffisamment au seul de l'huile sauf que :

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

On cite ci-dessus trois types de tests principale :

III-8-2-1-back pressure test: (flow after flow)

Dans cet essai, la durée des phases de débit est uniforme comprend quatre débits différents, mais la pression statique initiale de chacune de ces phases n'est pas la même.

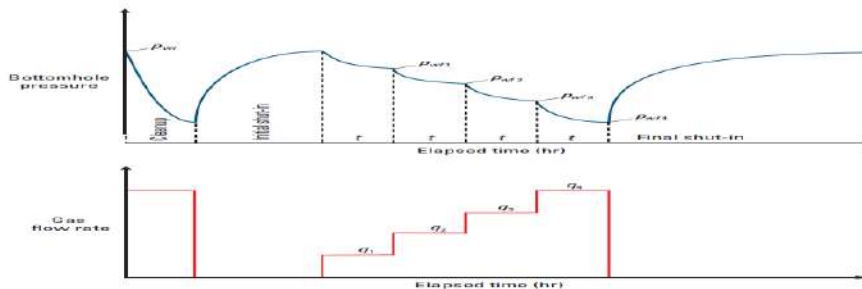


Figure III-4 l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le Back Pressure Test

III-8-2-2-Le test isochrone

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

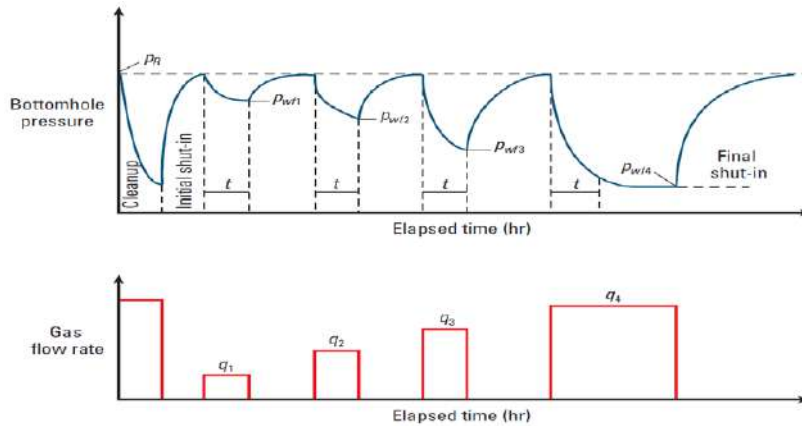


Figure III-5 l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le test isochrones

III-8-2-3-Le test isochrone modifié

Le test isochrone modifié est plus rapide parce qu'il n'est pas nécessaire d'attendre la stabilisation comme le précédent, cependant la dernière période débordante est prolongée jusqu'à ce que la stabilisation soit atteinte.

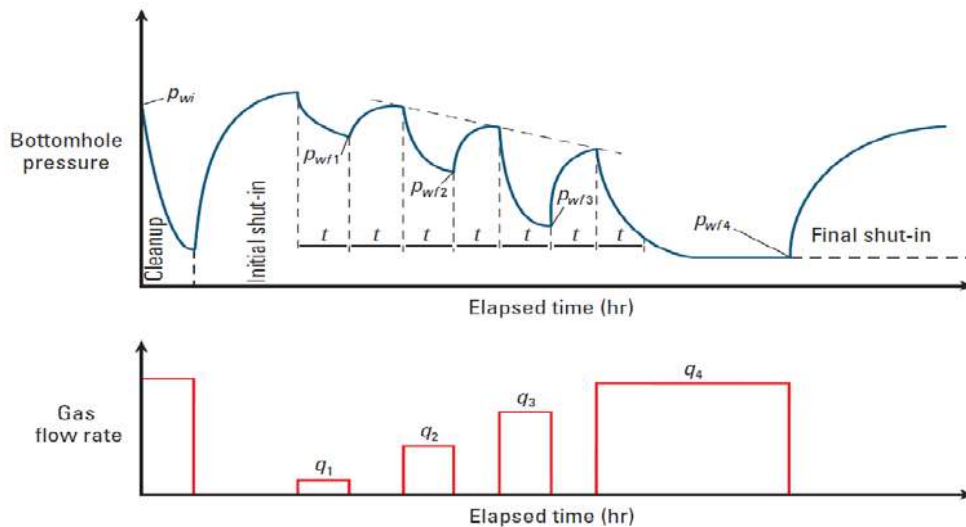


Figure III-6 l'évolution de la pression et de débit en fonction du tempsDurant le test isochrone modifié.

III-9-Les méthodes d'interprétation

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

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes modernes.

III-9-1-Les méthodes conventionnelles

Les méthodes conventionnelles sont basées sur le choix d'une droite, couramment appelée droite semi-log par simplification de langage mais qui est obtenue, en faisant, soit par un graphique semi-log (HORNOR, MDH), soit par un graphique cartésien (fonction de superposition). A partir de là, le choix de cette droite, souvent très délicat, s'appuie sur des critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toutes les mesures enregistrées au cours d'un test puisqu'elles éliminent systématiquement tous les points antérieurs au droit semi-log. [10]

III-9-2-Les méthodes modernes

III-9-2-1-La méthode Dérivée

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.

La dérivée de la pression est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire :

$$P_D = \frac{dP_D}{d\left(\ln\left(\frac{r_D}{c_D}\right)\right)} \quad (\text{III} - 15)$$

L'interprétation se fait en deux parties :

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0,5 en grandeur sans dimension de la planche.

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche.

La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte.

III-9-2-2-Les courbes types

Les courbes types sont apparues pour la première fois concernant les essais de puits en 1970. Il existe plusieurs courbes types utilisées pour interpréter les essais parmi lesquelles, on peut citer celles de Bourdet et al 1983 qui sont les plus complètes et les plus utilisées dans la littérature pétrolière. A chaque type de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de la simulation peuvent être traduits par une famille de courbes. Dans cette famille, chaque courbe est associée, par son libellé, aux valeurs de certains paramètres. [11]

Une courbe représente l'évolution des pressions qui auraient été enregistrées au cours d'un test en débit, à l'échelle logarithmique, effectuée dans les conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes et la valeur du libellée de la courbe.

Ces courbes types sont toujours représentées en grandeur adimensionnelle (P_D , t_D , $r_{D,e}$ et C_D) sur un papier log-log ayant sur les axes, des groupements de variables sans dimension. Les plus souvent, la pression apparaît en ordonnée (P_D) et le temps en abscisse (t_D).

Les facteurs multiplicatifs, permettant de passer de ΔP et Δt aux variables sans dimension sur les axes, mais le choix de ces facteurs dépendra du type de problèmes à résoudre. Les courbes types correspondant à une représentation de la forme : $P_D = P_D(t_D, C_D, S)$.

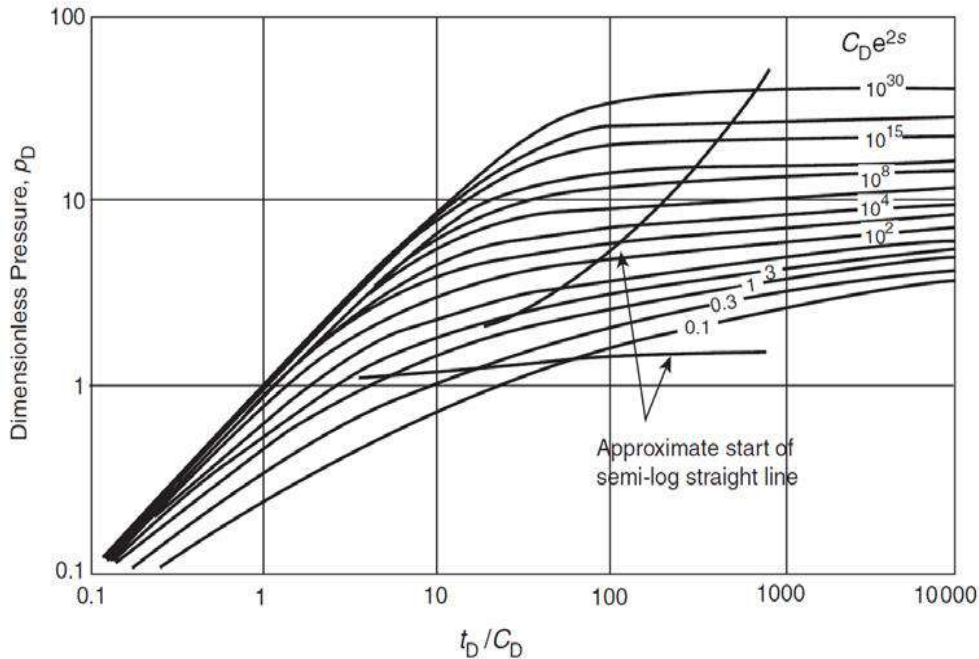


Figure III-7 Courbes types de Bourdet et al, mai 1983

La procédure d'interprétation est composée de :

- **Diagnostic**

(Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) : il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.

- **L'interprétation**

(Choix du modèle d'interprétation et justification) : c'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.

- **Validation**

(Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses...etc) : l'interprétation est validée en générant une courbe type simulant aux mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits. Les paramètres initiaux du modèle sont déterminés lors de la phase d'interprétation.

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.

III-10-Les modèles puits, réservoir et limites

Les résultats d'interprétation restent nom compréhensives si on n'a pas une information théorique sur les modèles des réservoirs et ses limites géométriques, car la réponse est obtenue par un graphe mathématique qui ne donne qu'une information graphique sur ces résultats.

Le temps d'écoulement est le facteur nécessaire durant l'opération du test, le tableau suivant préciser les différents périodes d'écoulement :

Tableau III-1 les trois périodes de temps d'écoulement

Well and wellbore effects	Reservoir behavior	Boundary effects
Early time	Middle time	Late time
-Wellbore storage (no WBS, constant WBS, changing WBS). -Skin. -Well vertical. -Well fractured (uniform flux, infinite conductivity, and finite conductivity). -Well vertical limited entry. -Well horizontal.	-Homogeneous. -Heterogeneous (two porosity PSS, two permeability, two layers, radial composite, linear composite).	-Infinite. -One fault. -Leaky fault. -Circle. -Parallel faults (channel). -Intersecting faults. -Rectangle (opened, closed).

Les résultats d'interprétation (les graphes de la dérivée) peuvent comporte tous ces période tel que chaque tronçon de ce graphe représente certaine période.

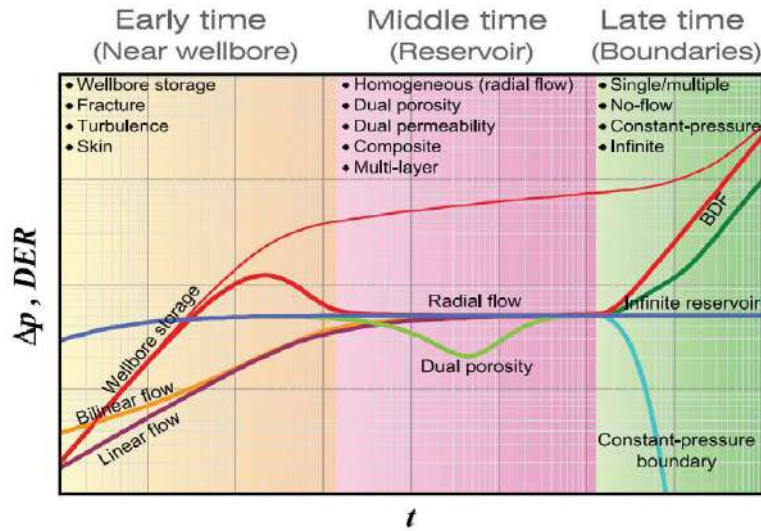


Figure III-8 configuration puits- réservoir--limites

III-10-1-Identification du régime d'écoulement

L'identification des régimes d'écoulement, qui apparaissent comme des modèles caractéristique extraire par les données de dérivées de pression, est importante, car un régime, est la géométrie des lignes de courant d'écoulement dans la formation testée.

Ainsi, pour chaque régime d'écoulement identifié, un ensemble de paramètres de puits ou de réservoir peut être calculé en utilisant uniquement la partie des données transitoires qui présente le comportement de motif caractéristique.

L'outil d'identification du régime d'écoulement est utilisé pour différencier les régimes d'écoulements souterrains sur les courbes de la dérivée sur log-log pour leur application dans la détermination et la compréhension des conditions de fond et la caractérisation du réservoir.

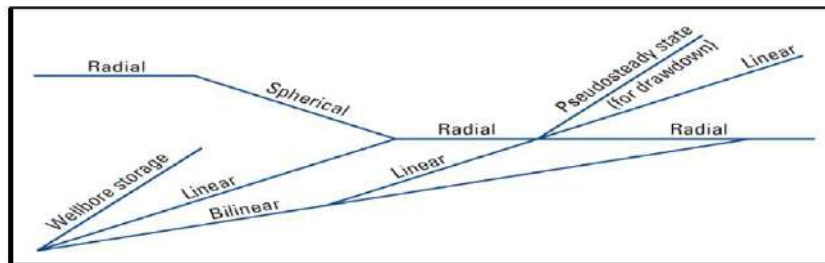


Figure III-9 outil d'identification de régime d'écoulement

III-10-2-la géométrie d'écoulement dans le réservoir

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques.

III-10-2-1- Écoulement radial circulaire : Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial. C'est pour cette raison que la géométrie de l'écoulement radial est applicable dans l'analyse des données de la pression transitoire.

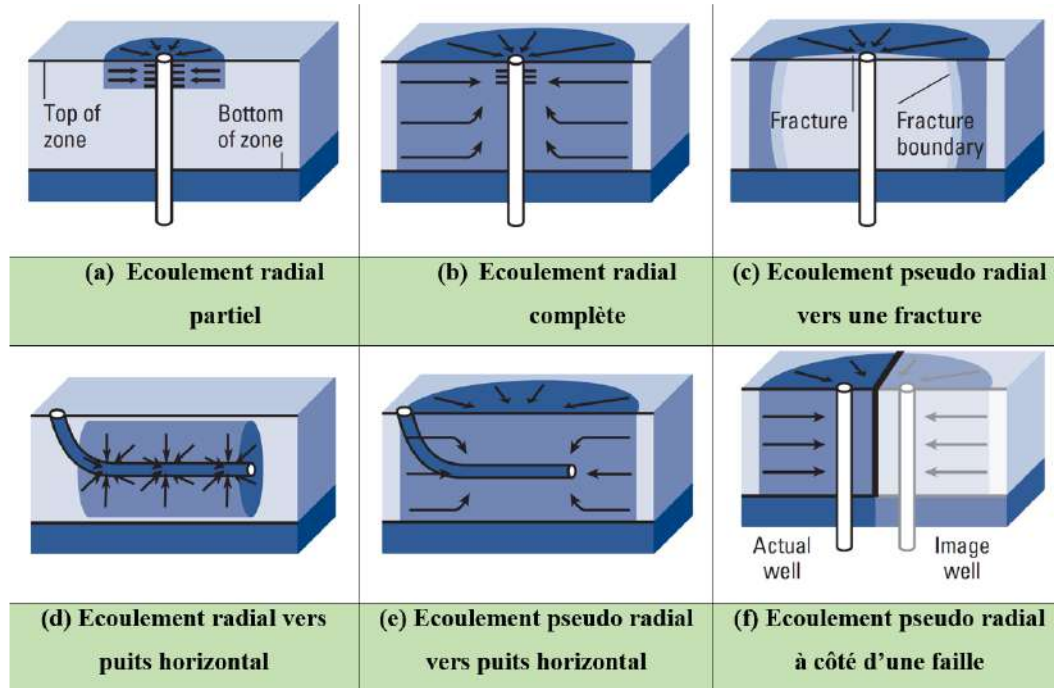


Figure III-10 Géométries d'écoulement radial circulaire (Ehlig-Economides et al. (1994).

III-10-2-2-Écoulement Sphérique

Selon le type de configuration de complétion du puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique près du puits. Bien qu'avec une perforation dans un l'intervalle limité a pu avoir comme conséquence un écoulement sphérique à proximité des perforations.

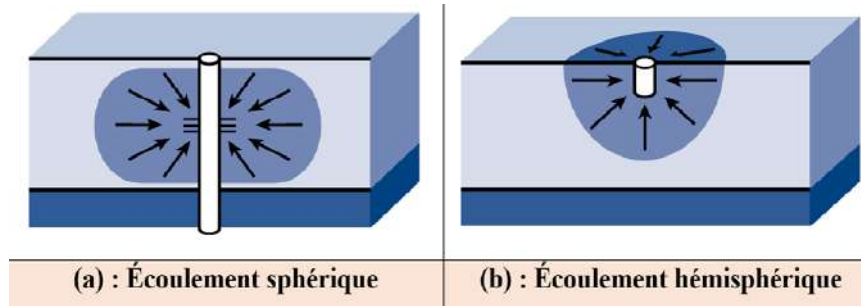


Figure III-11 Géométrie d'écoulement Sphérique (Ehlig-Economides et al. 1994)

III-10-2-3-Écoulement linéaire et bilinéaire

L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction. Cela se produit seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle.

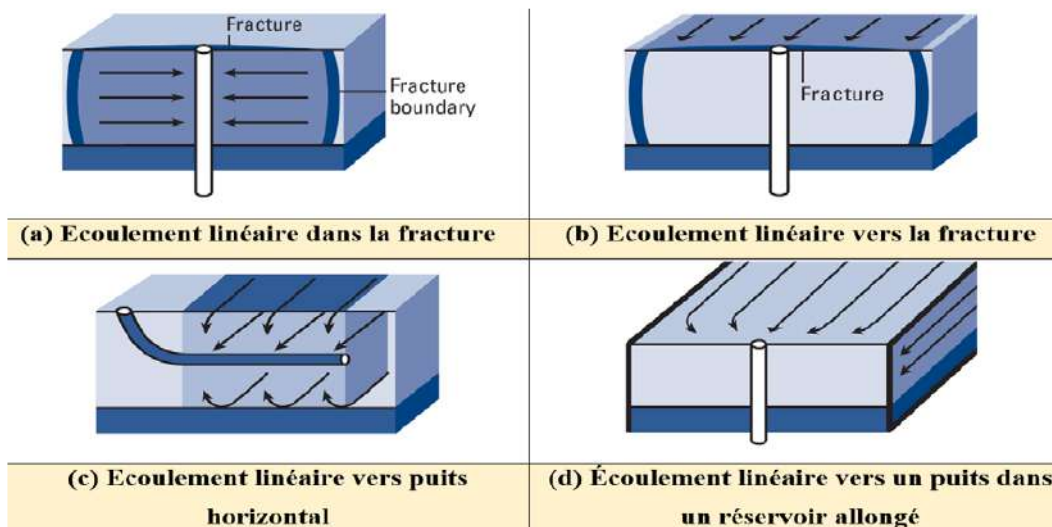


Figure III-12 Types d'écoulement linéaire avec les lignes d'écoulement parallèle (Ehlig-Economides et al. 1994)

III-10-3-Le modèle double porosité (réservoir fissuré, non homogène)

Le modèle de double porosité (2 \emptyset) concerne le réservoir fissuré qui est composé d'une matrice des blocs des roches (réservoir quartzite Hamra) ; connecté au puits par des fissures naturelles qui ont une faible capacité et une grande perméabilité. Le fluide de la matrice ne peut pas s'écouler au puits directement, donc bien que la plus part des hydrocarbures sont stockés dans la matrice, il doit passer par les fissures pour être produit.

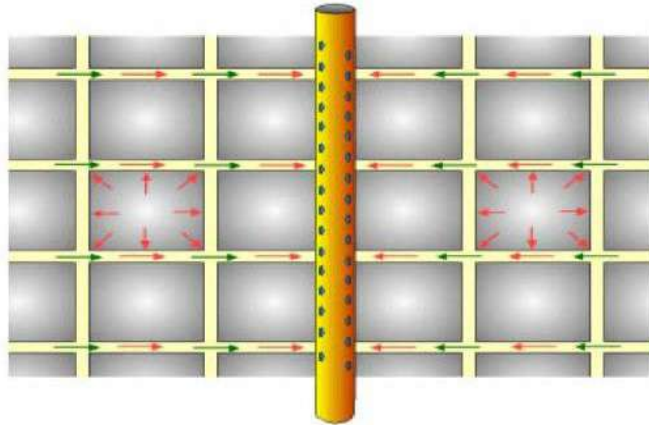


Figure III-13 Le modèle de réservoir double porosité.

Le modèle de double porosité est décrit par deux paramètres additionnels quand on le compare avec le modèle homogène :

- ✓ **Contraste de capacité (ω) (storability ratio)** : c'est la fraction d'huile ou gaz stocké dans les fissures par rapport au système (fissures + matrice) c'est la porosité 1, typiquement ω varie entre 0.01 et 0.1
- ✓ **L'échange matrice-fissure (λ) (interporosity flow coefficient)**: caractérise l'aptitude de l'écoulement de la matrice vers les fissures, il est dominé par le contraste de perméabilité (K_m/K_f), typiquement λ varie entre 10^{-4} et 10^{-8} .

Pour décrire l'écoulement matrice fissures, deux approches sont proposées : la première suppose que l'écoulement matrice fissure est immédiatement pseudo-permanent, la deuxième suppose que l'écoulement matrice fissure est transitoire. Pour cela on distingue deux modèles : Double porosité PSS (modèle pseudo permanent). Double porosité T (modèle transitoire).

III-10-3-1-Double porosité PSS (modèle pseudo-permanent)

On suppose que la distribution de la pression est uniforme dans tous les blocs, c'est à dire il n'y a pas de chute de pression dans ces blocs.

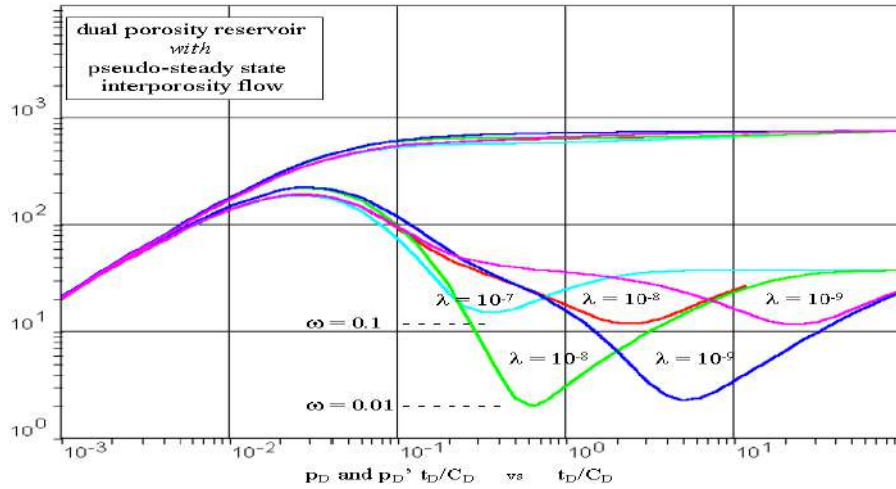


Figure III-14 Réponse de modèle double porosité, pseudo steady state.

III-10-3-2-Double porosité (modèle transitoire)

Le modèle suppose qu'il existe un gradient (chute) de pression dans les blocs de la matrice. Dans ce cas, l'écoulement radial des fissures reste une durée courte, et dans la pratique n'est pas vue.

