

N° Ordre /FHC/UMBB2016

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara de Boumerdes

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Réalisé par :

DJESSAS CHOUAIB

CHELOUCHE OUSSAMA

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

Modélisation et Optimisation du Système de production

Du champ Rhourd Nouss

Devant le jury :

GARECHE	Mourad	MC (A)	UMBB	Promoteur
HAMMOUDI	Tarek	MC (A)	UMBB	Président
BAHNOUS	Dounia	MA	UMBB	Examineur
SAIFI	Redha	MA	UMBB	Examineur

Résumé

La rentabilité de l'investissement que constitue un réservoir est liée à la durée de vie des puits et à l'importance de la production qu'on peut atteindre. Cette durée de vie et cette importance de production sont en fonctions directe avec les caractéristiques du réservoir ainsi que les types de complétions choisis, ces derniers font l'objet de l'étude de l'optimisation de la production qui est un facteur important pour accroître la production et les taux de réduction des couts, cette optimisation est généralement basée sur une approche connue dans le monde pétrolier sous le nom de l'analyse nodale.

En autres termes, L'analyse nodale est une technique qui permet la prédiction de la productivité du réservoir et l'optimisation des complétions des puits ainsi que leur réseau de collecte et ceci dans le but de faire produire le gisement exploité, le plus longtemps possible à son plus haut potentiel.

Dans notre étude, on a appliqué la technique d'analyse nodale en combinaison avec des interprétations des essais de puits (well test) sur les quatre puits du champ **Rhourd Nouss** qui ont un faible indice de productivité par rapport aux autres puits voisins, en utilisant le logiciel Prosper pour maximiser la production de ces puits en sélectionnant le meilleur design possible.

Mots clés : optimisation, analyse nodale, well test, interprétation, design, productivité.

Remerciement

Nous remercions et Nous louons Dieu l’Auditeur, le Clairvoyant, le tout Miséricordieux.
Nous adresse nos vifs remerciements à notre encadreur **Dr. M. Gareche** pour son aide et les encouragements qu’il n’a cessé de nous communiquer.

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

Nous sommes très reconnaissants à Messieurs : HABIB Kamal, BOUNAB Mohamed, CHELABI Abdessalem pour tout l’intérêt qu’ils ont porté à notre stage pratique.

Nous remercions aussi tout le personnel de Rhourde Nouss pour leur accueil et leur disponibilité.

Nos éloges et Nos louanges vont vers tous ceux ayant contribué au développement de la science, de l’art et de l’humanité.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

- Mes très chers parents
- Mes frères et sœurs
- Ma grande famille
- Mes amis et Mes collègues
- Tous ceux qui m'ont aidé à réussir de près ou de loin.

DJESSAS Chouaib.

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ceux qui m'ont mis au monde, m'ont suivi avec leur cœur, et leur esprit ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et matériellement pendant les moments les Plus difficiles durent ma vie :

Mes parents que le bon dieu leurs accorde tous une longue vie.

A ma très chère sœur **MERIEM** et mes chères frères **BILAL** et **AYMENE** avec qui j'ai partagé une enfance si heureuse.

Et à tous mes amis de l'université et proches.

CHELOUCHE Oussama.