[10]

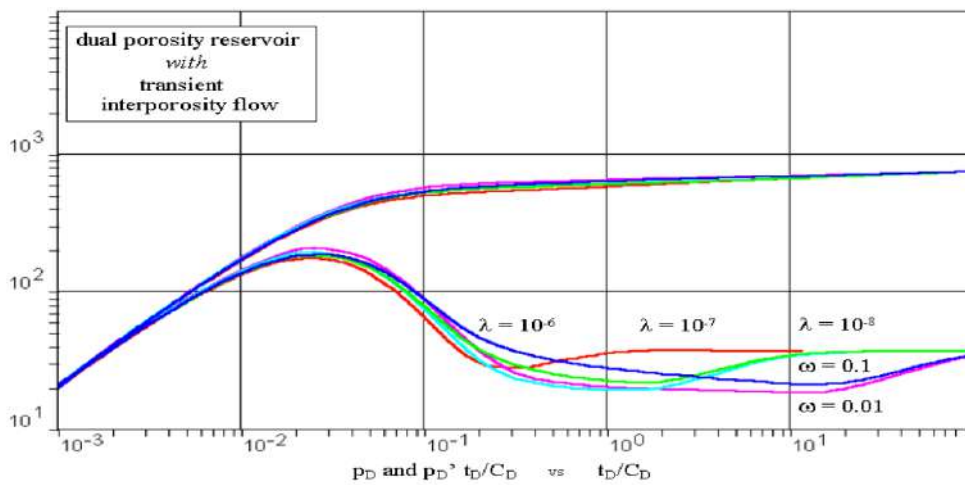


Figure III-15 Réponse de modèle double porosité, transitoire

CHAPITRE IV :
CARACTERISATION DE RESEFRVIOR
QUARTZITES HAMRA

Chapitre IV: caractérisation de réservoir Quartzites el Hamra

IV-1-Introduction

L'interprétation des essais des puits donne les informations nécessaires pour l'évaluation assez correcte du puits, les résultats obtenus permettent de faire le programme de complétion adéquate, et de suivre périodiquement le régime de production. Le développement des techniques d'interprétation donne l'accès pour l'utilisation des outils informatiques dans la discussion des résultats.

La méthode de la dérivée améliorée comporte une grande importance à cause de sa précision, on va présenter un outil informatique qui nous aide à interpréter les données de DST et de test potentiel des puits de Quartzite Hamra.

IV-2-Le Logiciel Kappa Saphir

Logiciel Saphir (écran) est un outil informatique développé avec l'apparition de la méthode de la dérivée, base sur les équations de cette dernière. On tape les données par ordre de priorité (le fonctionnement du logiciel), et on obtient à la fin des graphes (un graphe de pression en fonction de temps, soit logarithmique, semi logarithmique, soit un graphe simple).

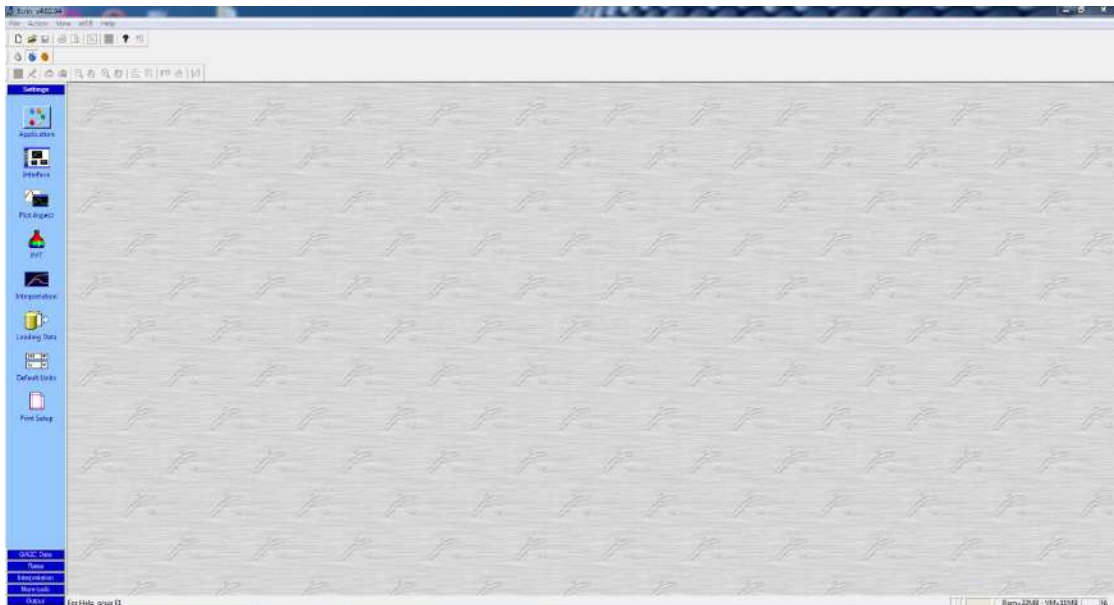


Figure IV-1 l'interface du logiciel Kappa Saphir

IV-2-1-L'utilisation du logiciel

Pour plus de détail sur l'utilisation du logiciel (voir l'annex).

On crée le dossier d'enregistrement du test de puits dans cette étape :

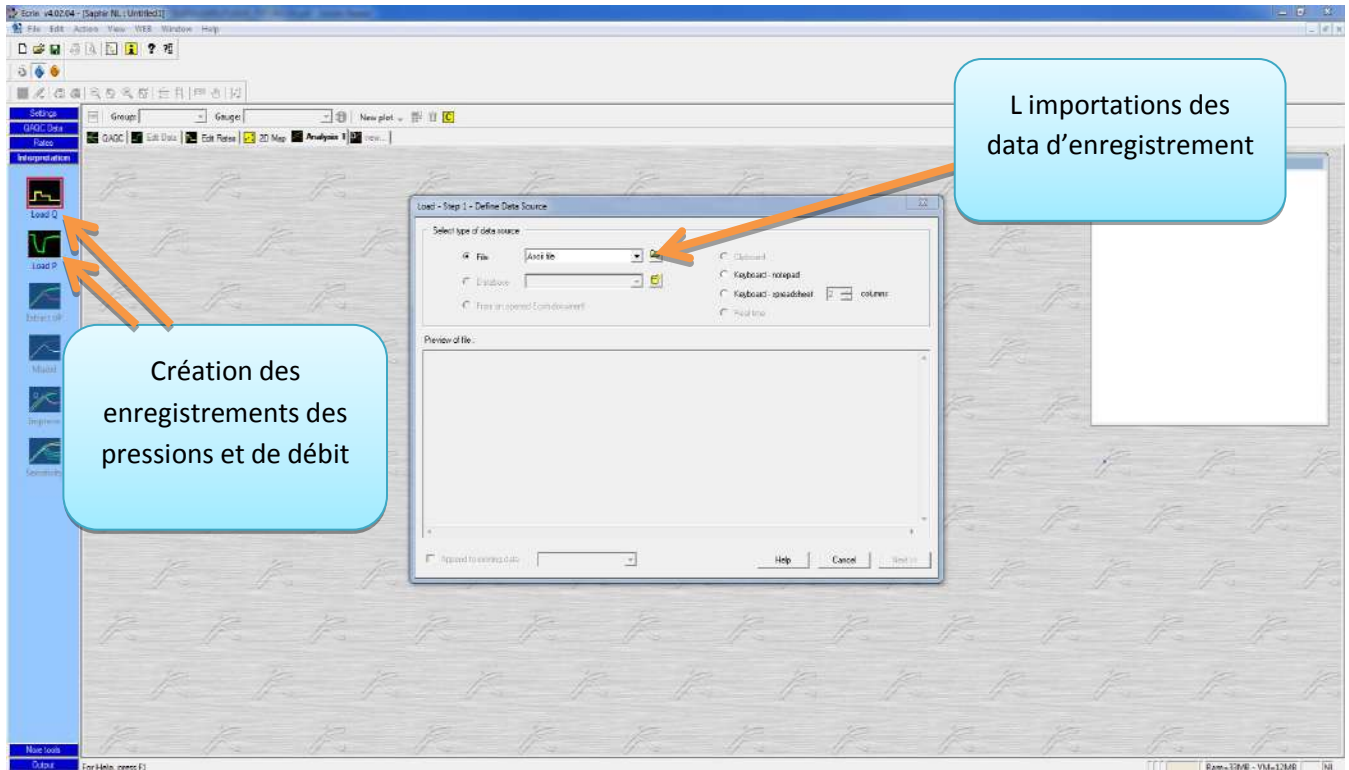


Figure IV-2 la création des informations de puits

Après cette étape on va obtenir les graphes de pression et de débit en fonction de temps, et discuter ces graphes par les méthodes de matching.

IV-3-les puits candidats aux études

Au cours de notre stage pratique on fait analyser les données des puits concernées au champ de Rhourde El-Adra qui compose de dix-huites (18) puits en totale et huit (8) puits de quartzite el Hamra (RA101, RA102, RA103, RA104, RA105, RA106, RA107, RA108). Le champ du Rhourde El-Adra fait partie de la région Rhourde Nouss dans la côte sud-est. Les puits candidats pour notre étude sont (RA103, RA104, RA107).

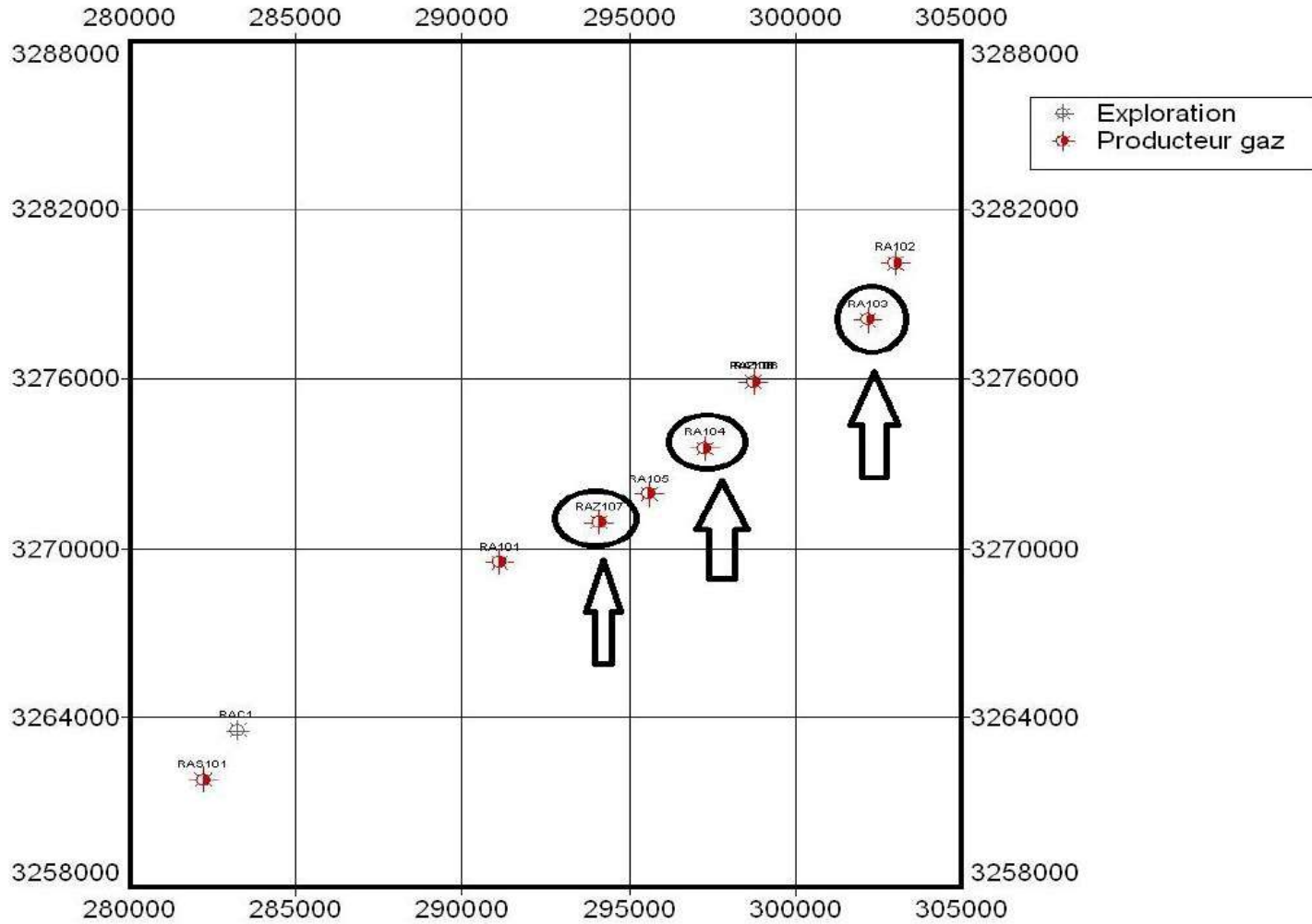


Figure IV-3 l'identification des puits condidats auxetude

IV-4-l'interprétation des resultats

IV-4-1-Le puits RA103

Tableau IV-1 les donnees necessaires pour le piuits RA103

Donnees principale	Information
rayon de puits : 3 in lepaisseur de la zone tester : 141 m porosite :0.04 temps du debut de test : 01/05/2015 a 08 :55	Company : Sonatrach DP Champs : Rhourde nous Puits :RA103 Nom de test : potentiel
PVT	
paramatres de resrvior temperature de resevior :132°C pression de reservoir : 5856 psi	difinition de PVT la 1 ^{ere} etage de separation densite de gaz :0,712 GOR :4335 m ³ /m ³ la pression de separation : 598 psig temperature de separation : 51°C pression de rosee : 5755 psi temperature de rosee : 125°C densite d huile : 0,8 CO ₂ : 0.058 N ₂ : 0.0172

On saisit les valeurs des debit correspondant a ce puit apres les deffirentes perturbations (ouverture –drowdown-, fermeture-build up-)

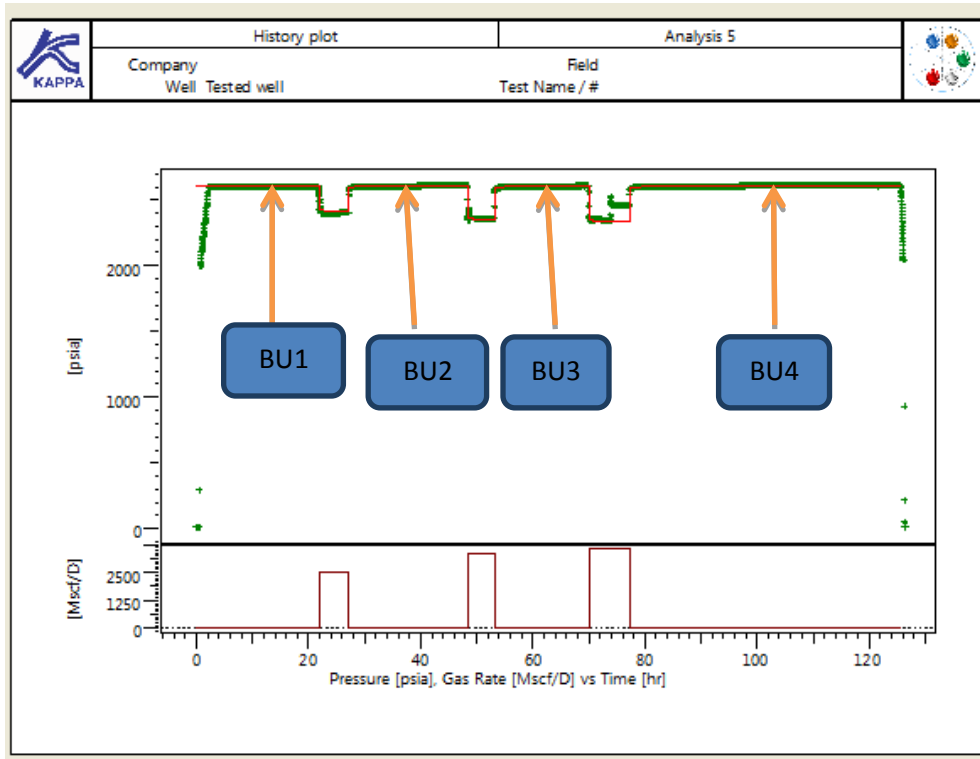


Figure IV-4 graphe des debit et pression du deffirentes perturbations (bu,dd)

On constate que BU4 est le plus longe et d’après laquelle on fait interpréter les resultats de test. D’après le fonctionnement du Saphir (programmer a tracer la courbe derivative bien calee a partir des donnees initiale), on choisi la courbe le plus proche et le plus just pour des bonnes resultats. La courbe derivative semi log est presentéé dans la **figure (IV-5)**

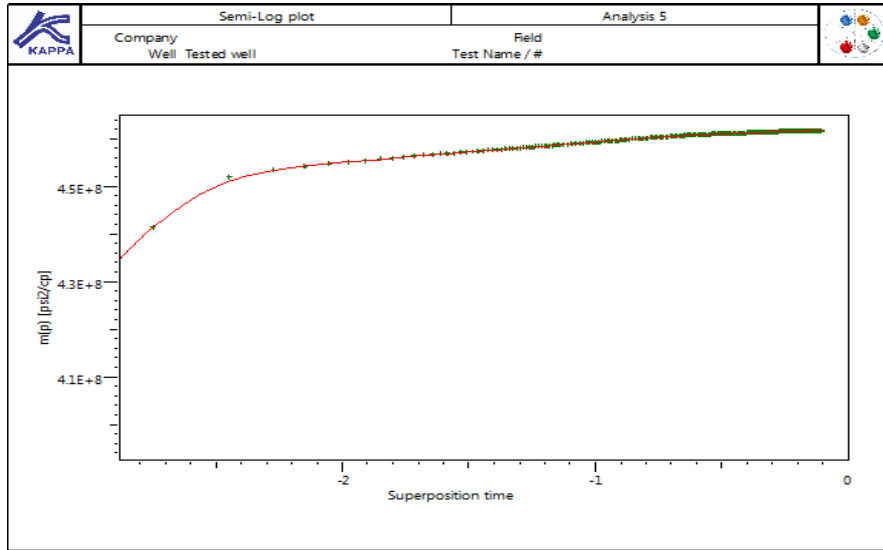


Figure IV-5 graphe semi log (pression en fonction de temps de superposition)

A l'échelle log-log on obtient la courbe dérivative comme il montre dans la Figure (IV-6)

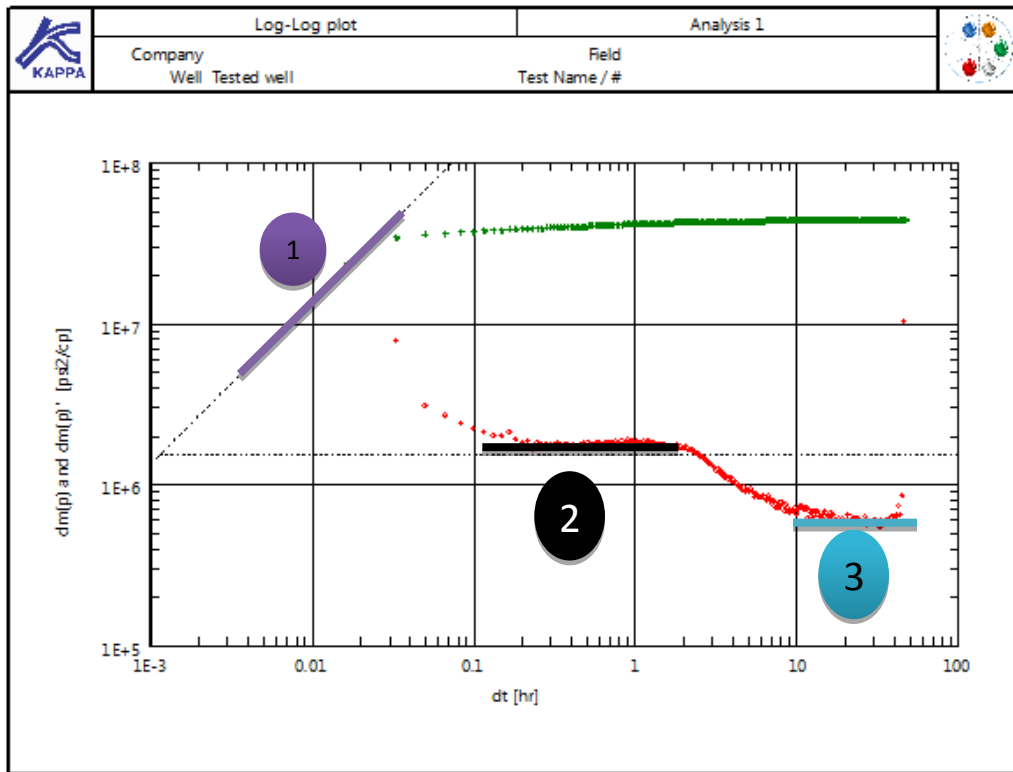


Figure IV-6 graphe log-log (courbe dérivative)

D'après la **Figure (IV-6)** on remarque un bon calage dans les zones de réservoirs (la zone endommager et les limites de réservoir), au niveau des limites on observe une continuité de graphe ce qui pousser de choisi le model réservoir infinid'un écoulement radial composée (d'après les théories de Bourdet et de DJebar Taib).

IV-4-2-discussion des resultats

✓ Identification de la géométrie d'écoulement

On constate que le graphe -**Figure (IV-6)**- comporte plusieurs périodes d'écoulement :

- Early time: un calage de pente 1 significative d'un wellbore storage (l'expansion du fluide dans le tubing)
- Etranglement de la dérivative : significative de l'effet de skin
- Medium time : c'est l'écoulement radial avec une pente égale à 0 (période 2 et période 3)
- Last time : la courbe dérivative ne contient aucune limite (infinie)

✓ Calcule des paramètres

- Early time :(l'equation de wellbore storage)

$$\log dp = \log \frac{qB_0}{24C} + \log dt \quad (\text{IV-1})$$

- Medium time :

$$k = -162.6 \frac{qB_0\mu}{mh} \quad (\text{IV-2})$$

$$s = \left(\frac{\Delta p_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (\text{IV-3})$$

- ✓ **Vérification** : après le machting de la courbe dérivative on obtient le graphe de la **Figure (IV-7)** suivant :

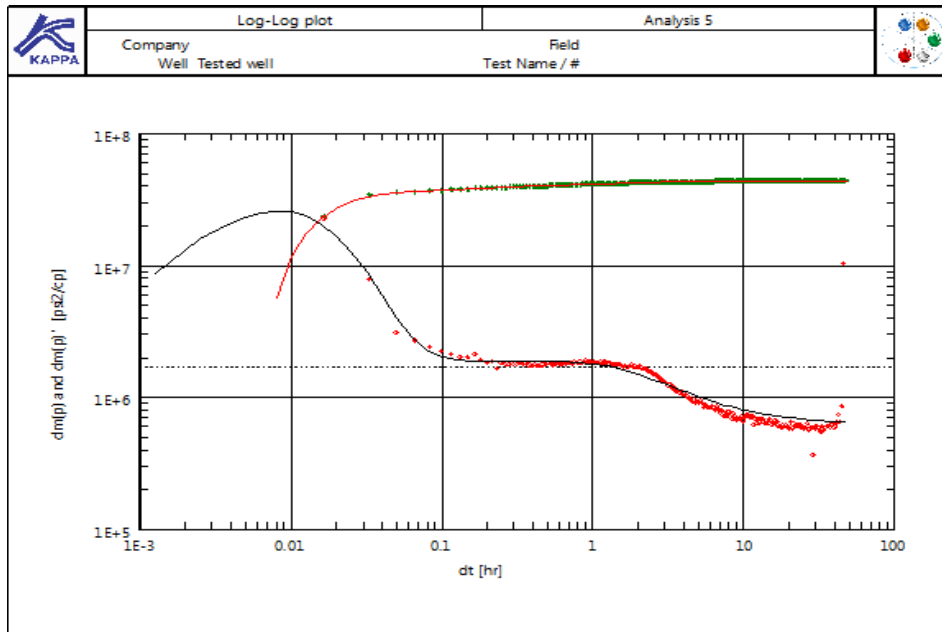


Figure IV-7 le graphe log-log de dérivative forme finale puits RA103

Les résultats finals d'interprétation :

Tableau IV-2 les résultats obtenus à partir d'interprétation des données du puits RA103

Le modèle sélectionnée :	Paramètres de réservoir :
Type de modèle : modèle standard	Pi =2605.33 psia
Le puits : verticale, wellborestorage variable	Kh=1010 md.ft
Réservoir : radial composite	K=2.92 md
Boundary : infinie	Ri=29 ft
	M=0.355
	D=0.0458
Paramètres principales (après la forme finale du graphe) :	Paramètres de puits et aux abords de puits :
T (macche)=2400 hr ⁻¹	C=0.00641 bbl/psi
P (macche)=2.96*10 ⁻⁷ (psi/cp)-1	Ci/cf=79.4
C=0.00641 bbl/psi	Alpha=64.7
Skin totale=10.7	Skin mécanique =10.7
Kh totale =1010 md.ft	$\frac{ds}{dq} = 0$ (mscf/d)-1
K average=2.96md	Delta P (skin total)= 118.34 psi
Pi=2605,33 psia	

Commentaire

D'après les résultats finales on déduire que :

- ✓ La perméabilité de la couche productrice est faible (2.93 md) (un réservoir compact)
- ✓ Le puits présent un endommagement de 10.9 (assez élevée)

IV-4-3-le puits RA104

Tableau IV-3 les données nécessaires pour le puits RA104

données principale	information
Rayon de puits : 3 in Epaisseur de la couche testée : 111m Porosité : 0.04 La date du 1 ^{er} test : 20/10/2010 a (11:59 :03)	Company :SH/DP Champ :RNS Puits :RA104 Type de test : DST

Remarque : Les données PVT restent les même pour tous les puits de Rhourdeel- Adra car c'est le même gisement.

On saisit les valeurs de débit correspondant à ce puits :

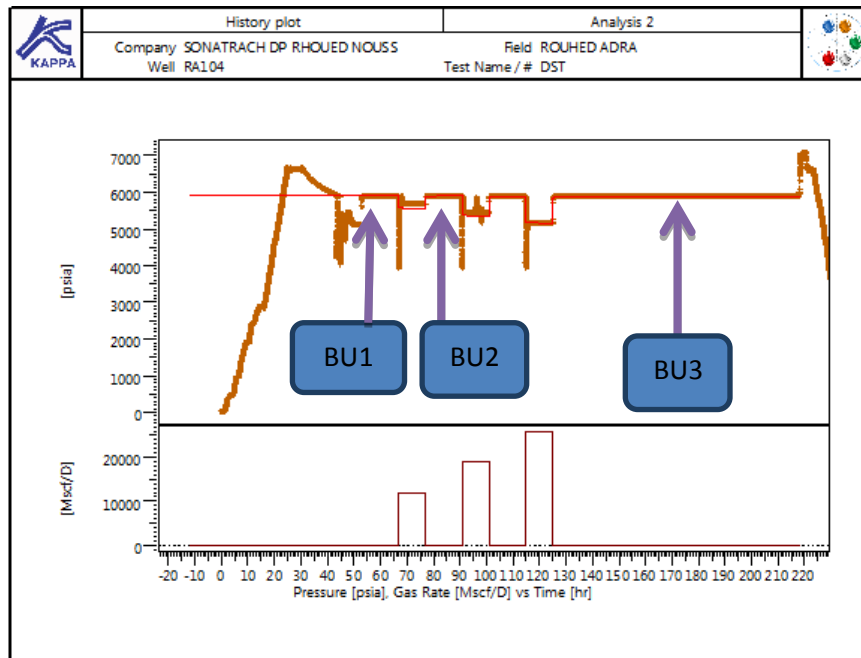


Figure IV-8 graphe de débit et de pression de déférentes perturbations

De même l'interprétation se fait d'après la perturbation la plus long.

On obtient le graphe du **Figure (IV-9)** suivant :

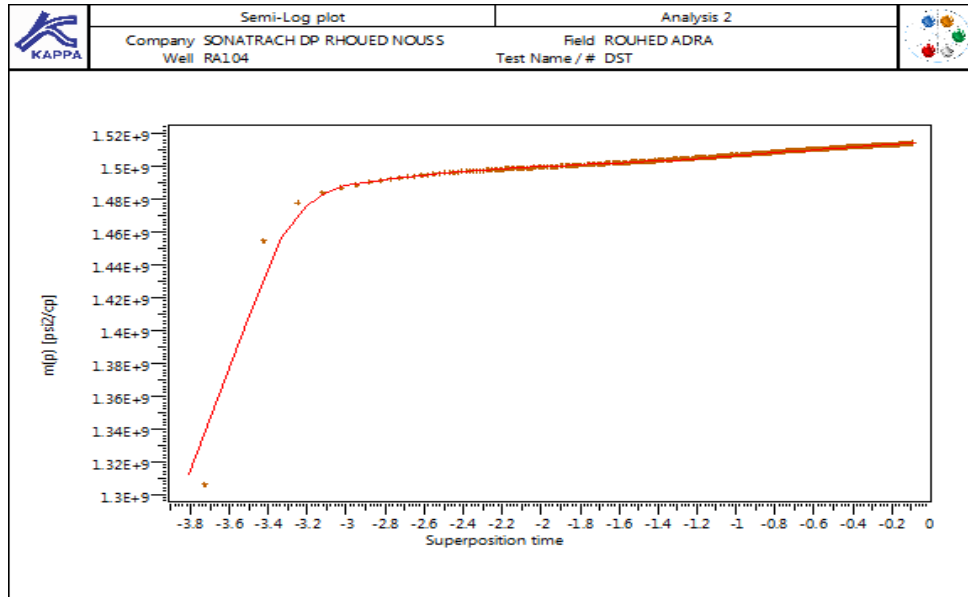


Figure IV-9 le graphe semi log de puits RA104

Le graphe log-log d'interprétation :

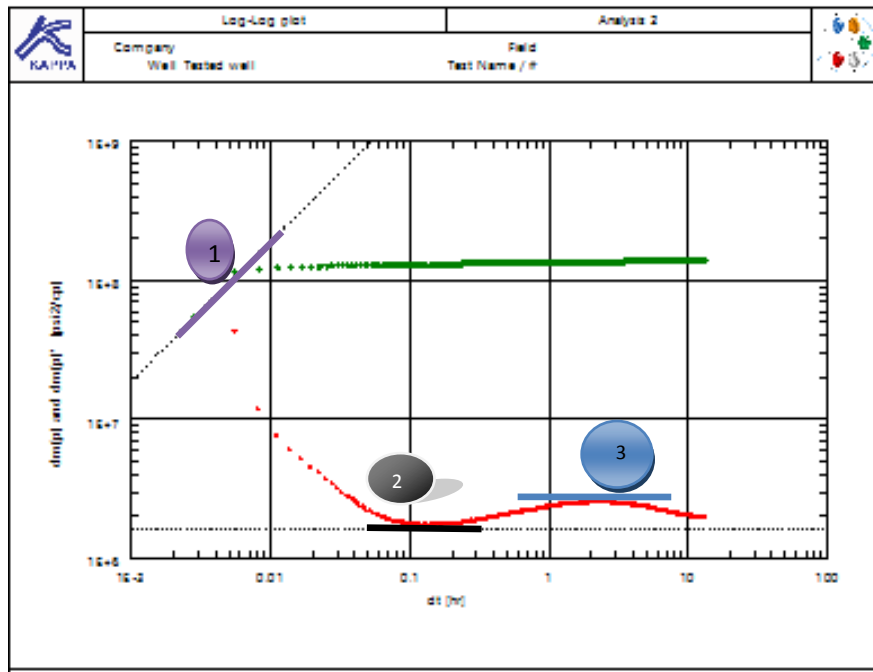


Figure IV-10 le graphe log-log de puits RA104

IV-4-4-Discussion des resultats

✓ **Identification de la geomitrie d ecoulement :**

- Earlytime : calage de pente 1 significative de wellbore storage
- Etranglement de la dérivative : significative de l'effet de skin
- Medium time : calage de pent 0 significative d'un ecoulement radial puisle calage est sous forme d'une dome (monter puis desender) sinificative d'un autre ecoulement radial
- Last time :le calage est monte signifie la presence de deux failles paralleles.

✓ **Calcul des parametres :**

- Early time :(L equation de wellbore storage)

$$\log dp = \log \frac{qB_0}{24C} + \log dt \quad (IV-4)$$

- Medium time:

$$k = -162.6 \frac{qB_0\mu}{mh} \quad (IV-5)$$

$$s = \left(\frac{\Delta p_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (IV-6)$$

- Last time :

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{k\Delta t_x}{\phi\mu c_t}} \quad (IV-7)$$

$$L_1 + L_2 = 8.133 \frac{q\beta}{m_{1f}h} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t}} \quad (IV-8)$$

L : cest la distance entre la faille et les aborts de puits

- ✓ **Verification :** la forme finale de la derivie est presenter dans **Figure (IV-11)**

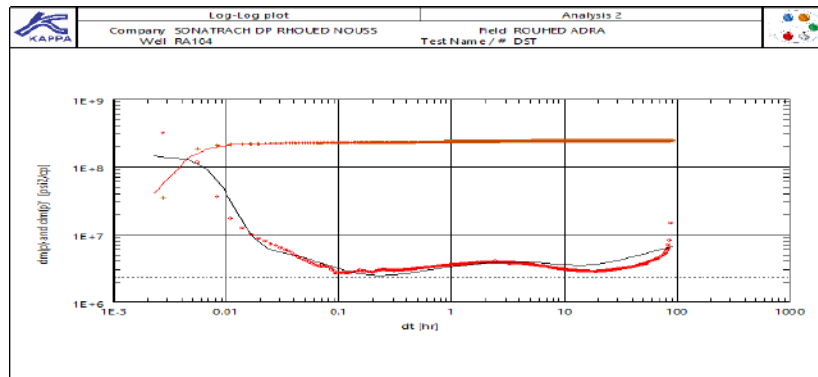


Figure IV-11 graphe log-log du puits RA104

Les résultats finals d'interprétation (fonctionnement d'écrin):

Tableau IV-4 les résultats d'interprétation le puits RA104

Le modèle sélectionné	Paramètres de réservoir
Model : standard Puits: vertical, limited- entry, changing wellbore storage. Réservoir: homogène Les limites : faille parallèles	H= 364ft Pi=5905.74 psia Kh=5690md.ft K= 15.9 md S=146 ft N=1220 ft
Paramètres principales	Paramètres de puits et aux abords de puits
T (matché) : 50000hr ⁻¹ P matche : 2.17*10 ⁻⁷ (psi ² /cp) ⁻¹ C= 0.00964 bbl/psi Skin total : 43.6 K average : 15.6 md Kh totale : 5690 md Pi=5905 psia	C= 0.00964 bbl/psi Ci/cf= 55.3 Alpha= 1660 Skin0= 21 Hw=58.2559 ft Delta P (skin total)=622.729 psi

Commentaire

- ✓ La perméabilité de ce puits est médiocre (15.9 md) toujours le cas d'un réservoir compact
- ✓ Le puits RA104 présent un endommagement de 43.6 dans le réservoir et une perte de charge considérable due au skin de 21 aux abords de puits

IV-4-5-le puits RA107

Tableau IV-5 les données nécessaires pour le puitsRA107

Données principales	information
Rayon de puits : 3 in Epaisseur de la couche testée : 178 Porosité : 0.04 La date de 1 er test : 06/02/2012 à 9:30 :38	Company : SH/DP Champ :RNS Puits : RA107 Nom de test: DST

De même, les données PVT restent les mêmes(les données de puits RA103)

Le graphe des débits et des pressions sont présentées dans la **figure (IV-12)**

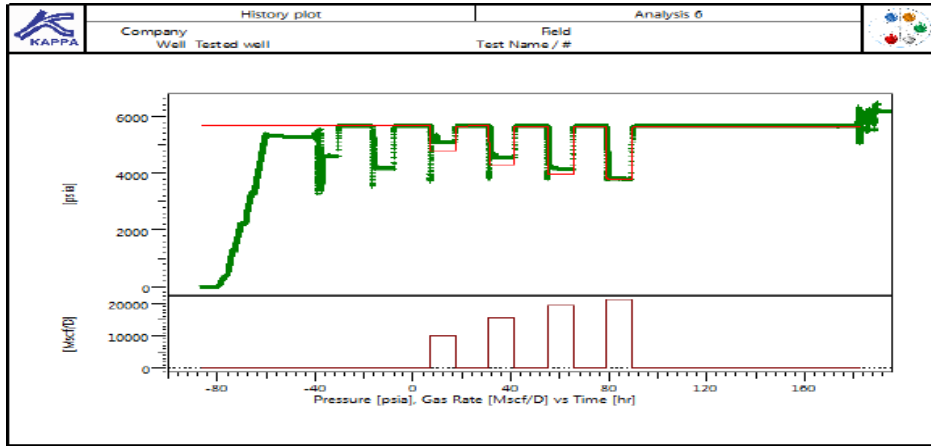


Figure IV-12 le graphe des débits et des pressions

On obtient le graphe semi log suivant

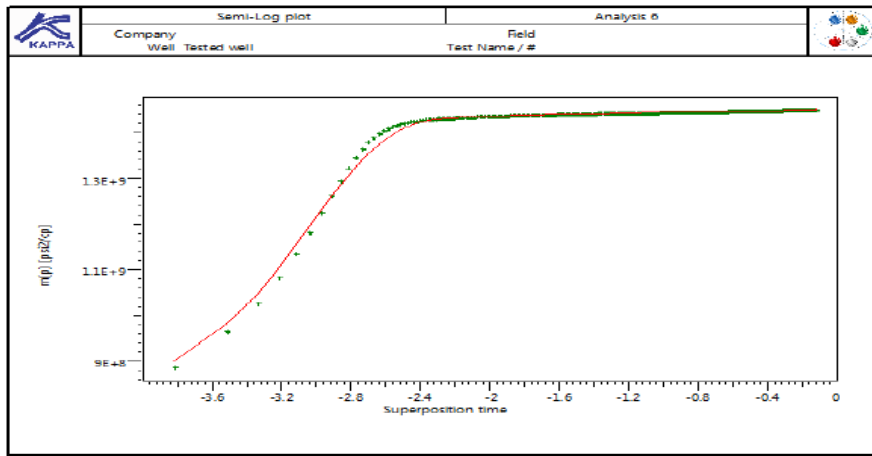


Figure IV-13 le graphe semi-log (pression en fonction de temps de superposition)

Finalement, le graphe log-log du dérivé

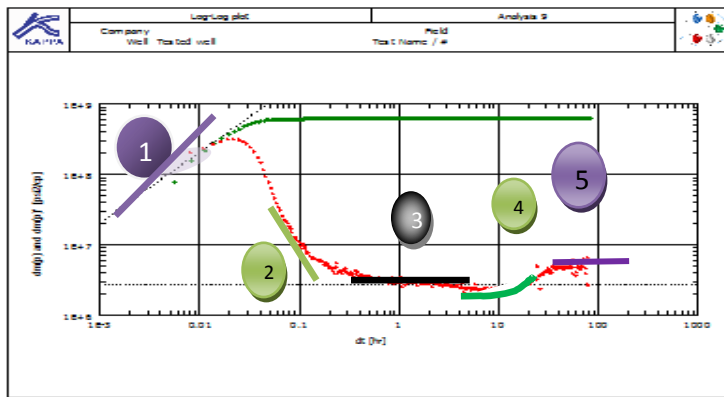


Figure IV-14 le graphe log-log du puits RA107

IV-4-6-discussion des résultats :

✓ **Identification de la géométrie d'écoulement**

- Early time : calage de pente 1 c'est le wellbore storage
- Etranglement du dérivé : l'effet de skin
- Medium time : calage de pente $(\frac{-1}{2})$ signifie que l'écoulement est hémisphérique, autre calage de pente 0 c'est l'écoulement radial, puis, le calage se dévier vers le haut signifie d'un écoulement de double porosité.
- Last time : à cause de présence d'une faille on constate un autre écoulement radial au niveau des limites.

✓ **Calcule des paramètres :**

- Early time :(L equation de wellbore storage)

$$\log dp = \log \frac{qB_0}{24C} + \log dt \quad \text{(IV-9)}$$

- Medium time:

$$k = -162.6 \frac{qB_0\mu}{mh} \quad \text{(IV-10)}$$

$$s = \left(\frac{\Delta p_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad \text{(IV-11)}$$

- Last time : $L = 0.01217 \sqrt{\frac{k\Delta t_x}{\phi\mu c_t}} \quad \text{(IV-12)}$

L : La distance entre la faille et l'abords de puits

✓ **Vérification :** la forme du graphe log-log à l'aide de l'écran

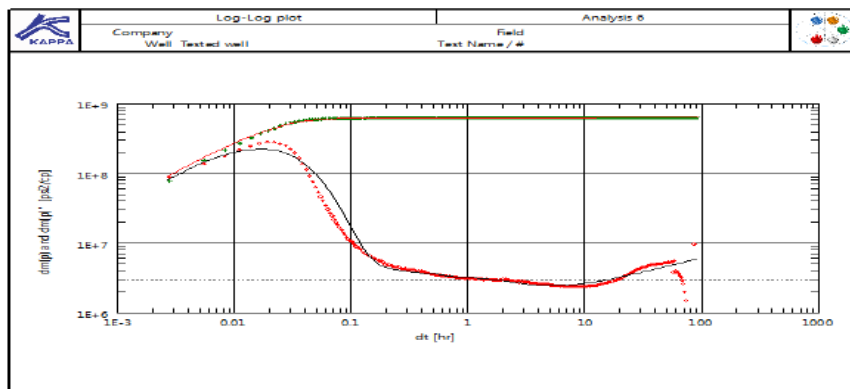


Figure IV-15 le graphe log-log du puits RA107(macthe)

Les résultats finals obtenus :

Tableau IV-6 les résultats d'interprétation le puits RA107

Le modèle sélectionné	Paramètres de réservoir
Model : standard Puits: vertical, limited- entry, changing wellbore storage. Réservoir: double porosité PSS Les limites : faille parallèles	H=1240ft Pi=5669.92 psia Kh=1210md.m K= 2.93 md
Paramètres principales	Paramètres de puits et aux abords de puits
T(matché) :6140 hr ⁻¹ P matche : $1.66 \cdot 10^{-7} (\text{psi}^2/\text{cp})^{-1}$ C= 0.00531 bbl/psi Skin total : 99.2 K average : 2.93 md Khtotale : 1210md.m	C= 0.00531 bbl/psi Ci/cf= 0.735 Skin0= 98 Hw=1057.95ft Delta P (skin total)= 1775.16 psi

Commentaire

- ✓ De même la perméabilité de ce puits est médiocre (2.93 md)
- ✓ Un endommagement total de 99.2 et une perte de charge due au skin de 98 (la zone productrice est trop endommagée)

IV-5-Conclusion

Le milieu fissuré représente deux particularités :

- Les puits sont bons et très bons dans les zones fissures et souvent médiocres d'ailleurs.
- Les quantités en places peuvent être assez faibles

Le mécanisme de drainage naturel se fait comme suit :

- ✓ Dans le 1^{er} temps les fissures assurent l'essentiel de la production
- ✓ Ensuite, les blocs commencent à alimenter les fissures
- ✓ Puis, le système se mit en équilibre : alimentation des fissures par les blocs et passage des fluides par les fissures vers le puits producteurs.

D'après les résultats d'interprétation précédentes, on remarque que les caractéristiques petrophysiques de réservoirs quartzite Hamra sont médiocres ($K < 20 \text{md}$). L'effet de wellbores storage et le skin considérable aux abords de puits représentent les raisons principales pour ces phénomènes d'endommagement, autrement dit, les tight réservoir (cas de quartzites Hamra) sont naturellement fracturées.

CHAPITRE V :
ETUDE DE PERFORMANCE DES PUIITS
DE QUARTZITES HAMRA

Chapitre V: Etude de performance des puits de quartzites Hamra

V-1-Introduction

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et améliorer les performances d'un système de plusieurs puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz (gaz à condensat), depuis qu'elle a été introduite par **Gilbert** dans les années 50 et la méthode d'analyse de système a été appelée "Nodal Analysis".

La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production c'est-à-dire avoir un débit désiré. [5]

V-2-L'importance de l'analyse nodale.

La baisse de pression dans tout le système à n'importe quel moment sera égale à la pression du fluide initiale moins la pression du fluide finale $P_r - P_{sep}$

Ou P_r et P_{sep} sont les pressions moyennes de réservoir et séparateur respectivement.

La **Figure (V-1)** montre les diverses pertes de pression (perte de charge) qui peuvent se produire dans le système réservoir-séparateur.

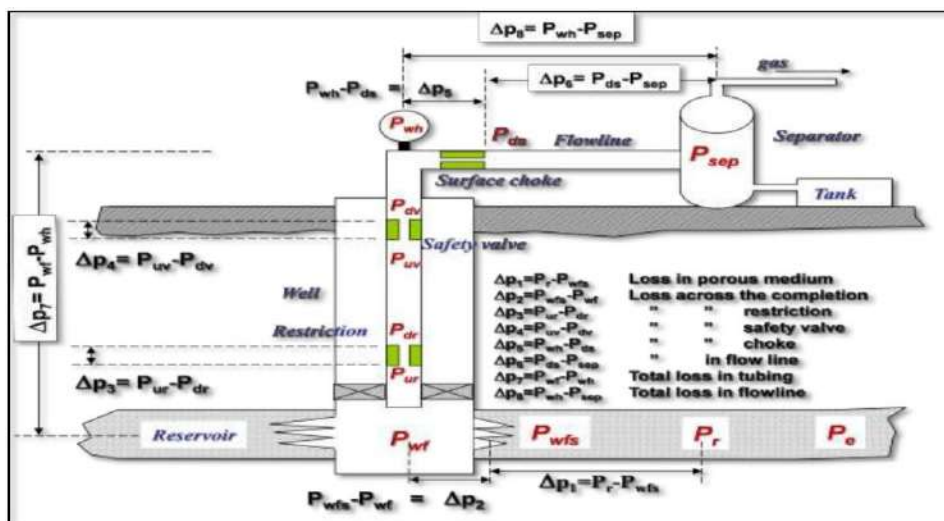


Figure V-1 Pertes de charges possibles dans le système de production

V-3-Objectif de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion.
- Optimiser le système pour produire le débit désiré
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits produira ou s'épuisera
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz.

V-4-Application 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 ;
- Conception du Gravel pack ;
- Choix du diamètre de la Duse de surface ;
- Optimisation de la production par gaz lift ;
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.

V-5-Le point de fonctionnement du puits

La 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 noeud

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

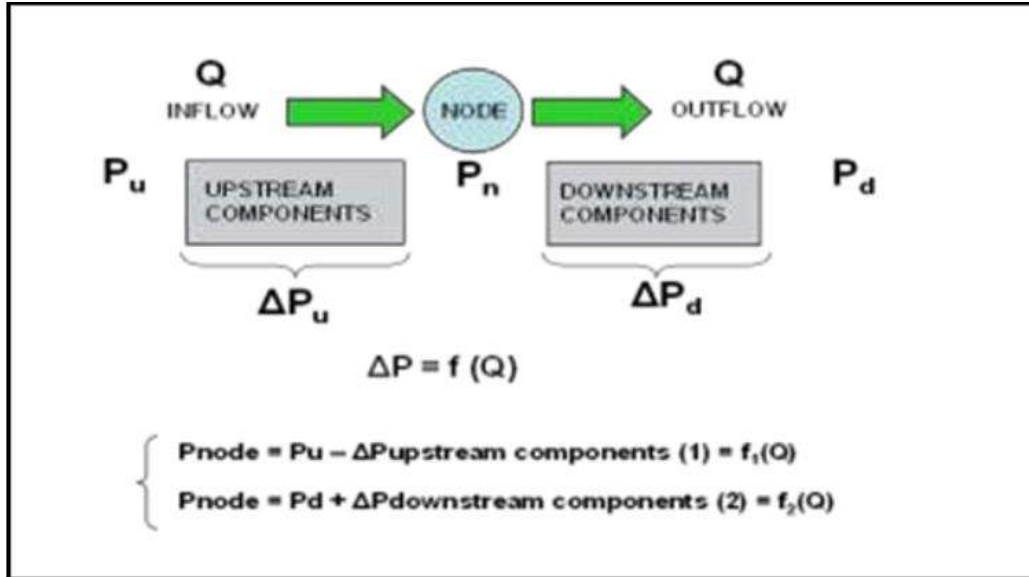


Figure V-2 Conditions d'application de l'A-N

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

$$\text{Inflow: } P_{noeud} = P_{RES} - \Delta P \quad (\text{V-1})$$

$$\text{Outflow: } p_{noeud} = P_{sep} + \Delta P_u \quad (\text{V-2}) \qquad P_{noeud} = P_{tet} + \Delta P_d \quad (\text{V-3})$$

Il suffit de tracer dans le même graphique la réponse de réservoir et la réponse de tubing, l'intersection de ces deux courbes est appelée point de fonctionnement de puits caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (Q, Pwf).