BOUMERDES, juin 2015
DJESSAS Chouaib
CHELOUCHE Oussama

Les listes des illustrations

LES FIGURES

Figure I-1 : Présentation du champ de Rhourd Nouss	3
Figure I-2 : Localisation structures et accumulations étudiées.	5
Figure I-3 : Localisation structures et stratigraphique.	5
Figure I-4 : Coupe stratigraphique de la région Rhourd-Nouss	7
Figure I-5 : système à double porosité.	10
Figure I-6 : Réservoir naturellement fracturé, modèle strate.	11
Figure I-7 : Réservoirs naturellement fracturés, Match.	11
Figure I-8 : Réservoir naturellement fracturé, Modèle cube.	12
Figure I-9 : Le modèle Pseudosteady State.	14
Figure I-10 : Le modèle d'écoulement transitoire.	15
Figure I-11 : Triangle des ressources.	17
Figure II-12 : Principe des essais de puits.	20
Figure II-13 : Profile de pression du régime d'écoulement radial circulaire.	23
Figure II-14: Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.	23
Figure II-15: Essai en débit (Drawdown).	24
Figure II-16: Essais en fermeture (Build Up).	25
Figure II-17 : variation de $f(P)= uZ$	26
Figure II-18: l'évolution de la pression et du $Q=f(t)$ durant le Back Pressure Test.	27
Figure II-19: l'évolution de la pression et du $Q=f(t)$ durant le test isochrone.	28
Figure II-20: l'évolution de la pression et du $Q=f(t)$ durant le test isochrone modifiée.	28
Figure II-21: Calage de courbe type avec la dérivée.	31
Figure II-22: La courbe de pression et de sa dérivée.	32
Figure II-23: l'effet de WBS et de skin sur la pression et sa dérivée.	32
Figure II-24: Réponse log-log du puits vertical dans un réservoir homogène infini.	33
Figure II-25: Modèle de puits à pénétration partielle.	33
Figure II-26: Réponse log-log de puits à pénétration partielle dans un réservoir homogène infini.	34
Figure II-27 : Graphe semi-log : comparaison des réponses homogène et de double porosité.	35
Figure II-28: Réponse de la modèle double porosité, pseudo steady state.	35
Figure II-29: Influence de ω (écoulement pseudo-permanent) graphe semi-log.	36
Figure II-30: Influence de ω (écoulement pseudo-permanent) graphe log-log.	36
Figure II-31: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe semi-log.	36
Figure II-32: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe log-log.	36
Figure II-33: Réponse log-log du modèle double porosité, transitoire.	36
Figure II-34: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe semi-log.	37
Figure II-35: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe log-log.	37
Figure II-36 : Influence de ω (écoulement Transitoire) graphe semi-log.	37
Figure II-37: Influence de ω (écoulement Transitoire) graphe log-log.	37
Figure II-38: Réponse de puits avec effet de faille aux limites.	38
Figure II-39: Réponse de puits avec limite chenal.	39
Figure II-40: Modèle de réservoir fermé.	39
Figure II-41: la réponse du modèle fermé sur log-log.	39
Figure III-42: Système de production simple.	42
Figure III-43: Pertes de charges possibles dans le système de production.	43

Figure III-44: Position des différents noeuds	44
Figure III-45: Inflow & Outflow performances.	45
Figure III-46: La relation entre le débit Q et la pression P_{wf} .	47
Figure III-47 : La courbe IPR de Vogel.	48
Figure III-48: Les régimes d'écoulement.	51
Figure III-49 : Nœud Tête de puits.	53
Figure III-50: L'effet de diamètres de collecte sur la performance du puits.	54
Figure III 51: Nœud fond du puits.	54
Figure III-52: différentes courbe IPR et VLP Ces courbes indiquent le bénéfice de la stimulation	55
Figure III-53: L'effet du déclin de pression dans le réservoir.	55
Figure IV -54 : Process d'analyse du welltest.	58
Figure IV-55: graphe de semi log du puits RN 17	60
Figure IV-56: graphe log- log puits RN 17	60
Figure IV-57 : Les limites du Puits RNA 07.	64
Figure IV-58: le skin en fonction du débit produit.	69
Figure IV-59: graphe de Skin en fonctin du débit.	73
Figure V-60: Diagramme pression - température.	75
Figure V-61: Diagramme pression – température du gaz humide.	77
Figure V-62: Diagramme pression – température de gaz sec.	78
Figure V-63: Phénomène de la condensation rétrograde (niveau moléculaire).	79
Figure V-64: Diagramme de gaz à condensat montrant la région rétrograde.	79
Figure V-65: Schéma de la cellule PVT	81
Figure V-66: Schéma du test CCE.	82
FigureV-67: Schéma du test CVD.	82
Figure V-68: Différentes régions d'écoulement des gaz à condensat (Fevang et Whitson 1996).	83
Figure V-69: Evolution de la composition du fluide dans la maille la plus proche du puits pour un gaz à condensat (d'après Novosad, 1996).	85
FigureV-70: Les propriétés et les caractéristiques du pseudo composant C28+.	105
Figure V-71: Le modèle sélectionné pour la régression des propriétés de laboratoire.	107
Figure V-72: La pression de saturation obtenue par l'EOS.	108
Figure V-73: la phase d'enveloppe obtenue par l'EOS.	108
Figure V-74: le changement obtenu par l'EOS du liquide Dropout en fonction de la pression.	109
Figure V-75: La variation du facteur Z (vapeur) obtenue par l'EOS.	109
Figure VI-76: IPR Du Puits 110 matché.	117
FigureVI-77: corrélation pour le calage VLP et le point Test.	118
Figure VI-78: Matchin VLP/IPR.	118
Figure VI-79: Influence De changement du Tubing sur la production du Puits RN 110.	119
Figure VI-80: Influence De changement De La Pression de tête sur la production du Puits RN 110.	119
Figure VI-81: Influence De changement De La Pression de tête sur la production du Puits RN 17	120
Figure VI-82: Influence De changement du Tubing sur la production du Puits RN 17.	120
Figure VI-83: IPR Du Puits 17 matché.	120
Figure VI-84 : L'Effet de stimulation du Réservoir	121
Figure VI-85: Matchin VLP/IPR du puits RNA07	121
Figure VI-86: L'effet de changement du tubing sur la production du puits RNA07.	122
Figure VI-87 : Matchin VLP/IPR du puits RNA07.	122
FigureVI-88: Effet de l'augmentation de l'intervalle de la perforation.	123