V-6-Inflow performance Relationship (IPR)

V-6-1-Types de l'IPR

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

L'équation de darcy exprimée pour les pertes d'énergies et de pression due aux forces visqueuses

Plusieurs techniques sont utilisées pour la génération d'IPR

V-6-1-1-La méthode de l'IP : (l'indice de productivité)

Cette méthode est basée sur la différence entre la pression du réservoir moyenne P_r et du fond du puits P_{wf} est appelée le Drawdown ($P_r - P_{wf}$) qui va entraîner un débit Q et définit l'indice de productivité PI

$$\text{donnée par : } IP = \frac{Q}{P_{RES} - P_{WF}} \quad (\text{V} - 4)$$

V-6-1-2-La méthode de C et n

Cette méthode est relie le débit et différence de pression par l'équation suivante :

$$Q = C * (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{V} - 5)$$

V-6-2-Vertical lift performance (VLP)

La courbe de tubing (VLP) représente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

V-6-2-1-Les variables influençant sur les pertes de charges

Les corrélations empiriques utilisées sont tenir compte plusieurs variables :

Ces variables sont :

- ✓ Taille de tubing;
- ✓ Le débit;
- ✓ La viscosité du fluide;
- ✓ La densité du fluide;
- ✓ Le rapport gaz-liquide (GLR);
- ✓ Le rapport eau-huile (WOR);
- ✓ L'effet de glissement;
- ✓ La déviation des puits verticaux ;

V-7-Etude de performance des puits de Quartzites el Hamra

V-7-1-Description du logiciel d'optimisation Pipesim

Le Pipesim est un outil informatique utilisée pour étudier la performance des puits et d'optimiser les quantités qu'ils peuvent donner.

V-7-2-le fonctionnement de logiciel Pipesim

La **figure (V-5)** montre la forme de l'interface du logiciel Pipesim 2009

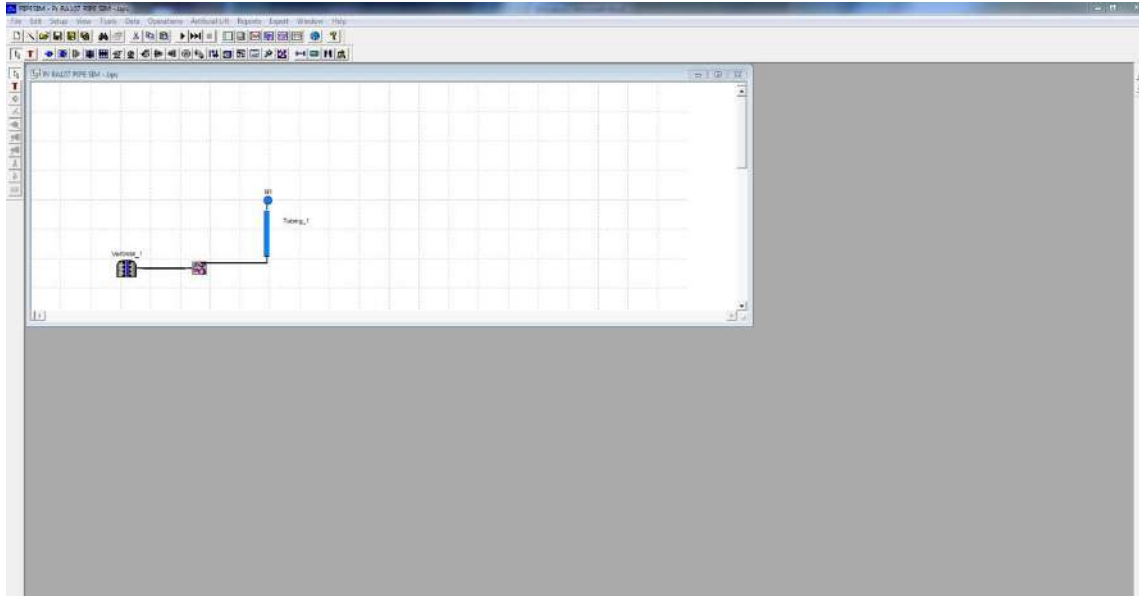


Figure V-3 l'interface du Pipesim

De même pour plus de détail sur le fonctionnement de pipesim (voir l'annex).

Le profile de point d'optimisation (elle résulte de l'intersection de profile d'inflow et outflow)

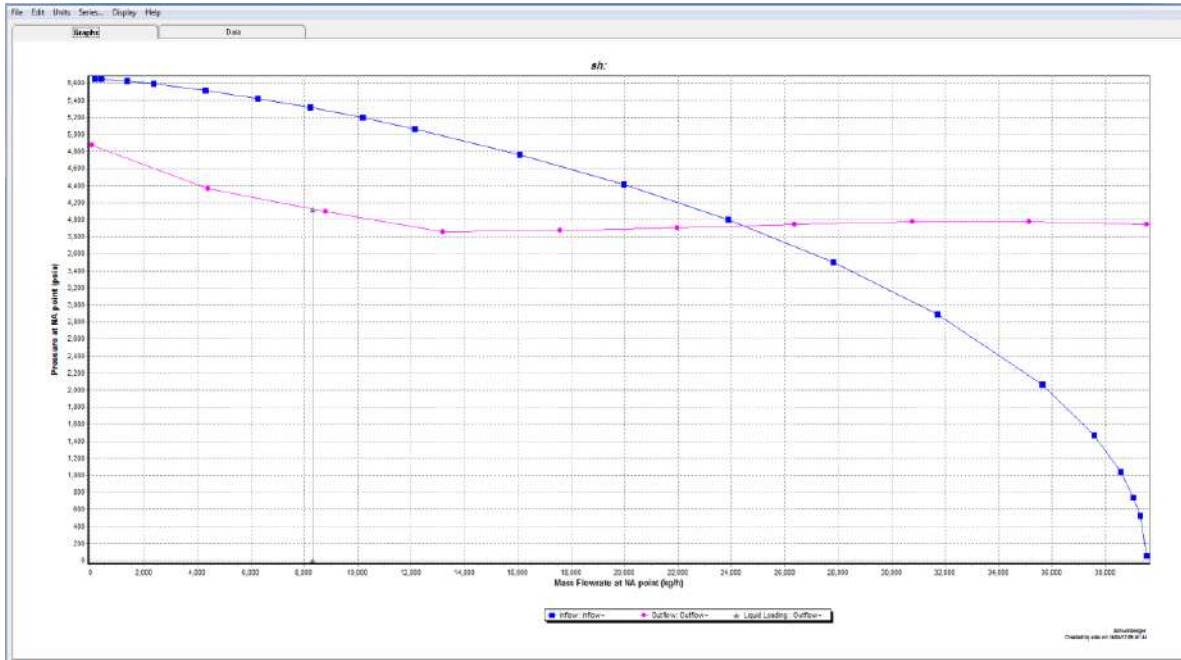


Figure V-4 le profile de point d'optimisation

V-7-3-Sélection des puits candidats aux études

Les puits sont : RA103, RA104, RA107 (mêmes puits pour l'étude de caractérisation)

V-7-4-Le puits RA103

V-7-4-1-Modélisation de puits RA103

La modélisation de puits se fait par l'insertion des paramètres suivants :

Tableau V-1 les données de réservoir et complétion du puits RA103

Les paramètres de réservoir	La complétion
<p>Pression de réservoir : 6007.12 psi</p> <p>Température de réservoir : 132 °C</p>	<p>Tubing : de 0 à 3379 m ID = 3.92</p> <p>casing : 0 à 3615 m ID = 6.094</p> <p>liner : 3409 à 3790 m ID = 3.92</p> <p>mi-perforation : 3600 m</p>

Tableau V-2 les données PVT du puits RA103

Les donnees PVT	
constituents	Molarite
N ₂	1.536
CO ₂	7.062
C ₁	78.750
C ₂	6.667
C ₃	1.845
n-C ₄	0.549
n-C ₅	0.2
I-C ₄	0.442
i-C ₅	0.313
C ₆	0.385
C ₇	0.391
C ₈	0.292
C ₉	0.283
C ₁₀	0.223
C ₁₁	0.172
C ₁₂	0.134
C ₁₃	0.127
C ₁₄	0.1
C ₁₅	0.085
C ₁₆	0.066
C ₁₇	0.063
C ₁₈	0.059
C ₁₉	0.053
C ₂₀	0.043
C ₂₁	0.035
C ₂₂	0.029
C ₂₃	0.023
C ₂₄	0.018
C ₂₅	0.014
C ₂₆	0.011
C ₂₇	0.008
C ₂₈	0.007
C ₂₉	0.006

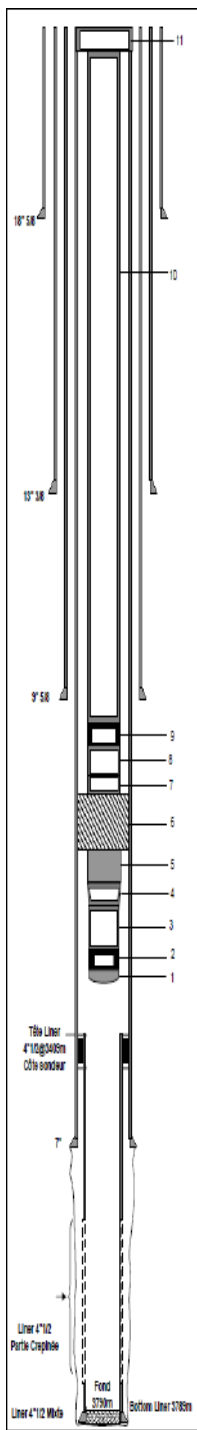


Figure V-5 le profile de puits RA103

Tableau V-3 les différentes données de test sur séparateur

débit de gaz (m ³ /j)	débit d'huile (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	P _{wf} (psia)	DUSE
242069	28.2	8584	4045.2	24/64
288385	32.9	8765.50	3318	32/64
327324	37.7	8682.334	2597.9	40/64

Les duses utilisées dans le test sont (24/64), (32/64), (40/64)

Tableau V-4 les différentes données de l'élément C30+

	T _{critiq}	P _{critiq}	V _{critiq}	Z _{critiq}	MW
C30+	0.00867	11.4	1.298	0.2	3.88X10 ²

Les résultats du **Tableau (V-4)** sont obtenus a partir d'une simulation de programme PVTi

- Modéliser l'IPR: après le choix de la corrélation -well IP- on obtient le graphe de L'IPR suivant

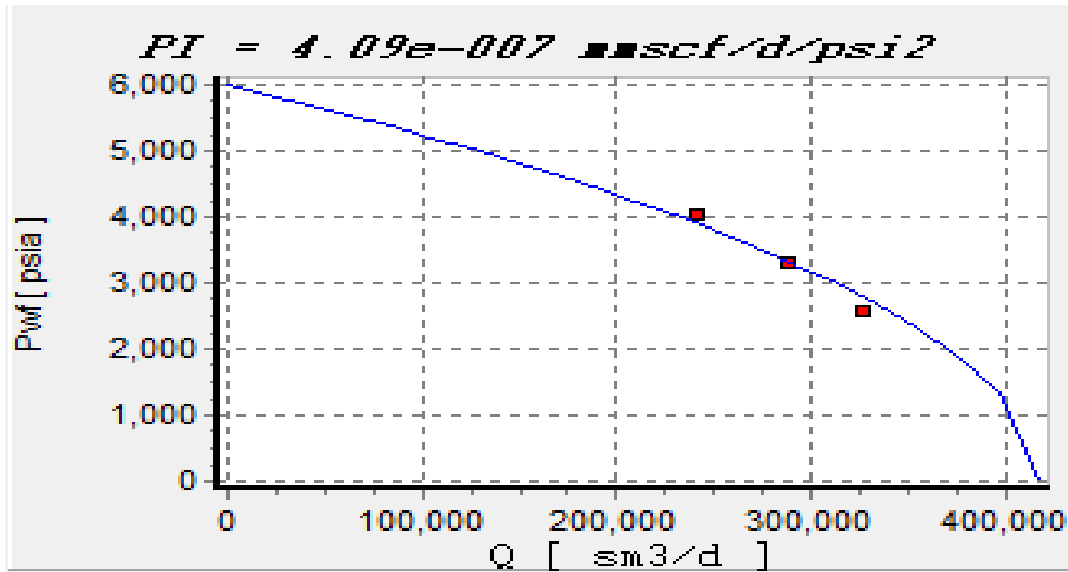


Figure V-6 modélisation de L'IPR

Ce graphe représente les débits en fonction de Pwf du test sur trios duses (24/64), (32/64), (40/64)

- Modélisation de VLP

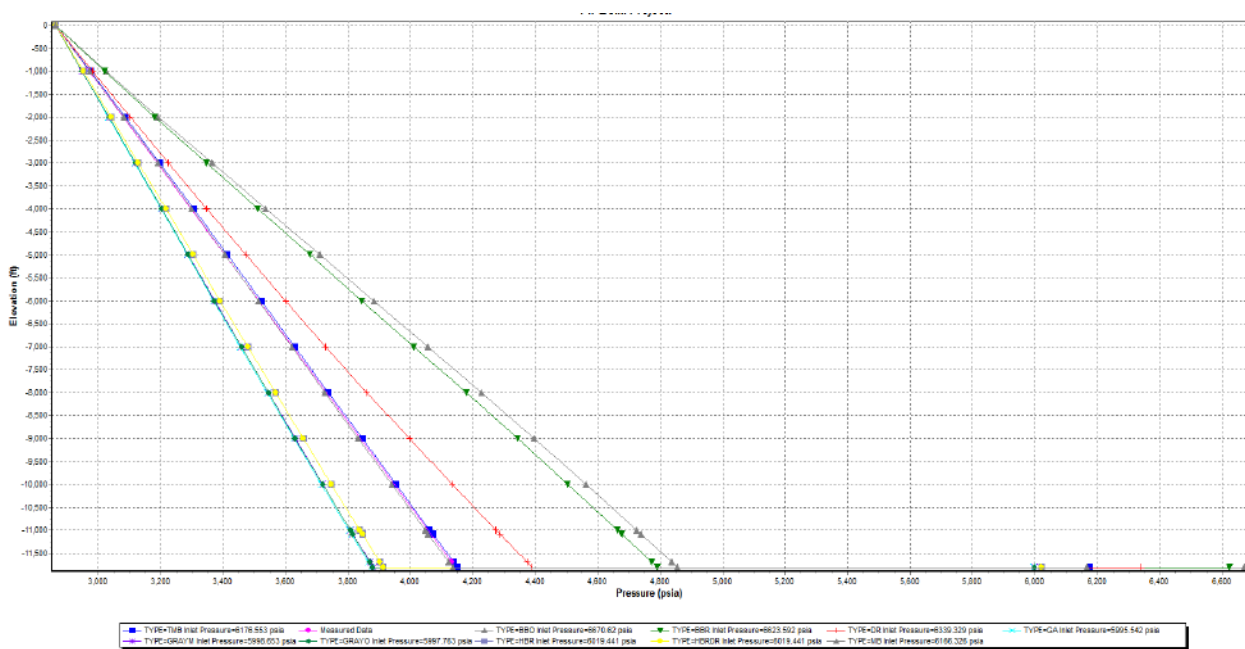


Figure V-7 la comparaison des différentes corrélations

V-7-4-2-matching de puits RA103

- Matching de l'IP :correlation –well IP-avec IP = $2.19291 * 10^{-7}$

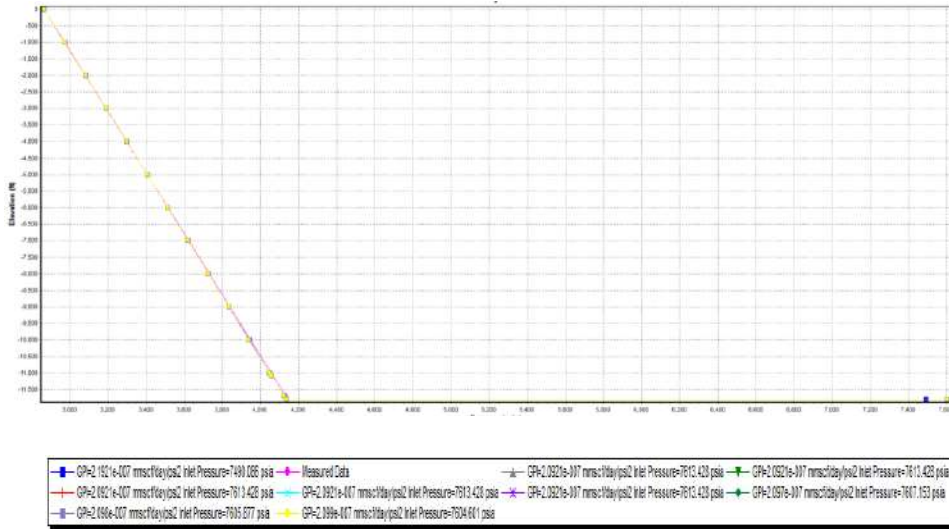


Figure V-8 modélisation d'IP

- matching le VLP : de même on choisit la corrélation -Mokhriji et Brill (bj)- avec des facteurs de correction : friction facteur =1.0041, holdup facteur =0.961,on obtient le graphe de VLP suivant :

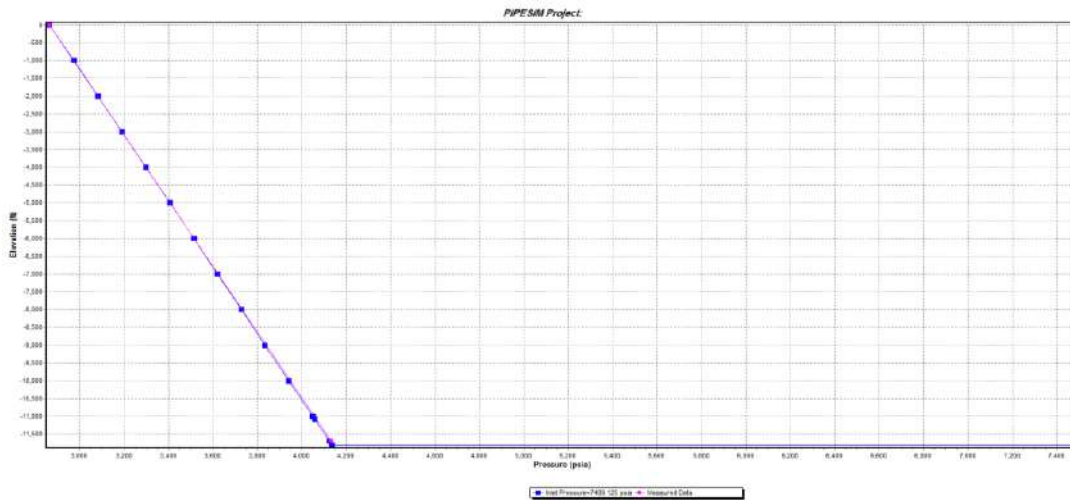


Figure V-9 modélisation de VLP

Le graphe des données mesurées (couleur rose) s'identifier avec le graphe de la corrélation-Mokhriji et Brill(bj)- (couleur bleu), signifie que cette dernière est valable pour ce modèle.

- Modélisation du nœud :

Le point de fonctionnement s'atteint par l'intersection du graphe de L'IPR et celui de VLP

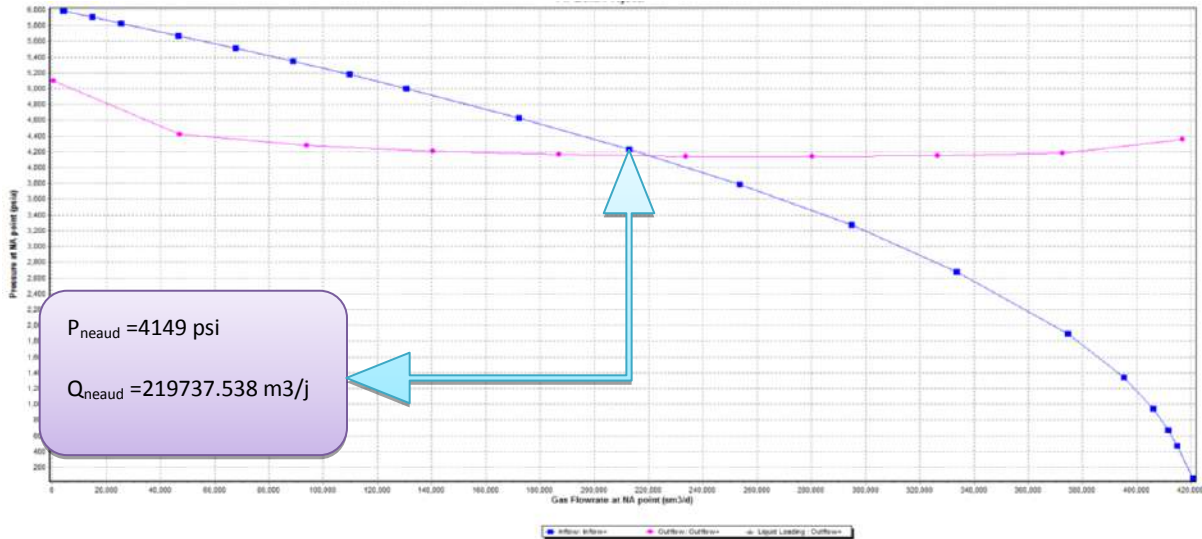


Figure V-10 la modélisation de point de fonctionnement

Après on fait choisi la corrélation de L'IP (L'inflow) correspondante et le profile de VLP (outflow) on obtient le graphe de la **Figure (V-10)**.

- ✓ **L'intervalle optimal** : la courbe de L'IPR

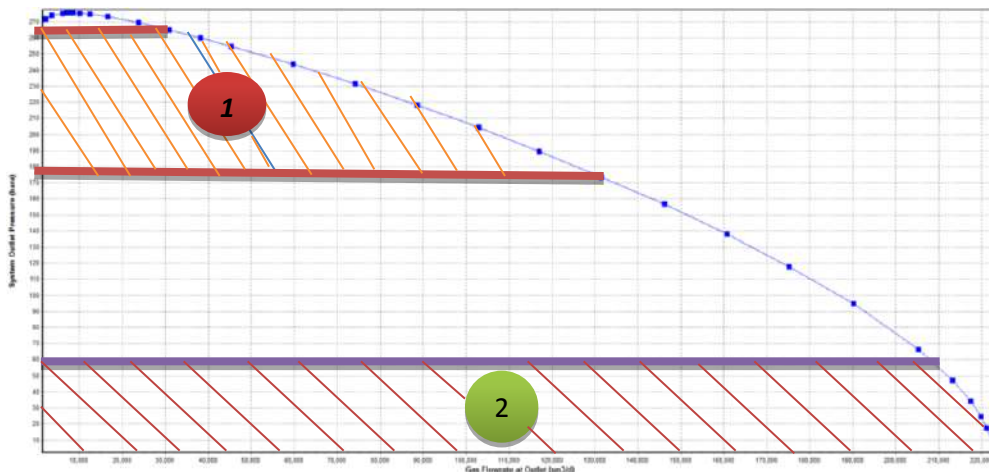


Figure V-11 limitation de l'intervalle optimale puits RA103

- Zone 1 : (de $Q=38204.713\text{m}^3/\text{j}$; $P_{tete}=259.344\text{ bar}$ à $Q=125628.395\text{ m}^3/\text{j}$; $P_{tete}=179.896\text{ bar}$)
la zone qui contient l'intervalle optimale avec un bon débit et des pertes de charges minimales

- Zone 2 : ($P_{tete} < 60bar$) la zone de la limitation de pression de la tête dans laquelle le puits ne produise plus (car la pression de la tête minimale admissible pour le puits RA103 c'est 56 bar)
- Zone intermédiaire : une zone avec des pertes de charges maximales.

V 7-4-3-les scénarios prévisionnels

Le but d'étudier la performance de puits c'est de prévoir la durée de vie de ce dernier et d'obtenir les paramètres admissibles pour l'exploitation du puits en toute sécurité avec une bonne valeur économique

- **Prévision de la pression de réservoir**

- P_r avec L'IPR

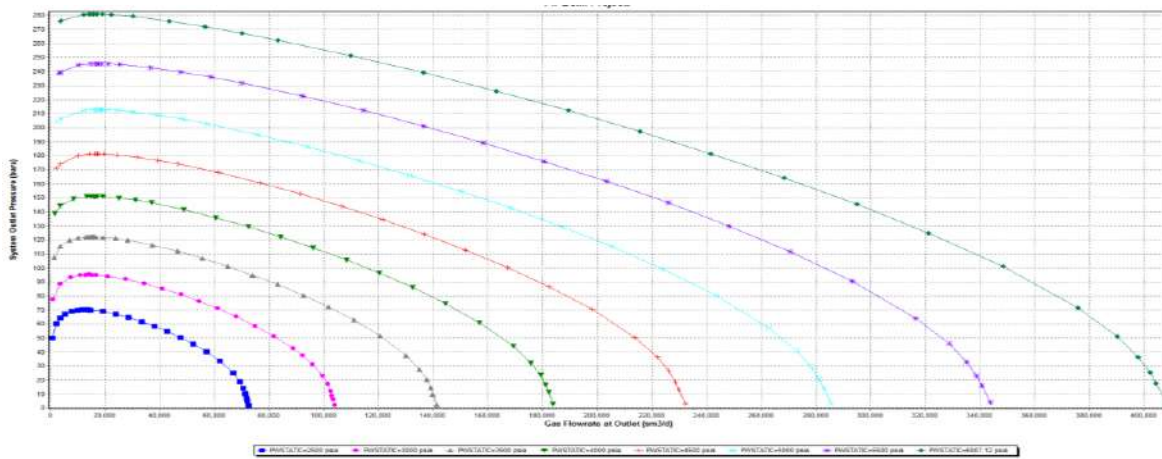


Figure V-12 l'effet de la chute de la pression sur le profil L' IPR

On a remarqué que la chute de pression de réservoir diminué la durée de vie de puits RA103

- P_r avec le point d'optimisation

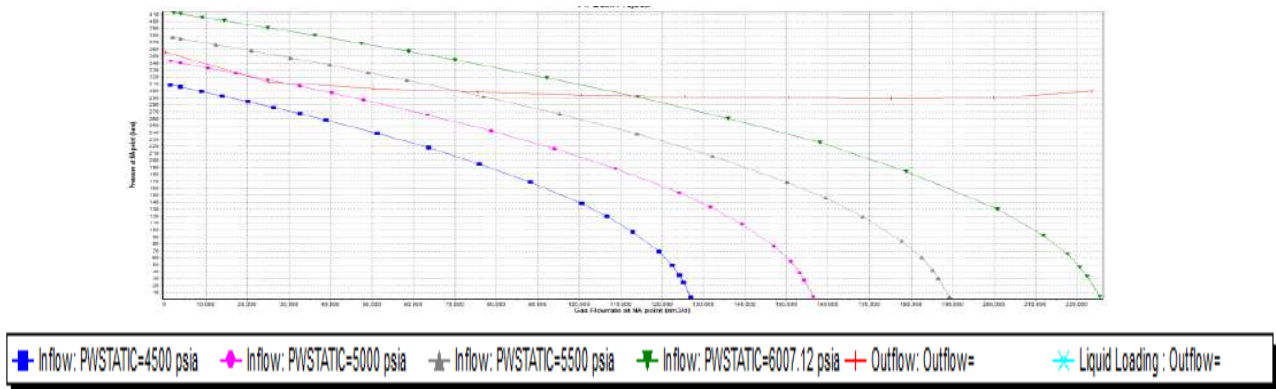


Figure V-13 l'effet de la chute de la pression sur le point d'optimisation

D'après la **Figure (V-13)** on peut détecter la pression de réservoir à laquelle le puits est mort.

- **Prévision de diamètre intérieur de tubing**
- ID avec L'IPR

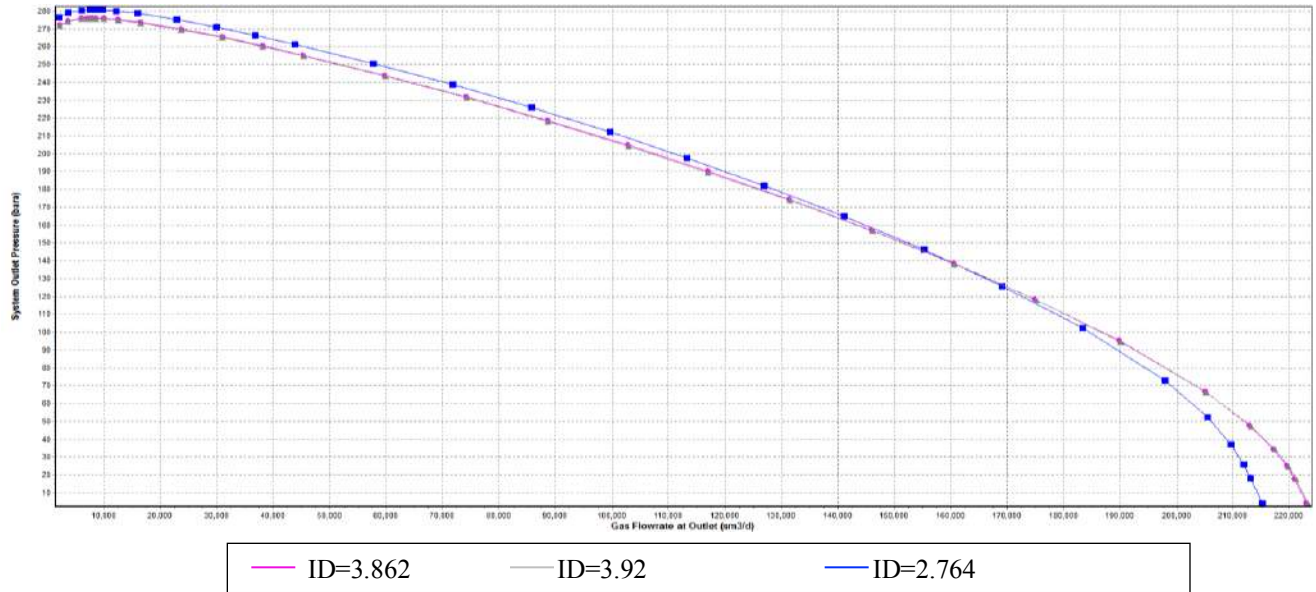


Figure V-14 l'effet de la variation de l'ID sur L'IPR

L'utilisation des trios tubing est valable pour ce puits

- **prévision de skin total**

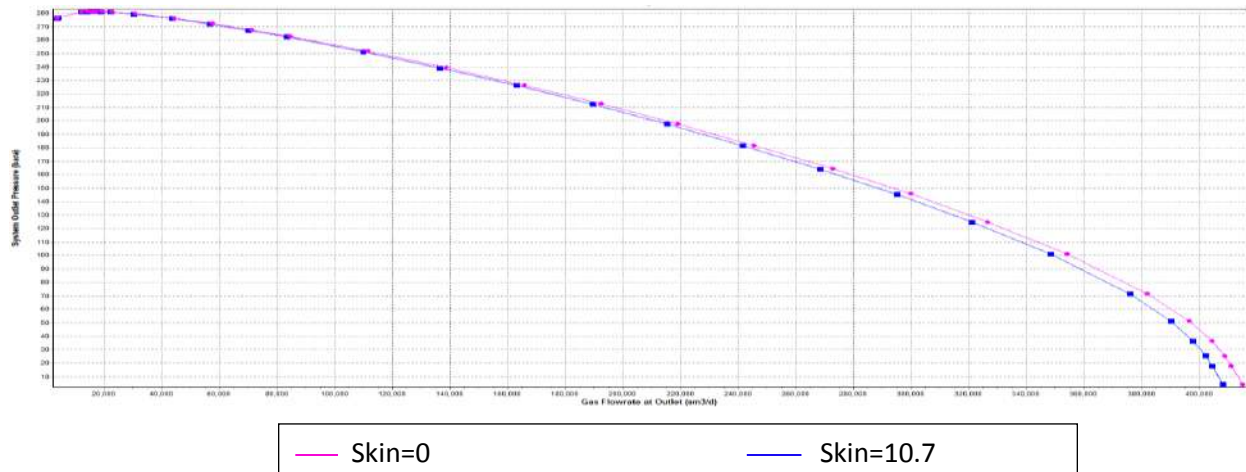


Figure V-15 l'effet de skin total sur le profil de L'IPR

- **Discussion des résultats :**
- ✓ L'AOF de puits RA103 est 417529.78 m³/j (**Figure V-6**) ;

- ✓ On constate que la chute de pression de réservoir favorise la diminution d'intervalle optimale de production (**Figure V-12**) ;
- ✓ Le puits RA103 ne fonctionne pas à partir de la pression de réservoir égale à 4500 psi (**Figure V-13**), l'intervention pour le maintien de la pression de réservoir ;
- ✓ Pas d'influence constatable de l'ID sur le profil de L'IPR, on peut utiliser les trois tubing dans la complétion (**Figure V-14**) ;
- ✓ Le skin total (aux abords de puits) n'est pas élevé ce qu'explique que l'effet de ce dernier est négligeable (**Figure V-15**).

V-7-5-Le puits RA104

V-7-5-1-modélisation de puits RA104

Les données PVT restent les mêmes pour ce puits,

Tableau V-5 les données de réservoir et complétion du puits RA104

Parameters de reservoir	completion
P_{reservoir} = 5897.44 psi T_{reservoir} =132°C	Tubing : de 0 à 3264 m ID = 3.92 casing : 0 à 2542.6 m ID = 6.094 liner : 3343 à 3748 m ID = 3.92 mi-perforation : 3692.5 m

Tableau V-6 les différentes données de test

débit de gaz (m3/ j)	débit d'huile (m3/ j)	GOR (m3/m3)	P _{wf} (psia)	duse
328257	75.9	4324.86	5675.2	24/64
519780	118	4404.91	5448	32/64
709788	160.4	4425.11	5146.8	40/64

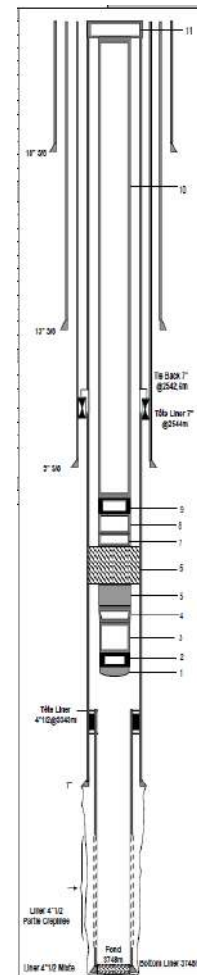


Figure V-16 le profile de puits RA104

- Modéliser l'IPR

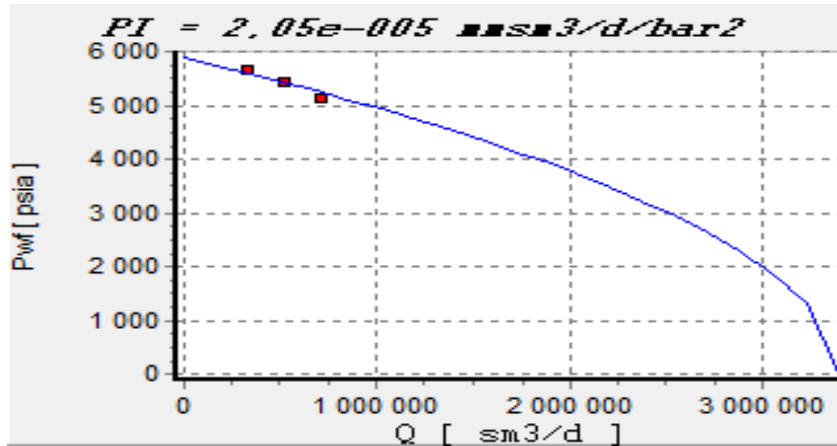


Figure V-17 modélisation de L'IPR

- modelisation de VLP

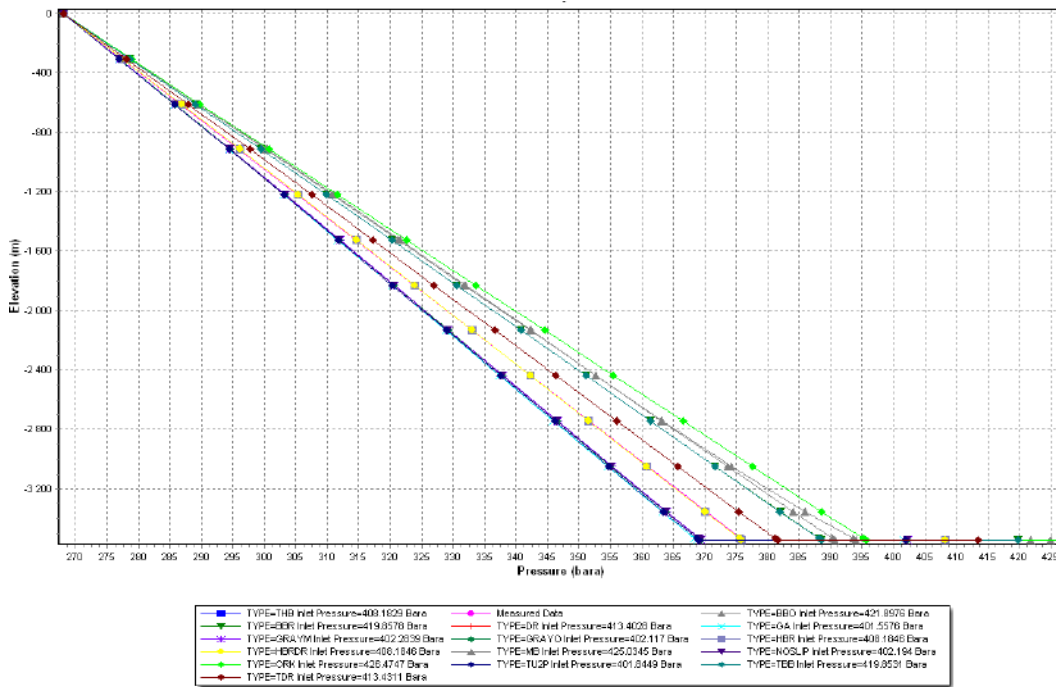


Figure V-18 les différentes corrélations pour ce modèle

V-7-5-2-matching des données de puits RA104

- Matching d'IPR : corrélation –well IP- avec $IP = 2.05312 \cdot 10^{-5}$

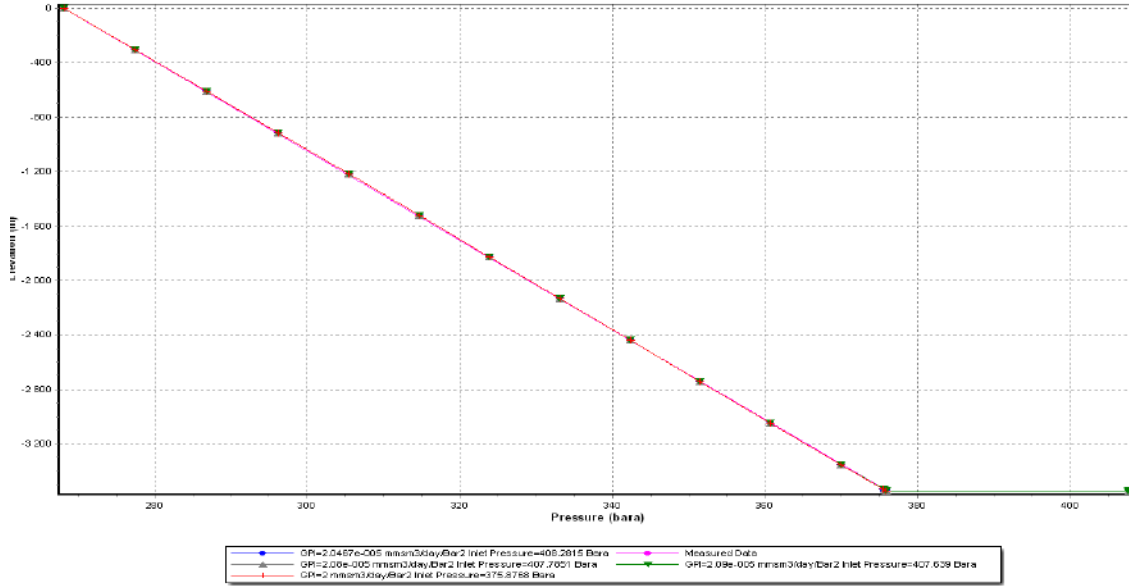


Figure V-19 profile d'IPR

- Matching de VLP : corrélation choisi c'est Hegdon, Brown, Dums et Rosmap

Les facteurs de correction de la corrélation : friction facteur = 0.23725 ; holdup facteur = 0.99957

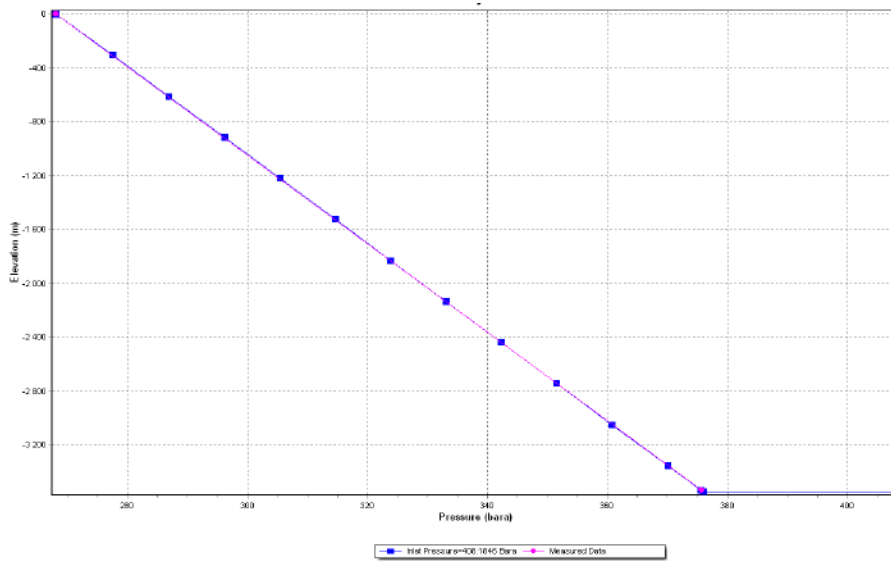


Figure V-20 profile de VLP

- Le point de fonctionnement

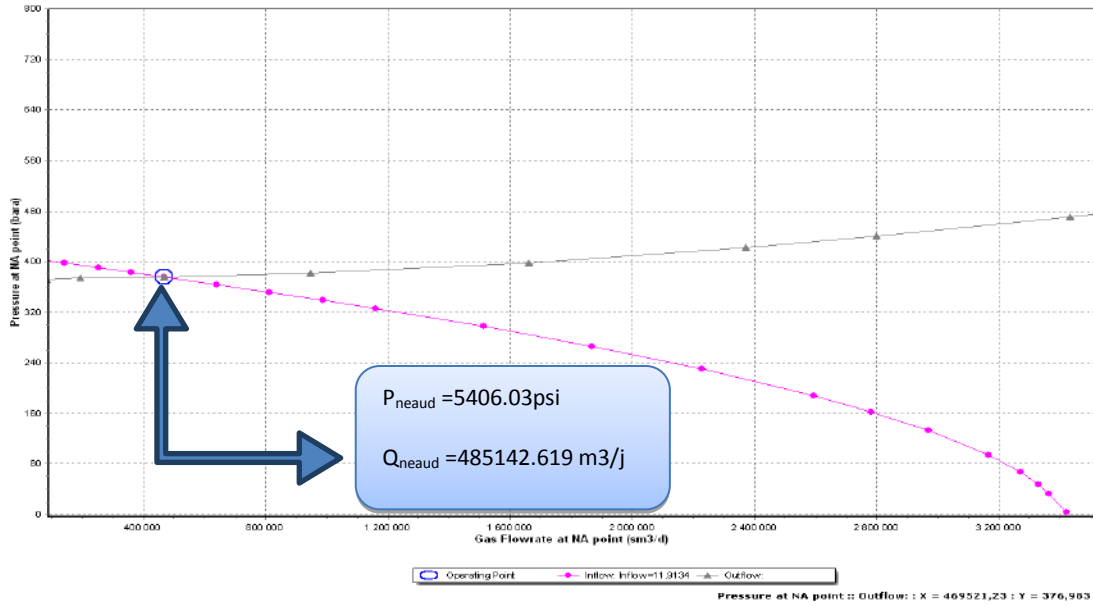


Figure V-21 profile de point de fonctionnement puits RA104

On a modélisé le puits RA104 sur la duse (32/64)

- ✓ **L'intervalle optimal** : le profil de L'IPR

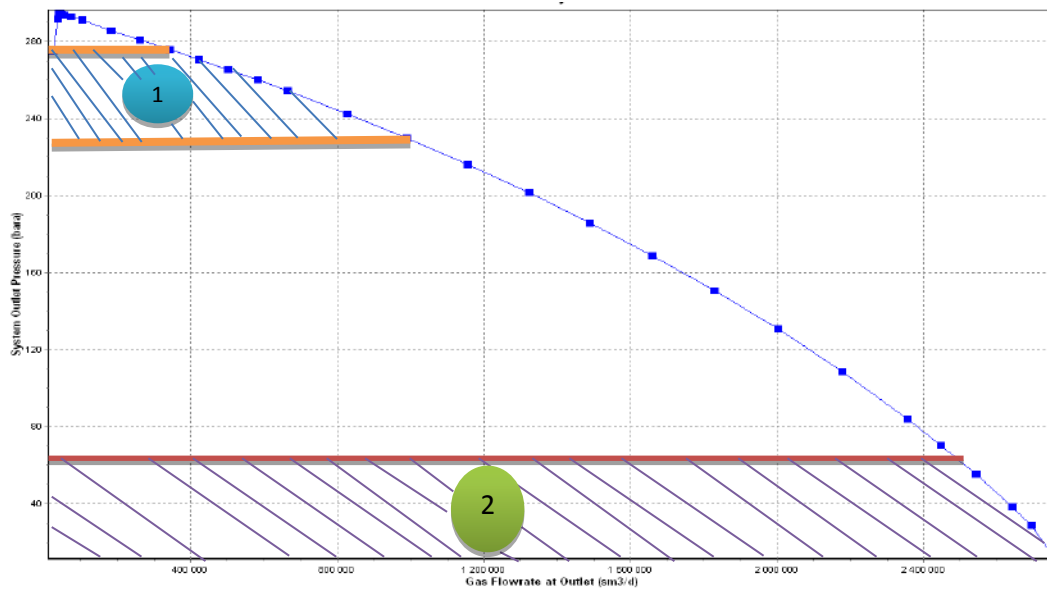


Figure V-22 limitation de l'intervalle optimale

- Zone 1 : (de $Q=346234.52 \text{ m}^3/\text{j}$; $P_{tete}=275.464 \text{ bar}$ à $Q=990150.38 \text{ m}^3/\text{j}$; $P_{tete}=229.254 \text{ bar}$) la zone qui contient l'intervalle optimale avec un bon débit et des pertes de charges minimales ;
- Zone 2 : ($P_{tete} < 60 \text{ bar}$) la zone de la limitation de pression de la tête dans laquelle le puits ne produise plus (car la pression de la tête minimale admissible pour le puits RA104c'est est 53 bar) ;
- Zone intermédiaire : une zone avec des pertes de charges maximales.