LES TABLEAUX

Table II-1: Plage de la validité de la pseudo-pression.....	26
Table V-2: Test CVD pour l'échantillon de TAGS.....	94
Table V-3: Test CCE pour l'échantillon de TAGS	94
Table V-4: Composition du fluide du réservoir (rapport du CRD 1992).	96
Table V-5: Composition ajustée du fluide du réservoir.	97
Table V-6: Résultats au séparateur.....	103
Table V-7: Composition molaire du gaz brut - puits (RN-110).....	104
Table V-8: Comportement à masse constante (CCE) du gaz brut à $T_g = 126.87^\circ\text{C}$	106
Table V-9: Comportement à volume constant (CVD) du gaz brut à $T_g = 126.87^\circ\text{C}$	106

Nomenclature

A	Aire de drainage
BO	Facteur volumétrique d'huile de fond (Bbl/STB)
CD	Capacité de puits adimensionnel
C_f	Compressibilité de la formation (Psi^{-1})
CO, C_w et C_g	Compressibilité de l'huile, de l'eau et du gaz (Psi^{-1})
C_t	Compressibilité totale (Psi^{-1})
GOR	Gaz Oil Ratio
H	Hauteur utile de réservoir (m)
IP	Index de productivité ($\text{m}^3/\text{h}/\text{kg}/\text{cm}^2$)
J	Index de productivité (Bbl/day.psi)
k	Perméabilité du milieu poreux
K_f	Perméabilité de la fracture (md)
K_h	Perméabilité horizontale (md)
K_v	Perméabilité verticale (md)
P_b	Pression de bulle (psi)
Dpp	Dew point pressure (psi)
PD	Pression adimensionnelle
P_{fd}	Pression de fond dynamique (psi)
P_g	Pression de gisement (psi)
P_r	Pression moyenne du réservoir (psi)
P_t	Pression en tête (psi)
P_{wf}	Pression de fond (psi)
q	Débit en surface (STB/D)
$Q_{o(max)}$	Débit maximal correspondant à une pression dynamique nulle $P_{wf}=0$ (AOF)
q_b	Débit à la pression de bulle (STB/D)
r_e	Rayon de drainage (ft)
R_{inv}	Rayon d'investigation (inch)
R_w	Rayon de puits (ft)
rD	Rayon adimensionnelle ft
R_s	GOR de dissolution (m^3/m^3)
S_o, S_w et S_g	Saturation en huile, en eau et en gaz
S	Skin de l'endommagement
S'	Skin total
SO	Skin mécanique
tD	Temps adimensionnel
W	Largueur de la fracture (m)
Z	Facteur de compressibilité
P	Masse volumique (kg/m^3)
μ	Viscosité (cp)
μ_g	Viscosité de gaz (cp)
\emptyset	Porosité
ΔP_{skin}	Chute de pression du au skin
Xf	Demi-longueur de la fracture (ft)
ω	Storativity coefficient

λ	Coefficient d'interporosity
α	est le paramètre géométrique pour la région hétérogène [$1/l^2$].
T	Température du système °R
R	Constante des gaz, 10.73 psi-ft ³ /lb-mole°R
V	Volume molaire ft ³ /mole
q/A	Vitesse d'écoulement de liquide à travers la section transversale dans une direction donnée.
dp/dl	Le gradient de pression.
C	Coefficient d'écoulement
n	exposant dépend des caractéristiques du puits.