V-7-5-3-les scénarios prévisionnels

- prévisions de la pression de réservoir
- P_r avec L'IPR

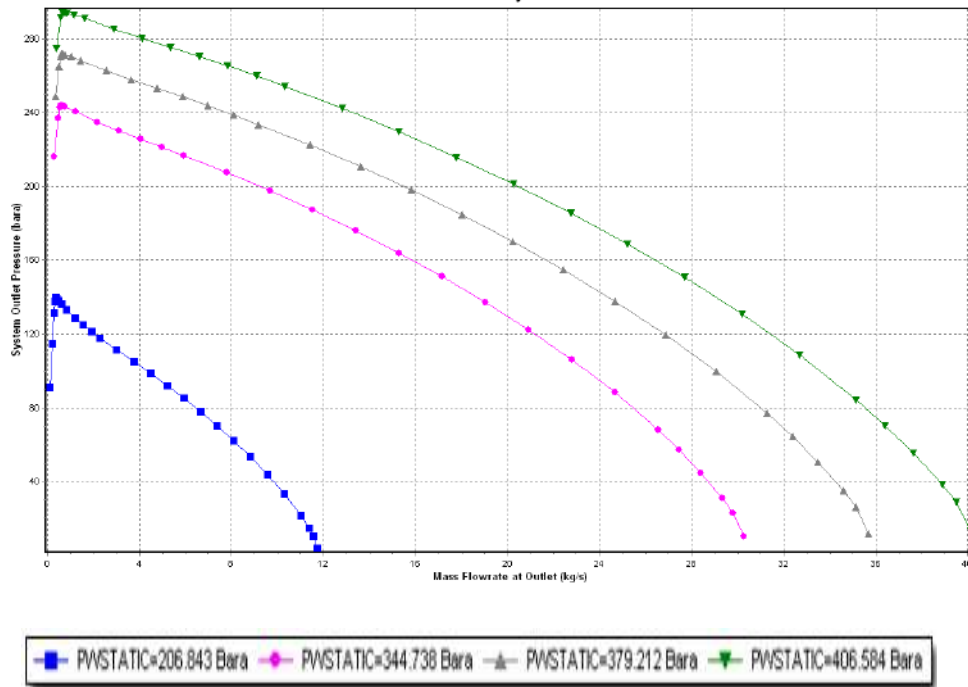


Figure V-23 l'effet de la chute de la pression sur le profil L' IPR

- Pr avec point d'optimisation

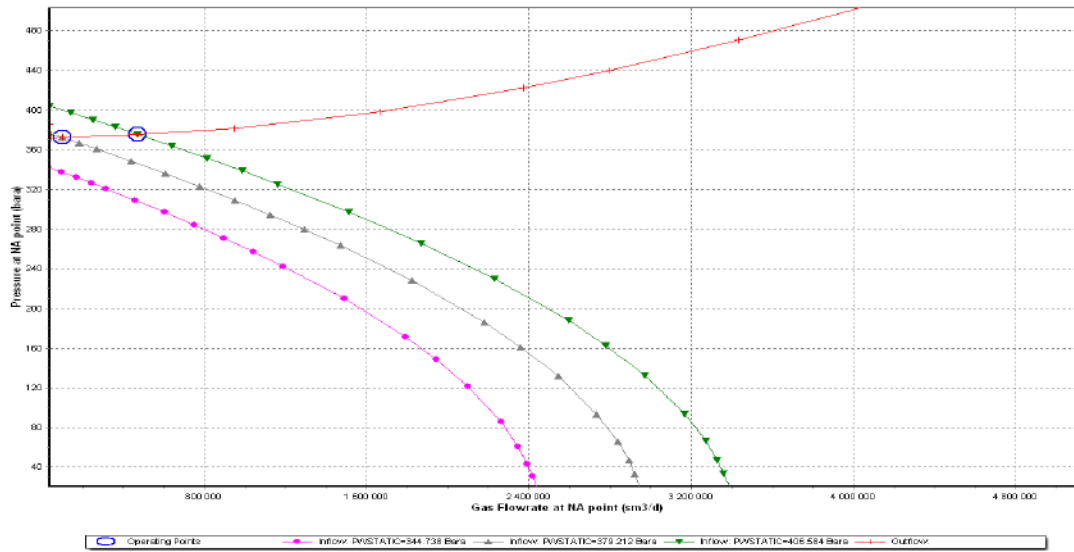


Figure V-24 l'effet de la chute de la pression sur le point d'optimisation

- prévision de diamètre intérieur de tubing

➤ ID avec L'IPR

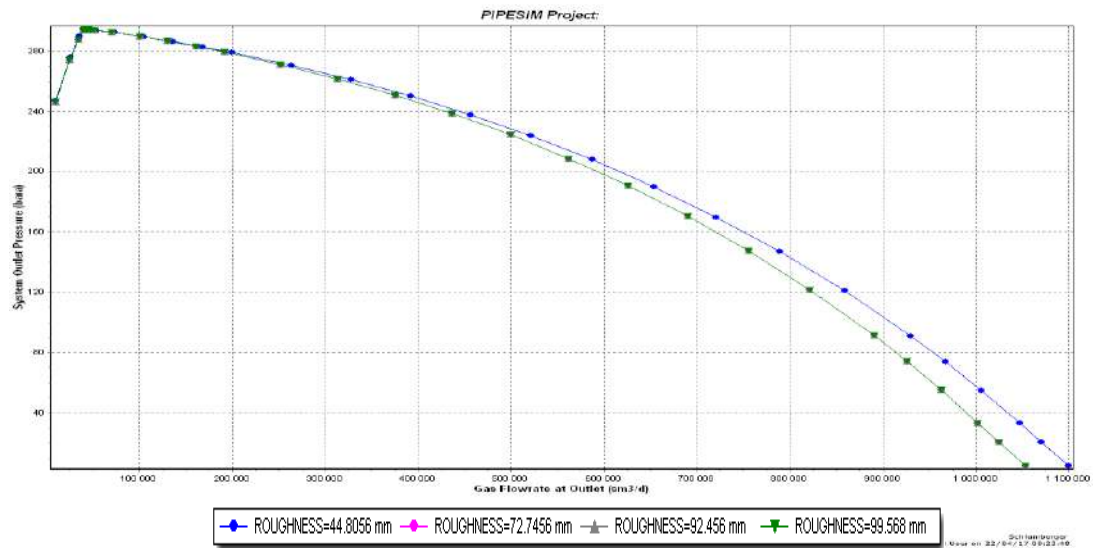


Figure V-25 l'effet de l'ID sur le Profile de L'IPR

- **Prévision de skin total**

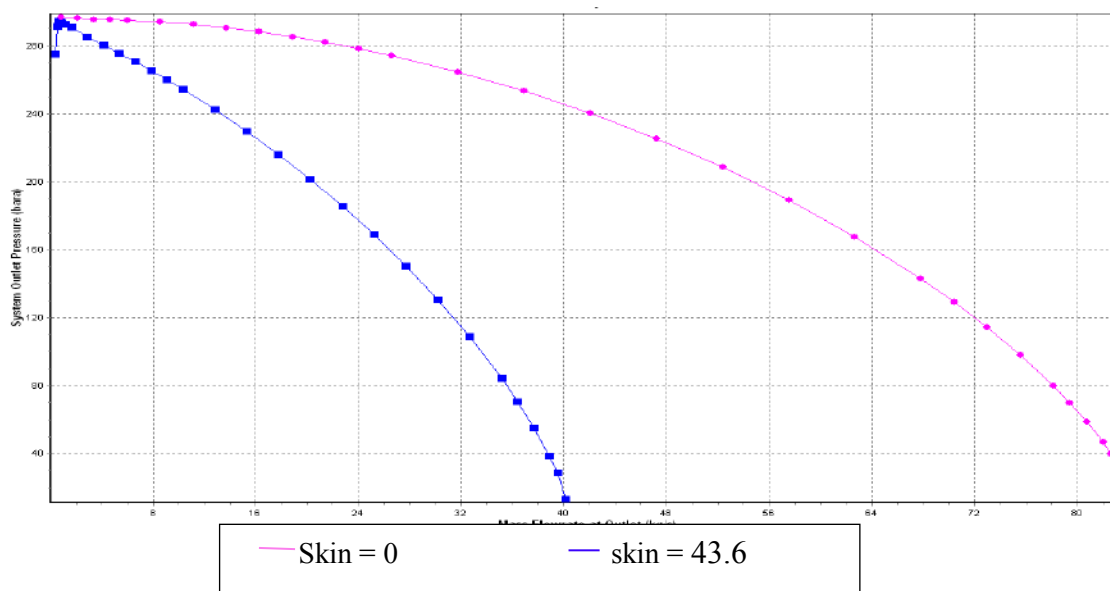


Figure V-26 l'effet de skin total sur le Profile de L'IPR

La **Figure (V-26)** montre l'influence de skin total aux abords de puits

- **Discussion des résultats**

- ✓ LAOF de puits RA104 est 3381677.17m³/j (**Figure V-17**) ;
- ✓ Les pertes de charges pour le puits RA104 sont considérables (**Figure V-22**) ;
- ✓ L'utilisation du l'ID = 2 in dans la complétion de ce puits n'est pas adéquate (**Figure V-25**) ;
- ✓ Pour ce cas, le skin est due aux dépôts est très élevé ; ce dernier a un effet important aux abords de puits (**Figure V-26**).

V-7-6-Le puits RA107

V-7-6-1-Modélisation de puits RA107

Tableau V-7 les données de réservoir et de complétion

Parameters de reservoir	completion
Pr = 5652.49 psia	Tubing : de 0 à 2934 m ID = 3.92
Tr = 130°C	casing : 0 à 3642 m ID = 6.094
	liner : 2967 à 4037 m ID = 3.92
	MD = 3816 m
	TVD = 3370 M
	Degré d'inclinaison : 60°
	mi-perforation : 3831.5 m

Tableau V-8 les données de test sur séparateur

débit de gaz (m3/ j)	débit d'huile (m3/ j)	GOR (m3/m3)	P _{wf} (psia)	duse
274389	61.9	4432.77	5079	24/64
428664	94.6	4524.73	4458.3	32/64
532109	117.6	4524.73	4129.7	40/64
583545	131.1	4451.14	3782.1	48/64

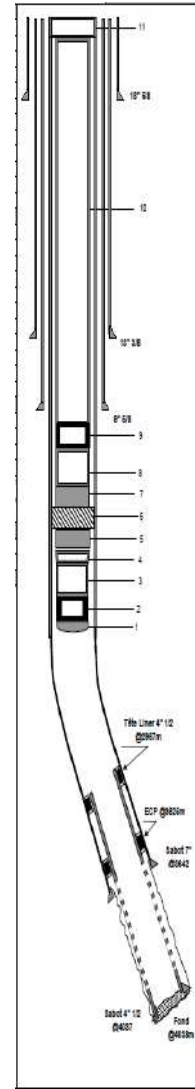


Figure V-27 le profile de puits RA107

- Modéliser L'IPR

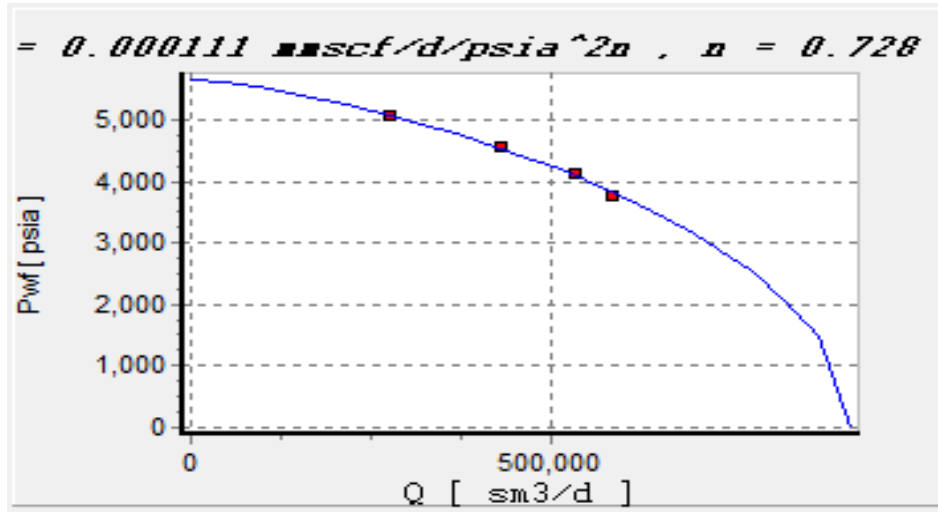


Figure V-28 modélisation de L'IPR

La Figure (V-28) montre la variation de débit de gaz en fonction de P_{wf} au cours de test

- Modélisation de VLP

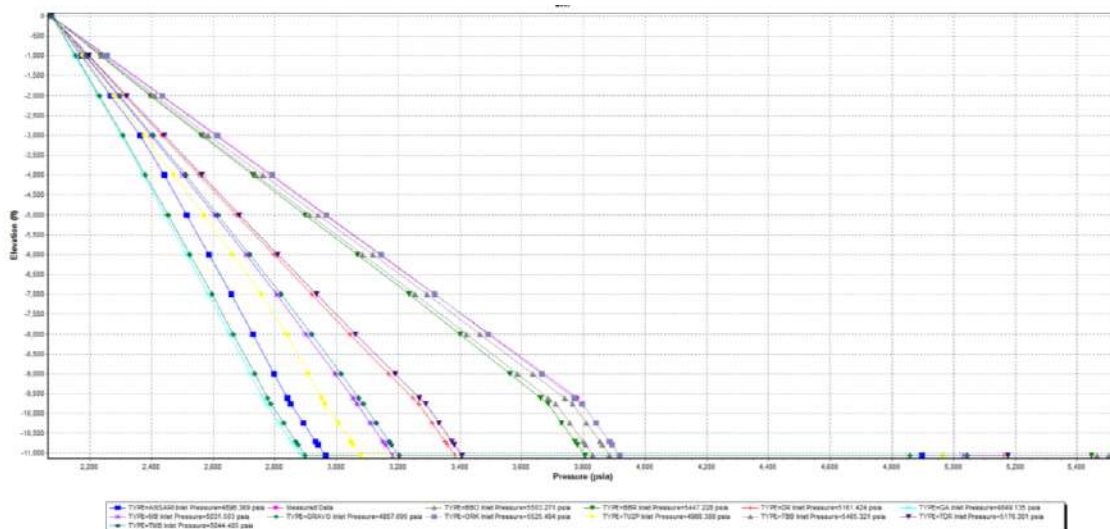


Figure V-29 la comparaison entre les corrélations

V-7-6-2- matching des données

- Matching d'IPR : correlation de- back pression test- avec $C = 0.00011$

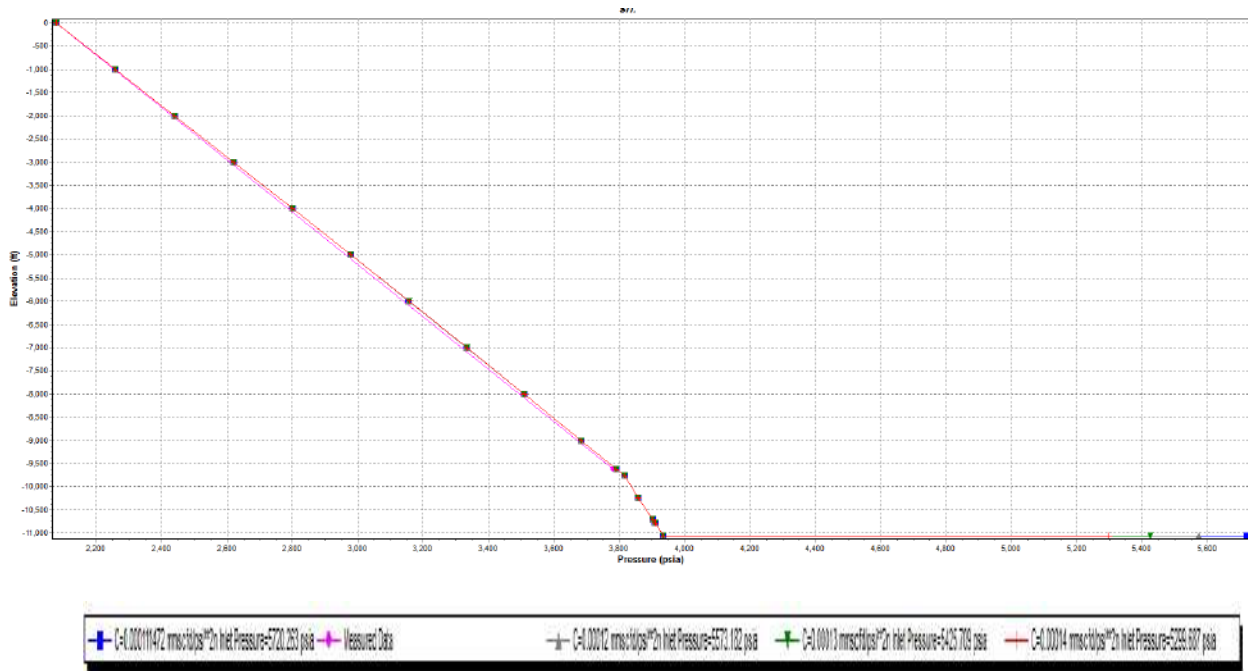


Figure V-30 matching de L'IPR

- Matching de VLP : la corrélation choisi c'est Orkiszewski-bja-

Les facteurs de corrections : friction facteur = 1 ; holdup facteur = 0.95

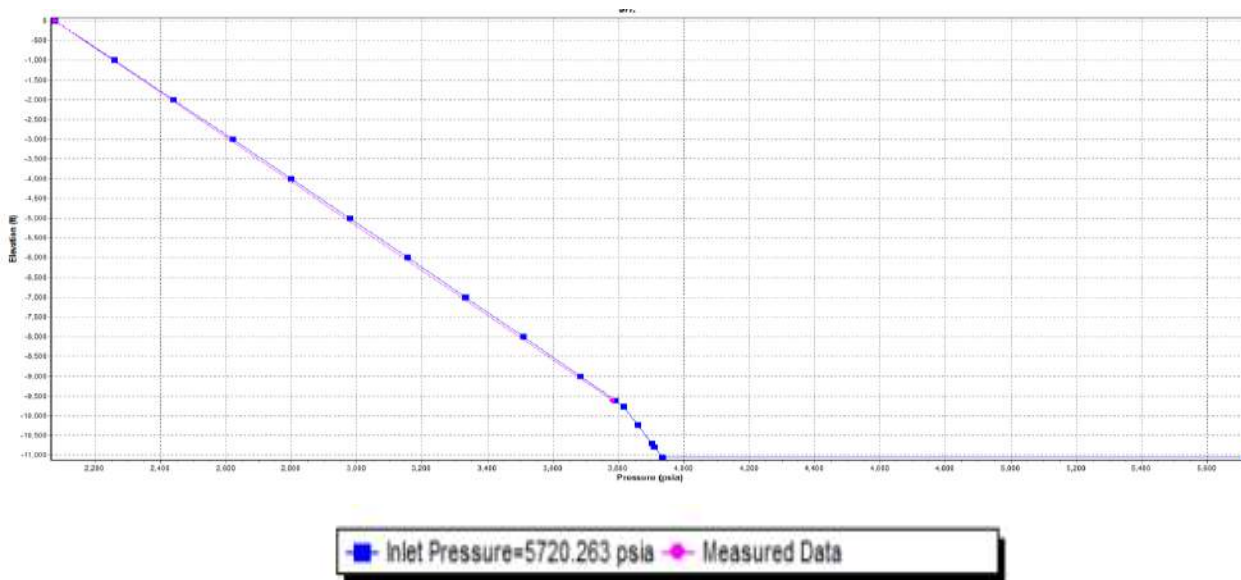


Figure V-31 Matching de VLP

- Le point de fonctionnement

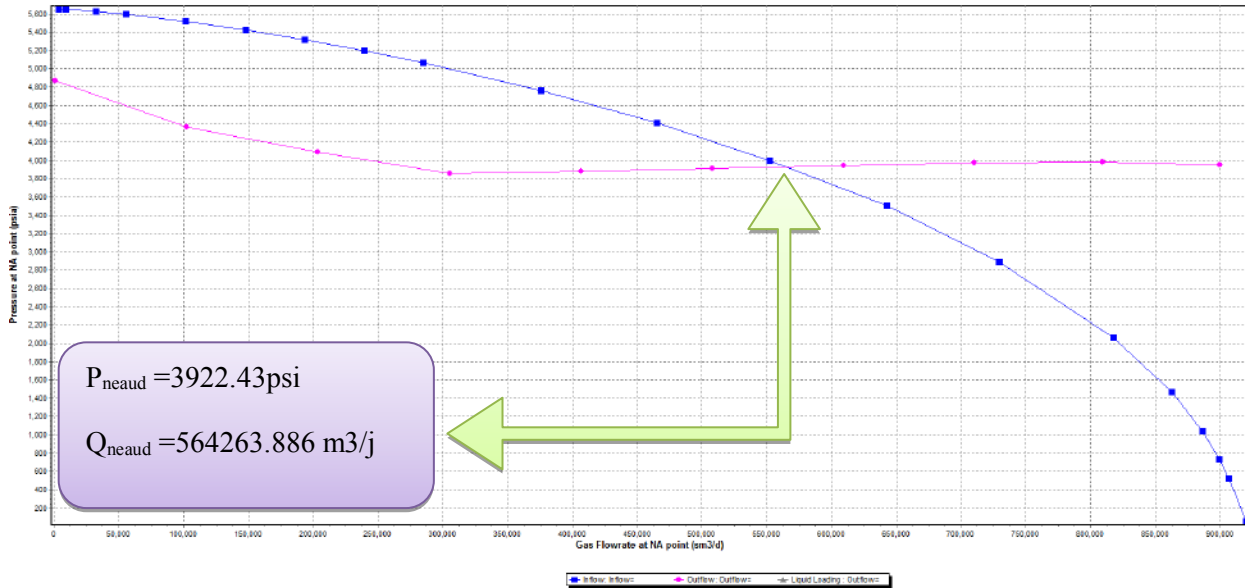


Figure V-32 profile de point de fonctionnement

- ✓ L'intervalle optimal

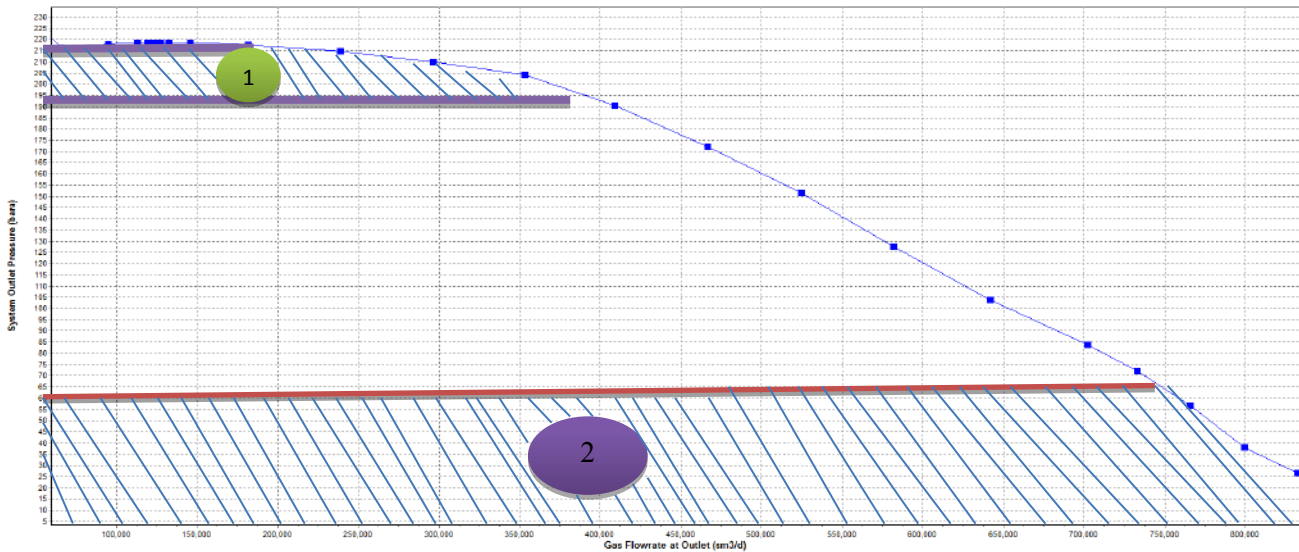


Figure V-33 limitation de l'intervalle optimal

- Zone 1 : (de $Q=161202.885\text{m}^3/\text{j}$; $P_{tete}=217.864\text{ bar}$ à $Q=397272.897\text{ m}^3/\text{j}$; $P_{tete}=193.459\text{ bar}$) la zone qui contient l'intervalle optimale avec un bon débit et des pertes de charges minimales ;
- Zone 2 : ($P_{tete} < 60\text{bar}$) la zone de la limitation de pression de la tête dans laquelle le puits ne produise plus (car la pression de la tête minimale admissible pour le puits RA107c'est 53 bar) ;