Table des matières

Résumé	i
Remerciement.....	ii
Dédicace.....	iii
Les listes des illustrations	iv
Nomenclature.....	vii
Table des matières	ix
Introduction	xii
I-Présentation Et Description Géologique Du Champ	1
I-1. INTRODUCTION :	2
I-2. SITUATION GEOGRAPHIQUE :	2
I-3. LIMITES GEOLOGIQUES :	2
I.3. HISTORIQUE DE L'EXPLORATION DANS LA REGION :	4
I-3-1. Grandes étapes ont ponctue le développement de la région de RHOURE NOUSS :	4
I-4. APERÇU SUR LA GEOLOGIE DU CHAMP DE RHOURE NOUSS :	4
I.4.1. Aspect structural :	4
I-4.2. Aspect stratigraphique :	6
I-5. RESERVOIRS RN CENTRALE :	7
I-6. DIFFERENTS COMPLEXES DE LA REGION :	9
I-7. Etude du réservoir :	10
I-7-2. Les différentes formes géométriques :	11
I-7-3. Les différents comportements :	13
I-8. Les différentes sortes de ressources non conventionnelles :	17
II – Les Essais Des Puits.....	19
II-1. INTRODUCTION :	20
II-2. PRINCIPE DES ESSAIS DE PUIITS :	20
II-3. EQUATION DE DIFFUSIVITE :	20
II-3-1. La loi de Darcy :	20
II-3-2. L'équation d'état :	21
II-3-3. La loi de conservation de la masse :.....	21
II-3-4. L'équation de diffusivité :	21
II-4. LES DIFFERENTS TYPES DES ESSAIS DE PUIITS :	23
II-4-1. Test au cours de forage (drill-stem-test:DST) :.....	23
II-4-2. Test drawdown (essai en débit) :	24
II-5. SPECIFICITES POUR LES PUIITS A GAZ :	25
II-5-1. Equation de diffusivité pour l'écoulement des fluides compressibles "gaz" :	25

II-5-3. Les tests du puits à gaz :	27
II-6. REGIMES D'ECOULEMENT	28
II-6-1. Ecoulement permanent (steady state flow):.....	29
II-6-2. Ecoulement transitoire (unsteady state flow):.....	29
II-6-3. Ecoulement semi permanent (Pseudo-steady-state flow):	29
II-7. PRESENTATION DES METHODES D'INTERPRETATION :	29
II-7-1. Les méthodes conventionnelles :.....	29
II-7-2. Les méthodes modernes :	30
II-8. QUELQUES TYPES DE CONFIGURATIONS RESERVOIR-PUITS :.....	32
II-8-1. L'effet de wellbore storage et de skin :	32
II-8-2. Les modèles des puits :	33
II-8-3. Les modèles des réservoirs :	34
III-Analyse nodale	40
III-1. INTRODUCTION :	41
III-2. L'IMPORTANCE DE L'ANALYSE NODALE :	41
III-2-1. Système de production :	41
III -2-2. Objectif de l'analyse nodale :	43
III-2-3. Application de l'analyse nodale :.....	43
III-3. CONCEPT DE L'ANALYSE NODALE :	44
III-4. PROCEDURE D'APPLICATION DE L'ANALYSE NODALE :.....	44
III-4-1. Le point de fonctionnement du puits :	45
III-5. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP – IPR:	46
III-5-1. Types de l'PR :	46
III-5-2. Prédiction des futures IPR :	49
III-6. VERTICAL LIFT PERFORMANCE (VLP) :.....	51
V-6-1. Les régimes d'écoulements :.....	51
III-6-2. Les variables influençant sur les pertes de charges :	52
III-6-3. Verticale corrélations flow :.....	52
III-7. LES DIFFERENTES POSITIONS DES NŒUDS :.....	53
IV-Analyse et interprétation des réponses transitoires.....	57
IV.1 - Description et utilisation du logiciel Saphir :.....	58
IV. 2- Interprétation et analyse des résultats des 4 puits :	58
V- Etude thermodynamique des fluides	74
V-1. INTRODUCTION :.....	75
V-2. CLASSEMENT DES GISEMENTS ET FLUIDES DE RESERVOIR :	75
V-3. LES PRINCIPAUX TYPES DE RESERVOIRS DES HYDROCARBURES :.....	76
V-3-1. Les réservoirs d'huile :.....	76
V-3-2. Réservoirs de gaz :	77
V-4. Etude PVT de réservoir de gaz à condensat dans la région Rhourde- Nous :.....	78