V-7-6-3- Scenarios prévisionnelles

- Prévision de pression de réservoir

➤ Pr avec L'IPR

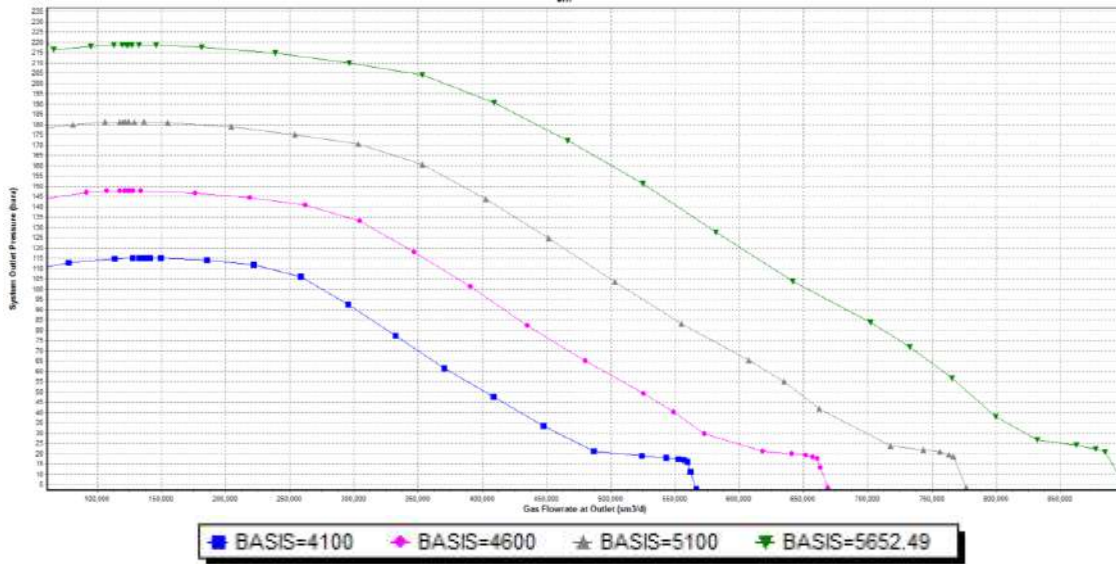


Figure V-34 l'effet de la chute de la pression de réservoir sur le profil L'IPR

➤ Pr avec le point d'optimisation

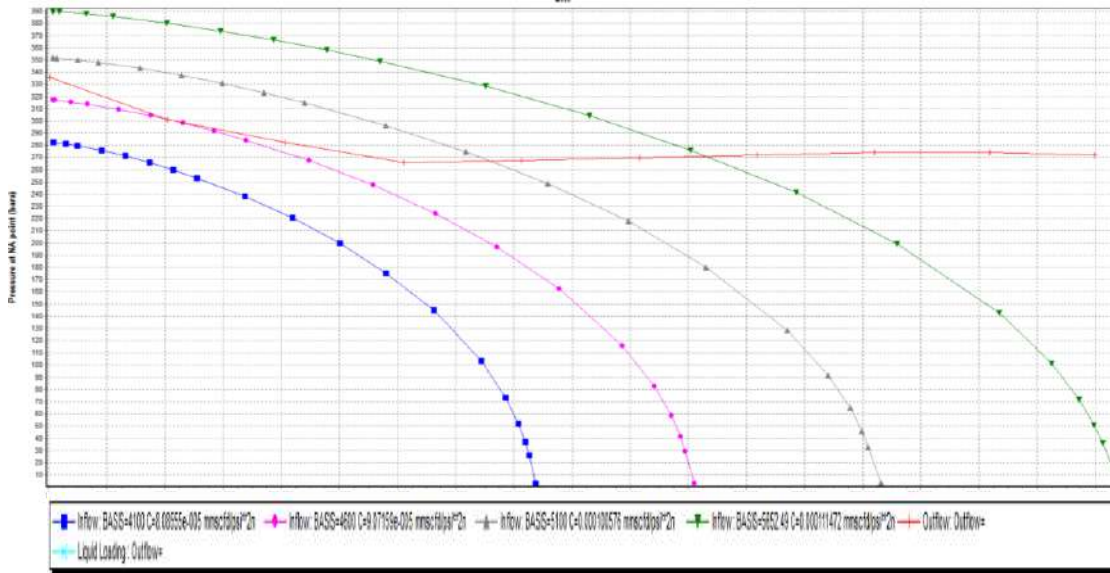


Figure V-35 l'effet de la chute de la pression de réservoir sur le point d'optimisation

➤ L'ID avec L'IPR

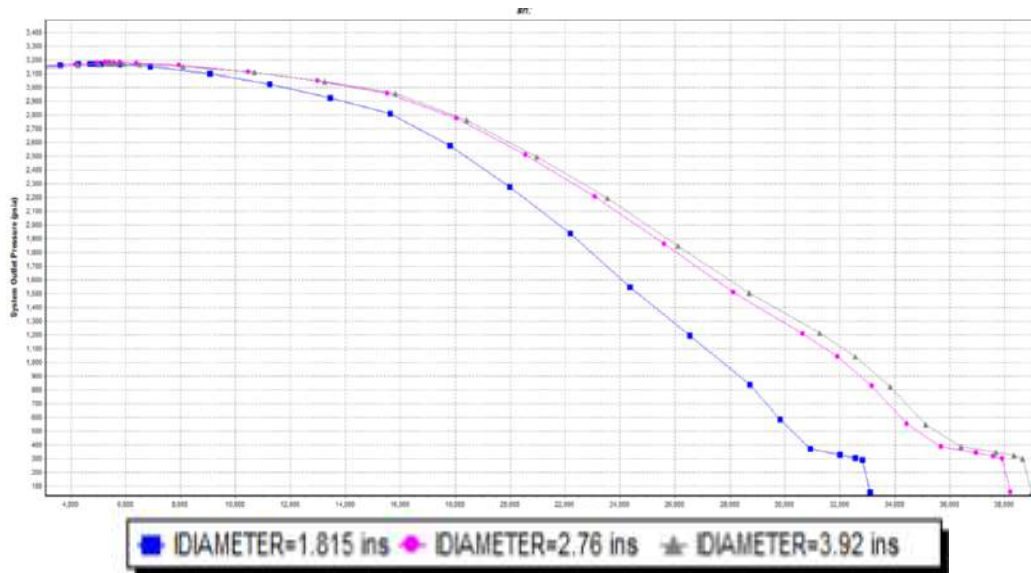


Figure V-36 l'effet de L'ID sur le profil de L'IPR

• Prévision de skin

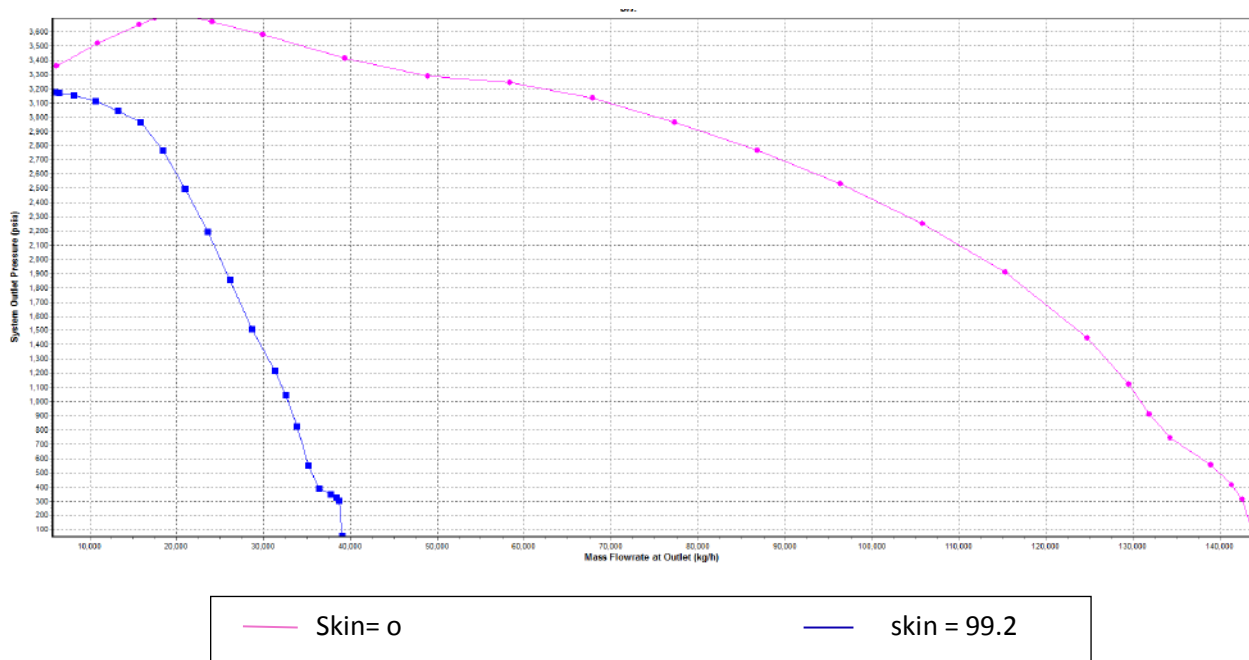


Figure V-37 l'effet de skin total sur le profil de L'IPR

- **Discussion des résultats**

- ✓ L'AOF pour le puits RA107 c'est 914172 m³/j' (**Figure V-28**) ;
- ✓ L'utilisation de l'ID =1.815 in n'est pas valide (**Figure V-36**);
- ✓ Le puits RA107 présente le phénomène de coning d'eau ; ce phénomène est due aux plusieurs raisons :
 - L'intervalle optimal du puits RA107 n'est pas respecter ;
 - La déplétion de pression de gisement aux abords de puits ;
 - Des pertes de charges considérables au cours de production ;
 - Dans les réservoirs nom conventionnelles le déplacement de l'eau n'est pas repartie ;
 - L'effet de turbulence d'écoulement ; (**Figure V-37**)
- **Analyse des parameters de production des puits condidats :**
 - ✓ Pour le puits RA103 les quantités de brut ainsi que de condensat restent élevés pendant les années (2013, 2014) jusqu'à 325 ton/d du condensat et 280 km³/d du gaz ; puis ils ont chutées d'une façon considérables dans les années (2015 ; 2016) 160 ver 230 km³/d : ça se revient-convenablement- au chute de pression de formation au cours de production, (**Figure A-1**) ;

Les quantités d'eau restent stables pendant toute la durée d'exploitation.

- ✓ Pour le puits RA104 Les quantités de brute atteint 500km³/d et celles de condensat atteint 600 ton/d (2014) ;

Une augmentation des couches d'eau a été observée pendant l'année 2016 ; un phénomène de coning d'eau sera provisionné prochainement. (**Figure A-2**);

D'après la **Figure (A-3)** on a bien remarqué que les quantités de brute sont majoritaires par rapport aux celles de condensât.

- ✓ De mêmes le puits RA107 pose le problème d'eau parce que les quantités de ce dernier s'augmentent progressivement avec le temps (**Figure A-3**).

V-8-Conclusion

D’après l’étude de performance de ces trios puits on obtient les résultats présentés dans le tableau suivant (**Tableau V-9**) ;

Tableau V-9 les résultats obtenus d’après l’étude de performance

classement	Les puits	AOF (m ³ /j)	IP (mmcf/d/psi ²)	SKIN	K (md)	Q gaz (m ³ /j)	Q condensat (m ³ /j)	Q eau (m ³ /j)
3	RA103	417529	2.196x10 ⁻⁷	10.7	2.92	214282	18.9	2.256
1	RA104	3381677.17	2.053x10 ⁻⁵	43.6	15.9	560029	87.5	21.984
2	RA107	914172	1.247x10 ⁻⁶	99.2	2.93	538778	90.4	16.56

D’après les résultats du tableau précédent on peut classer les puits étudié comme suit :

- ✓ Le puits RA104 présente un très bon potentiel avec un débit de gaz et de condensat assey élevé ; ceci considère comme un raison pour une intervention technique pour récupérer le plus possible des réserves de ce puits;
- ✓ Le puits RA107 présente un potentiel moyen ;
- ✓ Le puits RA103 présente un potentiel faible ;
- ✓ L’endommagement de puits RA107 égale à 99.2, avec une faible perméabilité (2.93md),

L’endommagement est dû aux mud-cack (la boue de forage) et de dépôt de condensat car $P_{rosé e} > P_{wf}$;

- ✓ L’endommagement de puits RA104 égale à 43.6, avec une perméabilité 15.9 m, ce puits présente une perméabilité moyenne et un endommagement élevé (skin mécanique) ;

La présence d’eau dans les réservoirs à gaz considère comme un problème majeur notamment dans les tigt-resrvior, ce phénomène est à cause d’une distribution aléatoire des couches d’eau.

- ✓ Le puits RA104 présente un débit d’eau de 21.984 (m³/j) (élevé), la production de ce puits doit modérer pour éviter le phénomène du coning d’eau ;
- ✓ Le puits RA107 présente un débit d’eau de 16.56 (m³/j) (moyen) ;
- ✓ Le puits RA103 présente un débit d’eau faible de 2.256 (m³/j) (faible).

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Au terme de ce travail, nous pouvons conclure que les principaux résultats obtenus sont les suivants:

- L'analyse structurale montre que la structure de RhourdeNous central est une structure **en fleur positive** (structure transgressive) due à la réactivation des sutures des grands décrochements panafricains qui se sont manifestés durant la période autrichienne.
- L'étude PVT des effluents de ce type I (**Nelson, 1999**), réservoir naturellement fracturés, nous a donné un dépôt de liquide important (voir la courbe de CVD) après seulement **deux ans** de production c'est un phénomène anormal pour un réservoir vierge (chute de pression réservoir de **5800 psi** à **4300 psi** sachant que la pression de rosée est de **5330 psi**).
- L'analyse des données de l'interprétation des essais de puits nous a montré un modèle à double porosité (porosité primaire de la matrice et une autre secondaire des fractures) avec des barrières de perméabilité faisant apparaître un endommagement dû à la condensation de fluide au bord du puits et dans le réservoir lui-même.
- La caractérisation nous a montré une conductivité de l'ordre de 10^{-7} et une storativité égale à 10^{-8} qui a étayé que notre réservoir est de type 1 (**Nelson**) caractérisé par le manque de communication entre la matrice et les fractures. La déplétion est rapide et l'avancement de **water coning** aussi.
- Le tracé des IPR nous donne une idée sur la **condensation rétrograde** et les VLP sur le **liquide loading** (le dépôt de liquide dans le tubing dû à la diminution de vitesse d'écoulement) que nous confirme notre modélisation dans la superposition des deux cartes de **densité de fractures** et de **l'iso-débit**.
- Enfin, cette étude nous a permis de déterminer des paramètres optimaux pour chaque puits pilote afin de faire face au phénomène de condensation rétrograde. Ceci confirme l'importance d'une modélisation rigide (modèle dynamique) pour assurer une bonne productivité et une longue dérivabilité des puits.

Recommandations

- La pression hydrostatique appliquée par la boue de forage est nettement supérieure à la pression de réservoir, ce qui a entraîné une invasion énorme aux abords des puits et dans le réservoir, désormais ; Le choix de la densité de la boue doit être porté à une importance capitale.
- Il est nécessaire d'utiliser la technique de forage en UNDER BALANCED DRILLING « UBD », dans ce type de réservoirs « Tight » pour éviter l'invasion de la boue de forage.
- Dégorgement maximal et de longue durée juste après l'opération de complétion des puits afin d'augmenter la surface de contact liaison couche - trou.
- Vu la connectivité très faible entre les fissures et la matrice, dans ce type de gisement dit Type-1 « Nelson », il est fortement recommandé d'appuyer et d'engager une modélisation détaillée de la distribution de densité des fissures pour une meilleure récupération de gaz à condensat de Quartzite Hamra.
- Vu que le potentiel du puits RA103 est faible, une perméabilité très faible et un skin élevé, une étude de fracturation est recommandée.
- Afin de réduire l'effet de capacité de puits « wellbore storage » et améliorer les résultats de tests nous recommandons l'utilisation des vannes de fermeture de fond près du réservoir.
- D'après l'analyse de performance de puits basé sur les résultats d'interprétation de DST, il est recommandé d'appliquer les paramètres d'exploitation optimum pour ces puits pour une meilleure récupération de gaz à condensat en évitons le « LiquidLauding » et les venues d'eau suite au déclin de pression de gisement.
- Suivre minutieusement la production d'eau qu'est un élément clé et majeur dans la durée de vie des puits de gaz à condensat.
- Programmer des tests de jaugeage périodique pour les puits de Quartzite Hamra.
- Prélèvement régulier et minutieux de la pression de tête et les paramètres de production.
- Envisager un échantillonnage de fluide réservoir pour des essais au laboratoire « CCE.CVD. Test de séparateur ».
- Actualiser annuellement les données des puits par la programmation de quelques opérations comme RST, PLT, PFS, PFD

Bibliographie

- [1] Beicip, évaluation des réserves contrat E.87-PED-05, DECEMBRE 1990.
- [2] Curtis H. wiston and michel , R Brulé, phase behavior, MONOGRAPH VOLUME 20 HENRY L. DOHERTY SERIES, First Printing Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas 2000.
- [3] D.Bourdet, "Well test analysis: the use of advanced interpretation models", Elsevier, 2002.
- [4] D.Bourdet, "Well testing and interpretation», 2001.
- [5] Dale Beggs «Production Optimization Using Nodal Analysis», Second Edition- May 2003.
- [6] Historique et présentation de la région de RhourdeNous.
- [7] Jhon lee, well test analysis.
- [8] Nacnaughton D.: Report on a reservoir Engineering Study of Certain Fields in Rhourde Nous Region-ALGERIA, 1999.
- [9] Rapport PVT, étude thermodynamique de l'effluent de puits RA104, PED 2013.
- [10] R.cossé, Technique d'exploitation pétrolier le gisement, Edition technip ,1988.
- [11] Schlumberger - "Well Test Interpretation" (Schlumberger 2002).
- [12] "Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future", G.C.Naik.
-

Annex

A-1-Analyse des paramètres de production des puits condidats

A-1-1-Analyse des paramètres de production de puits RA103 :

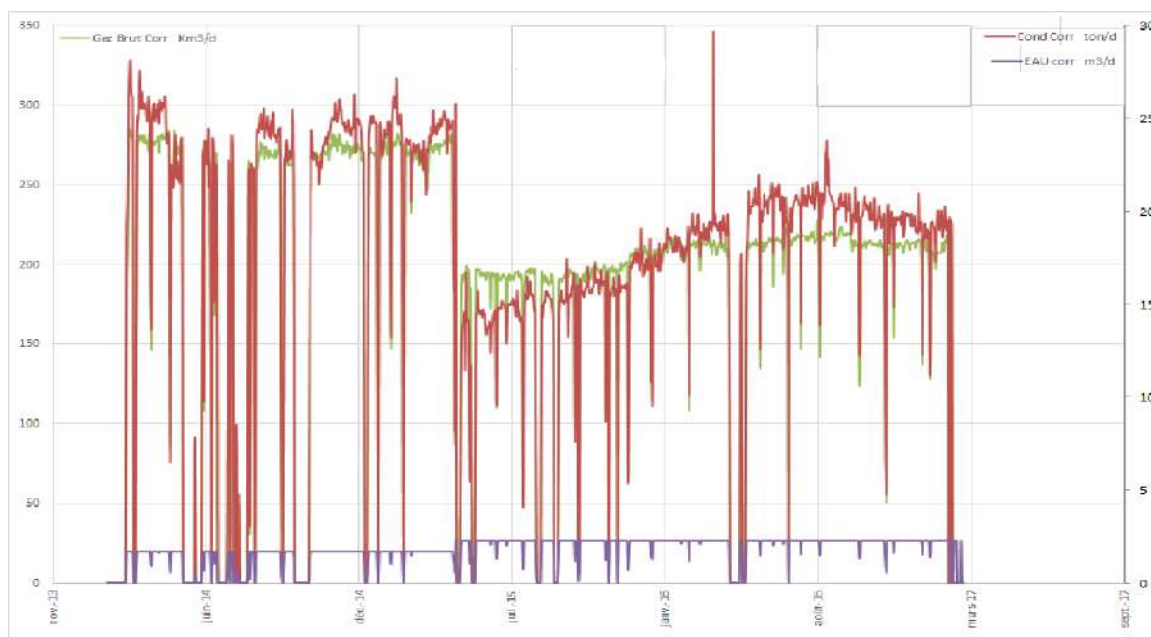


Figure A-1 graphe représentatif des quantités de brut, condensat ainsi que d'eau puits RA103

A-1-2-Analyse des paramètres de production de puits RA104 :



Figure A-2 graphe représentatif des quantités de brut, condensat ainsi que d'eau puits RA104

A-1-3-Analyse les paramètres de production sur puits RA107 :



Figure A-3 graphe représentatif des quantités de brut, condensat ainsi que d'eau puits RA107

A-2- Les différents types de skin

Name	Description	Type
S_w	Infinitesimal skin at the wellbore.	Positive or negative
S_G	Geometrical skin due to the streamline curvature (fractured, partial penetration, slanted or horizontal wells).	Positive or negative
S_{ani}	Skin factor due to the anisotropy of the reservoir permeability.	Negative
S_{RC}	Skin factor due to a change of reservoir mobility near the wellbore (permeability or fluid property, radial composite behavior).	Positive or negative
$S_{2\phi}$	Skin factor due to the fissures in a double porosity reservoir.	Negative
$D.q$	Turbulent or inertial effects on gas wells.	Positive

Figure A-4 Les différents types de skin

A-3- Les régimes d'écoulement

Flow regime identification







GEOMETRY	LOG-LOG		TIME RANGE		
	shape	slope	Early	Intermediate	Late
Radial		No 0	Double porosity restricted	Homogeneous behavior	Semi infinite reservoir
Linear		1/2 1/2	Infinite conductivity fracture	Horizontal well	Two sealing boundaries
Bi-linear		1/4 1/4	Finite conductivity fracture	Finite conductivity fault	Double porosity unrestricted with linear flow
Spherical		No -1/2		Well in partial penetration	
Pseudo Steady State		1 1	Wellbore storage	Layered no crossflow with boundaries	Closed reservoir (drawdown)
Steady State		0 -1 (-∞)		Conductive fault	Constant pressure boundary