V-4.1. Condensation rétrograde :	78
V.-4-2.Comportement de phase des gaz à condensat :	80
V-5. Comportement à l'écoulement des gaz à condensat :	83
V-5-1. Comportement en drawdown (puits en production) :	83
V-5-2. Comportement en buildup : (puits fermé)	84
V-6. Les équations utilisées par le modèle :	85
V-6.1.Equation d'état de Peng-Robinson :	85
V-6-2. Le facteur acentrique (ω) :	86
V-6-3. Coefficients d'interactions binaires :	86
V-6-4. Volume shift :	88
V-7. Cas Pratique :	94
V-7-1.Reservoir TAGS :	94
V-7-2.Reservoir Quartzite Hamra :	104
VI -Modélisation et optimisation du système de production	110
VI-1 Présentation du Logiciel d'optimisation " PROSPER" :	111
VI-1-1.Les différentes corrélations utilisées par le logiciel Prosper :	112
VI-1-2. Application du Prosper dans le domaine d'activation des puits :	112
VI-1-3.Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :	113
CONCLUSION.....	124
Recommandation	125
Bibliographie	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE.....	128

Introduction

Suite à la chute des prix de pétrole dans les marchés internationales d'une part et l'augmentation exponentielle de la demande nationale et internationale en hydrocarbures suite au développement local en Algérie et mondiale notamment aux pays émergente de l'Asie de l'autre part. L'augmentation de la production d'huile et de gaz pour l'Algérie d'une manière plus efficace et plus rapide demeure nécessaire et inévitable pour contre balancer la diminution de ces recettes en augmentant la quantité exportée d'une part et satisfaire la demande locale d'autre part.

Comme le nombre de nouvelles découvertes ne cesse pas à diminuer année après autre, l'optimisation de La production des gisements actuellement en exploitation devient de plus en plus impérative. En fait, le rendement de ces gisements n'est pas lié seulement à leurs potentiels naturels mais aussi aux performances des systèmes mis en place pour les exploités.

Une étude du réservoir est très importante dans l'exploitation pétrolière car elle donne une image complète sur le gisement. En particulier, Les essais de puits qui est un outil très utile lors d'une telle étude car il consiste à identifier les différentes couches, reconnaître un milieu fissuré ou détecter une barrière. Il permet aussi d'obtenir des renseignements très importants sur le réservoir, notamment la pression de gisement, KH, facteur d'endommagement, l'indice de productivité, nature de réservoir, les limites de réservoir...etc. Les réservoirs de gaz à condensat ont un comportement un peu spécial lors de ces essais en comparaison avec les réservoirs classiques.

Une fois l'étude du réservoir est réalisée on procède à une étude d'optimisation de la production des puits qui est basée sur l'approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de l'analyse nodale. Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production.

Une fois le modèle du système correspond aux vraies données du champ, le logiciel PROSPER est utilisé avec confiance pour modeler le puits sous différents scénarios, les calculs de sensibilités nous permettent d'optimiser le design existant et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

Dans ce contexte, ce mémoire s'adresse spécialement à l'optimisation de la production de 4 puits producteurs dans la région de **Rhourde Nouss** que l'analyse de leurs débits a montré qu'ils produisent à des débits relativement faibles par rapport aux autres puits voisins. Pour cela, nous avons subdivisé notre mémoire en six chapitres qui sont consacrés à mettre en point toutes les connaissances théoriques nécessaires à la compréhension du sujet de notre projet ainsi que les étapes et les résultats expérimentales obtenus lors de cette étude.

Dans un premier temps, nous présentons la région de Rhourde Nouss en décrivant la

géologie du champ, Historique et développement du champ ainsi que l'étude des fluides en place.

Ensuite, le second chapitre se focalise sur les principaux concepts de Base des essais de puits et les méthodes d'interprétations des réponses de ces tests.

En outre, le principe de l'analyse nodale est présenté dans le troisième chapitre.