Figure A-5 Les régimes d'écoulement

A-4-Perméabilité sphérique

$$k_s = \left(2452.9qB\mu \frac{\sqrt{\phi\mu c_t}}{m_{SPH}} \right)^{2/3}$$

A-5- La relation entre Ks Kv et Kh

$$\frac{k_H}{k_V} = \left(\frac{k_H}{k_s} \right)^3$$

A-6- Le fonctionnement du logiciel Kappa Saphir

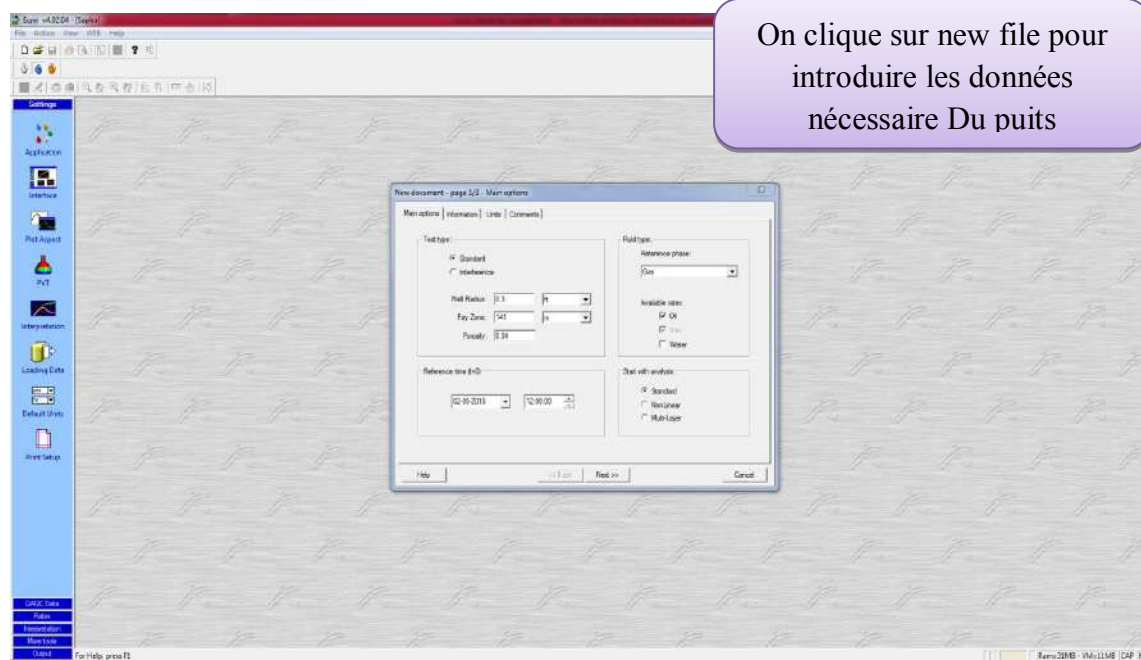


Figure A-6 les données nécessaires pour un puits

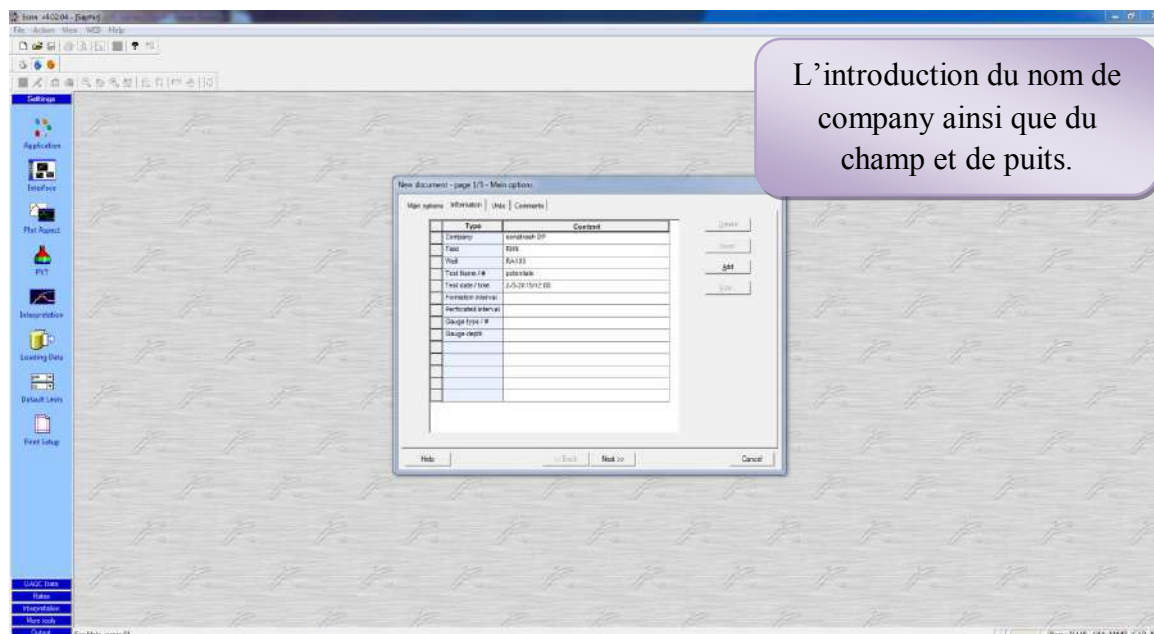


Figure A-7 précision du nom de champs et de puits

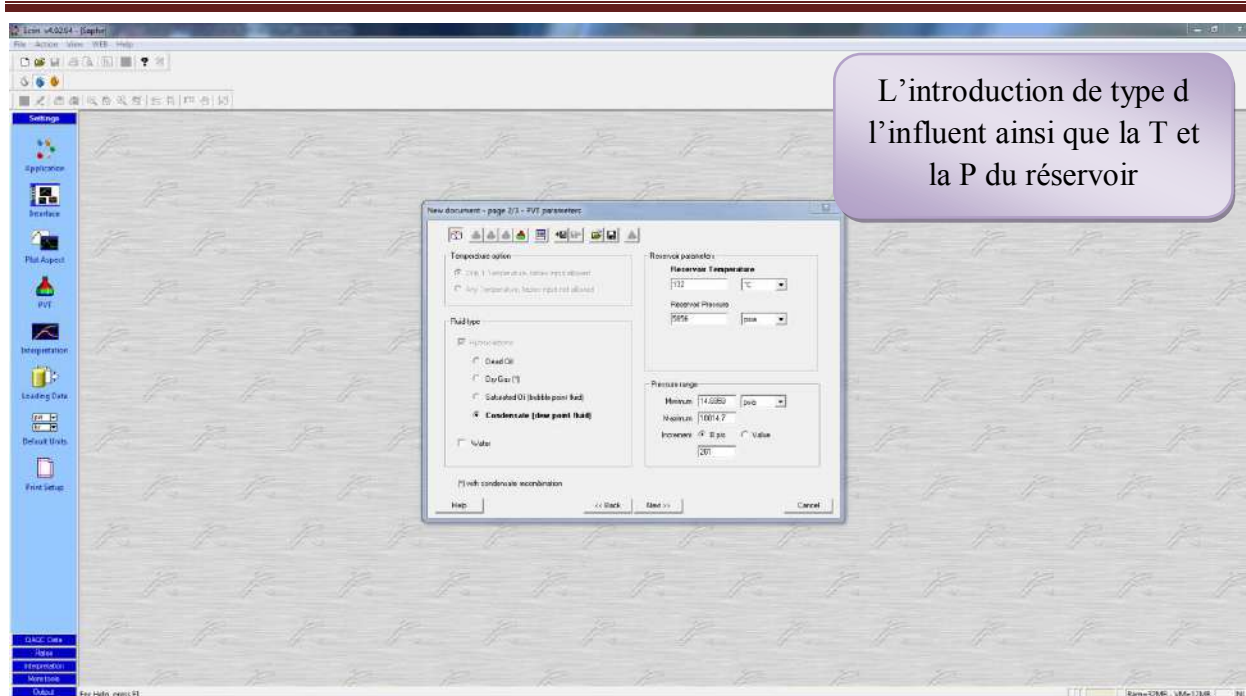


Figure A-8 données de fluide (T, P de réservoir)

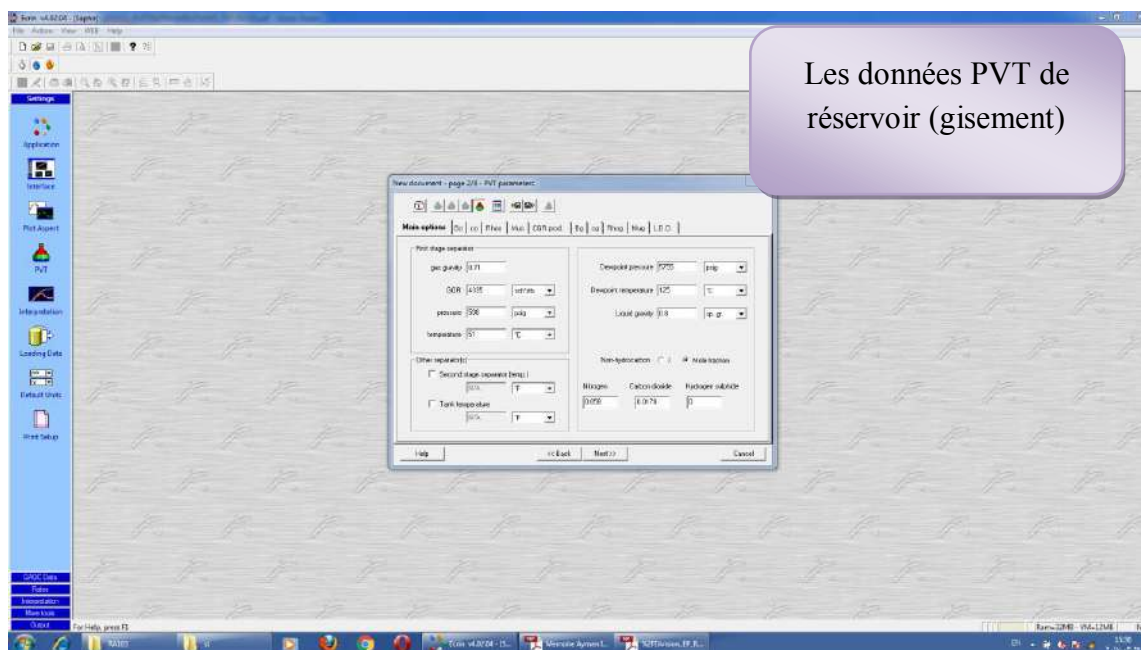


Figure A-9 les données PVT nécessaires du puits

A-7- Le fonctionnement de logiciel pipesim 2009

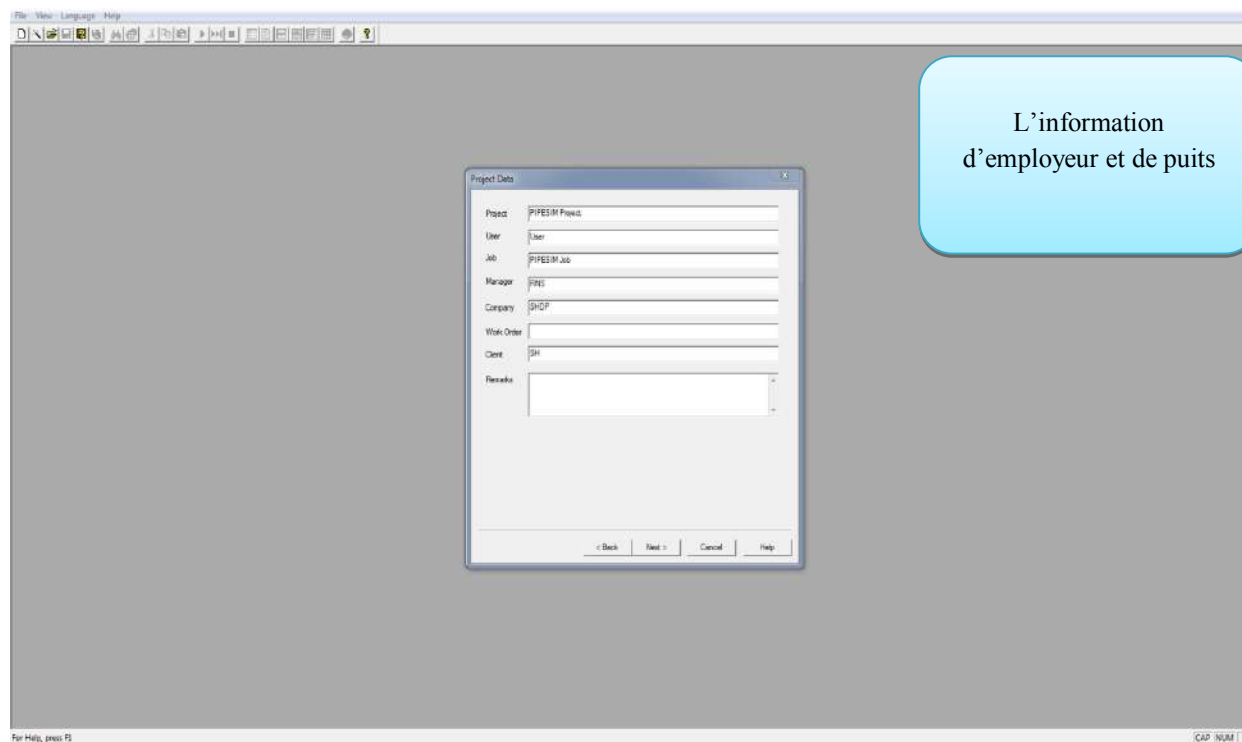


Figure A-10 le nom et le type de puits

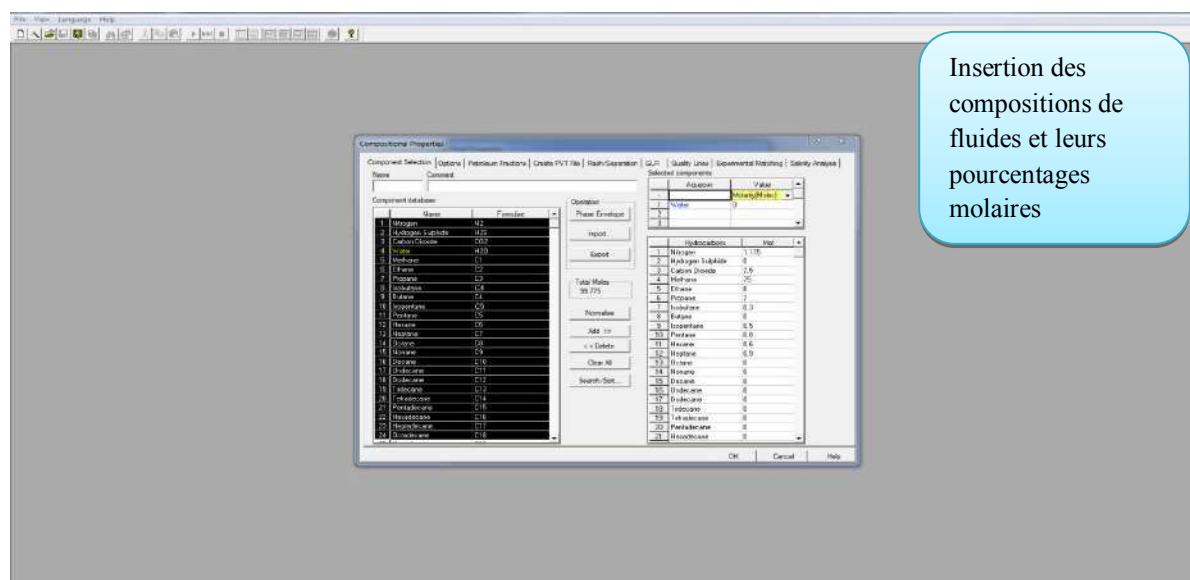
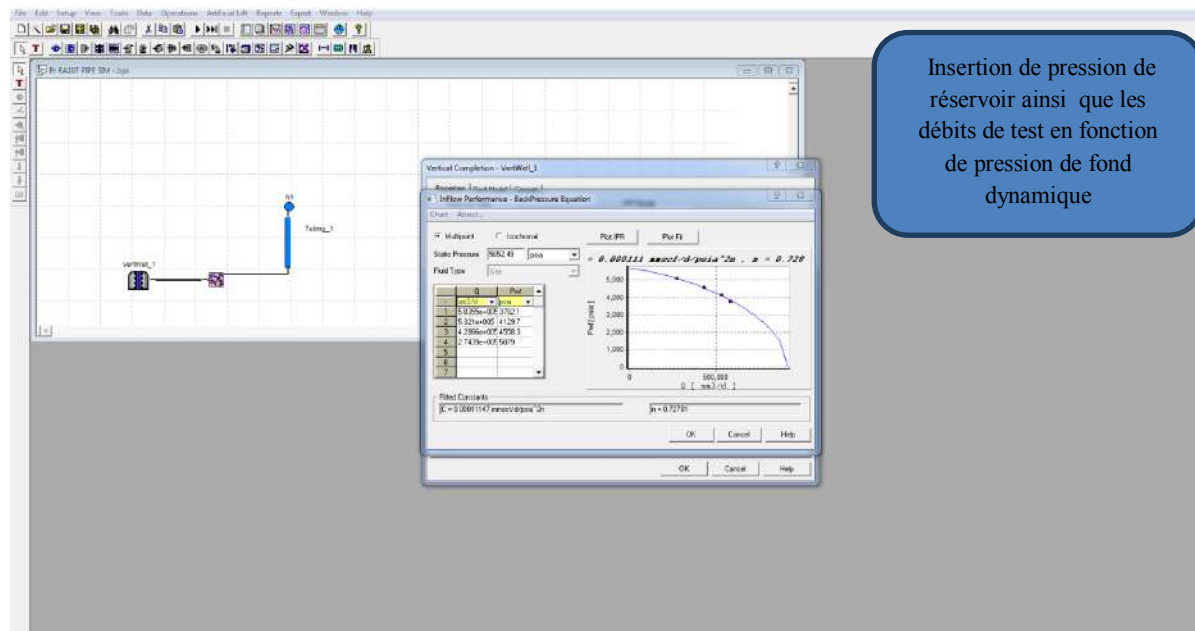
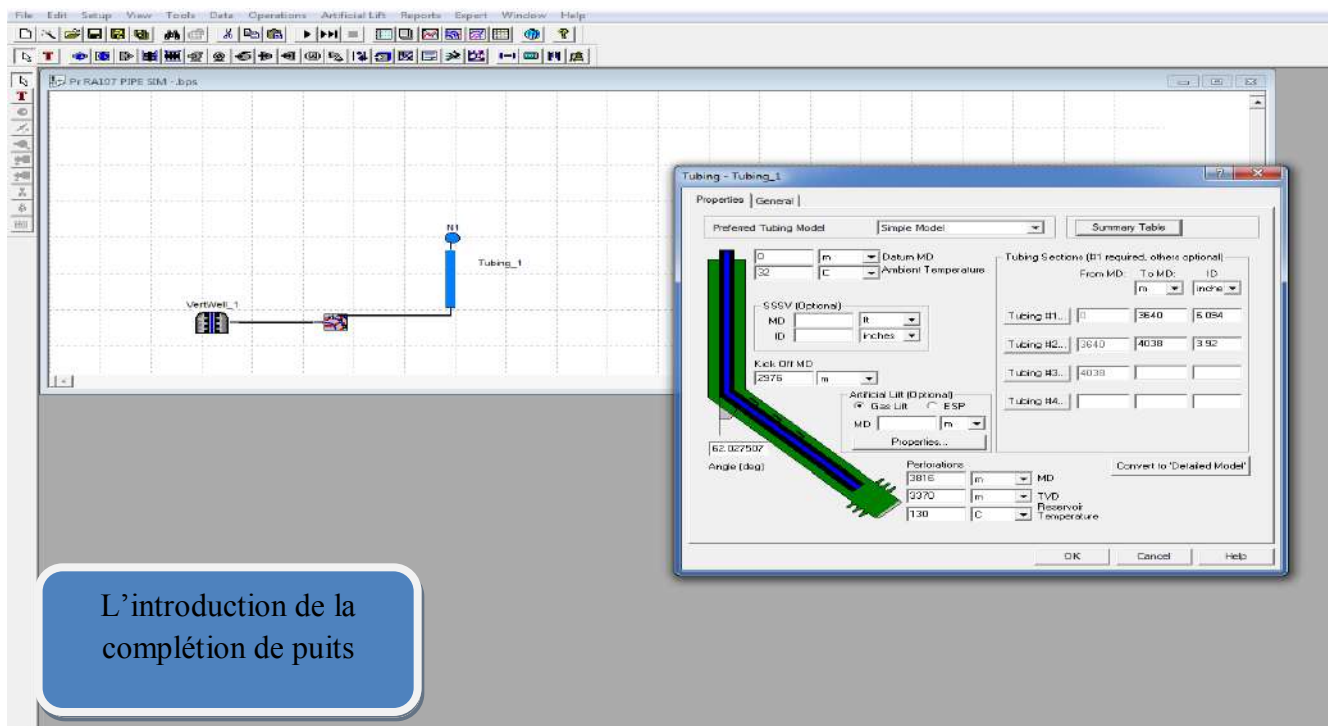


Figure A-11 les donne PVT des fluide



Insertion de pression de réservoir ainsi que les débits de test en fonction de pression de fond dynamique

Figure A-12 les données de réservoir et les données de test



L'introduction de la complétion de puits

Figure A-13 la complétion de puits

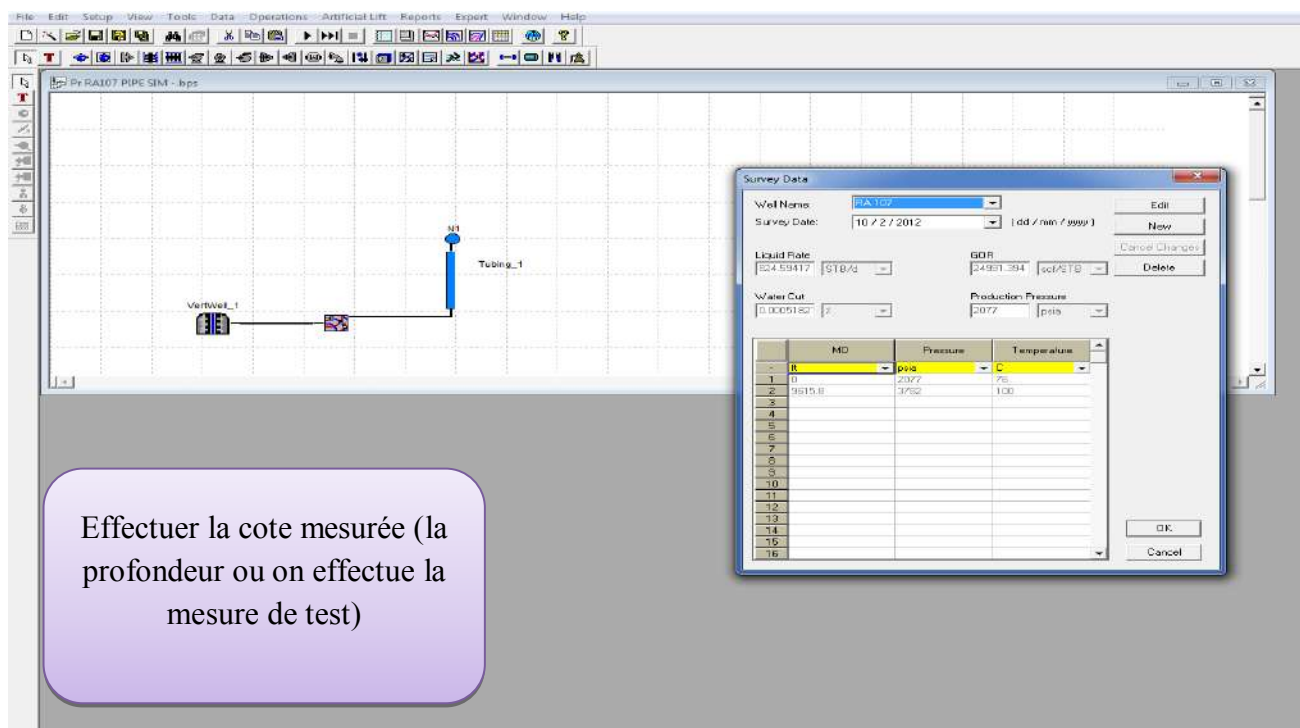


Figure A-14 la cote mesurée de la pression de fond dynamique

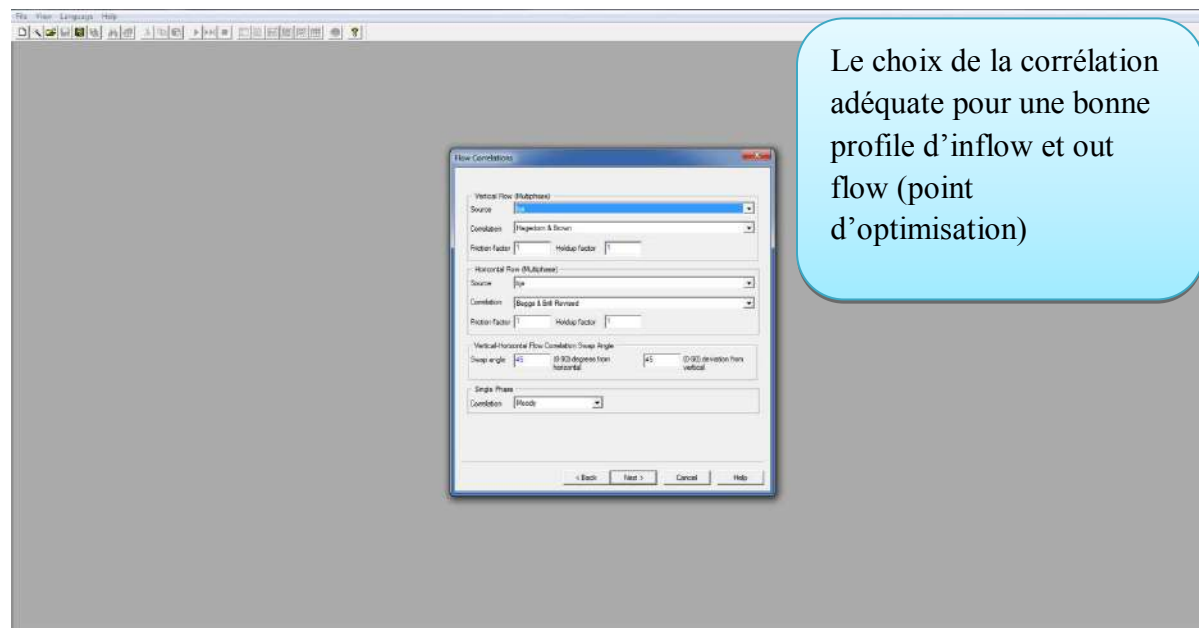


Figure A-15 le choix de corrélation adéquate