Après, dans le quatrième chapitre, on réalise l'Analyse et l'interprétation des réponses transitoires pour les quatre puits et les commentés selon les données géologiques en se basant sur la théorie présentée précédemment.

Dans le cinquième chapitre, nous abordons une étude des propriétés physiques et thermodynamique des fluides des gisements de condensat

Enfin, le dernier chapitre énumère la modélisation et l'optimisation du système de production

Sous différents scénarios en choisissant la configuration adéquate et réalisable argumentée.

LE PREMIER CHAPITRE

I-Présentation Et Description Géologique Du Champ

I-1. INTRODUCTION :

La Direction Régionale de Rhourde Nouss est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH, Activité Amont. Au cours de la phase de son développement le champ de Rhourde Nouss était attaché à la région HMD jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil.

En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays.

La production à Rhourde Nouss n'a débuté qu'en 1988 après l'installation d'un centre de traitement.

Les accumulations des hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien. Les fluides rencontrés sont du gaz, gaz à condensat et de l'huile.

I-2. SITUATION GEOGRAPHIQUE :

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

29°16' et 30° parallèles.

06°24' et 07° méridien.

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

I-3. LIMITES GEOLOGIQUES :

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

- A 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 Ghadames vers lequel s'énoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de RhourdeChouff ;
- Au Sud-Est par la partie occidentale du môle d'Ahara.

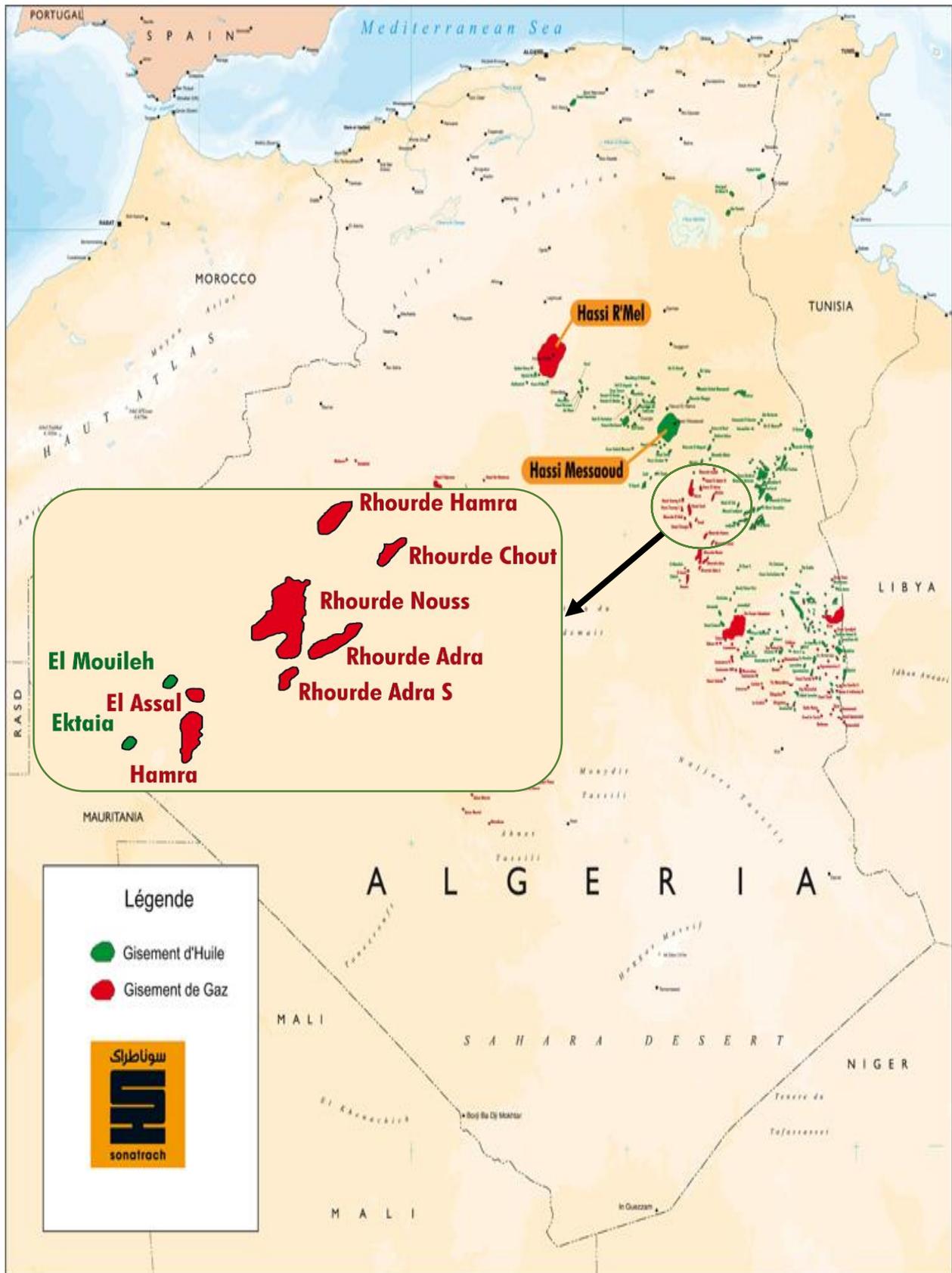


Figure I-1 : Présentation du champ de Rhourd Nouss

I.3. HISTORIQUE DE L'EXPLORATION DANS LA REGION :

Les travaux de recherche sur la région remontent à 1956 où la compagnie ELPASO France-Afrique a entamée des recherches dans la structure de HAMRA, par la suite l'exploration s'est orientée vers le Nord-est où la structure de RHOURE NOUSS a été mise en évidence, la révélation du gaz fut en 1962 avec le sondage RN1.A mis en évidence la présence de gaz riche en condensât au niveau de plusieurs réservoirs. Après la découverte de l'huile sur le puits RN4 un centre de traitement d'huile a été construit et mis en exploitation en 1966. Le champ de RHOURE NOUSS est devenu une région indépendante à partir de l'année 1987. Les accumulations des hydrocarbures sont localisées dans les réservoirs TRIAS, SILURIEN ET ORDOVICIEN.

I-3-1. Grandes étapes ont ponctué le développement de la région de RHOURE NOUSS :

- 10-Mai-1966 : Mise en service du Centre de traitement d'huile.
- 28-Jan-1988 : Démarrage de l'usine phase A (phase A).
- 14-Juin-1989 : Mise en service de Rhourde Adra
- 24-Avril-1992 : Mise en service de Rhourde Hamra.
- 29-Mai-1992 : Mise en service de Rhourde Chouff.
- 16-Juin-1995 : Démarrage de l'usine de HAMRA.
- 23-Mai-1996 : Première expédition de GPL (HAMRA).
- 13-Août-1999 : extension de la phase A par un cinquième train d'une capacité de 10.250 millions SM³/j de gaz.
- Fin Fév-2000 : Démarrage Usine GPL (Phase B) d'une capacité de traitement de 48 millions de m³/j pour la production de 3800 t/j du GPL.
- 06-Mars-2000 : Première expédition de GPL (Rhourde Nous).
- 02-01-2009 accédant de GPL.
- 24-Octobre 2010 1er expédition de CSC.
- 16-novembre 2011 fermenteur de STH.

I-4. APERÇU SUR LA GEOLOGIE DU CHAMP DE RHOURE NOUSS :

I.4.1. Aspect structural :

La structure de Rhourde Nous est très complexe, On distingue deux familles de failles, la première famille de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est. Cette structure serait de dimension 40 x 30 km², elle est composée de quatre structures différentes à savoir (Fig.I.2.3) :

- 1 - Rhourde Nous Central (RNC)
- 2 - Rhourde Nous Sud-est (RNSE)
- 3 - Rhourde Nous Sud-West (RNSW)
- 4 - Rhourde Adra (RA)
- 5 - Rhourde-Nouss Nord-Est (RNNE)
- 6 - Rhourde-Chouff (RC)

7 - Rhourde-Hamra (RH).

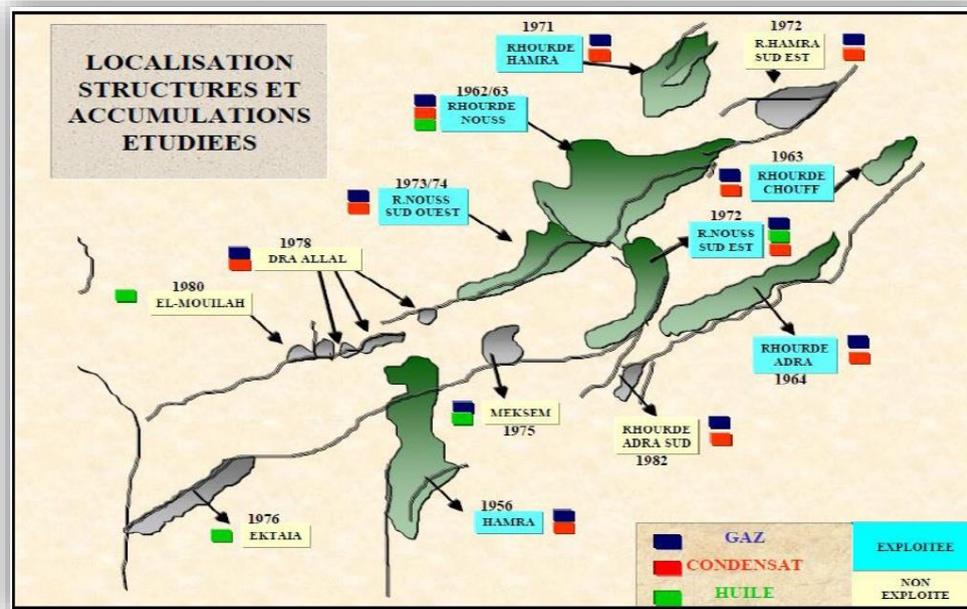


Figure I-2 : Localisation structures et accumulations étudiées.

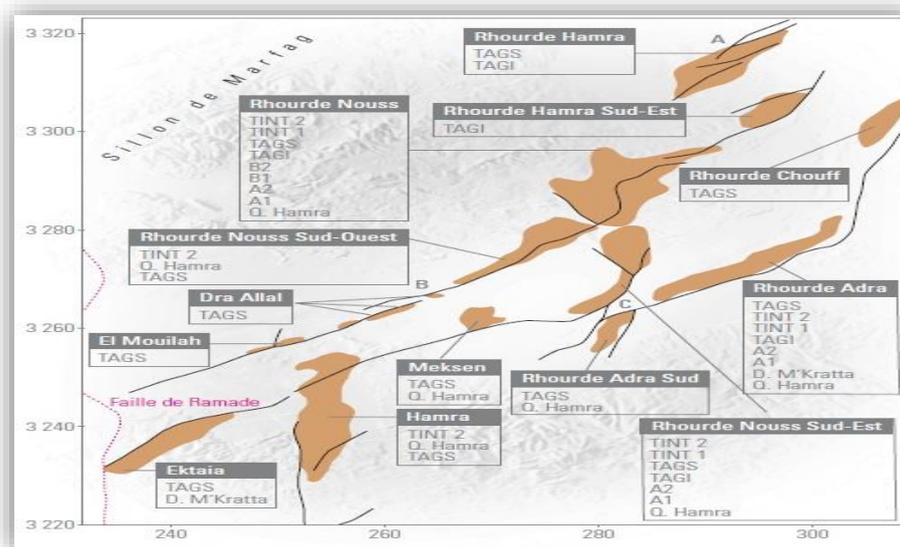


Figure I-3 : Localisation structures et stratigraphique.

- **Rhourde Nours Central (RNC)**

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

- **Rhourde Nours Sud -West (RNSW)**

Elle est alignée S-SW, N-NE sur une surface de 16 x 3,5 km². Le réservoir est à gaz avec un

anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

- **Rhourde Nouss Sud -Est (RNSE)**

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

- **Rhourde Adra (RA)**

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

- **Rhourde Hamra (RHA)**

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 19 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 9 puits, forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS).

- **Rhourde Chouff (RC)**

Cette structure est alignée à l'Est de RNC sur une surface de 11 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 5 puits, forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS).

- **Rhourde Nouss Nord -Est (RNNE)**

Cette structure est alignée Nord-Est sur une surface de 10 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 7 puits, forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS).

I-4.2. Aspect stratigraphique :

La série sédimentaire dans la région est représentée (Figure I. 4) par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m.

a) Le cénozoïque :

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

b) Le mésozoïque :

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

▪ Le crétacé :

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

▪ Le jurassique :

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

▪ Le trias :

Considéré comme l'un des objectifs de 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.

c) Le Paléozoïque :

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

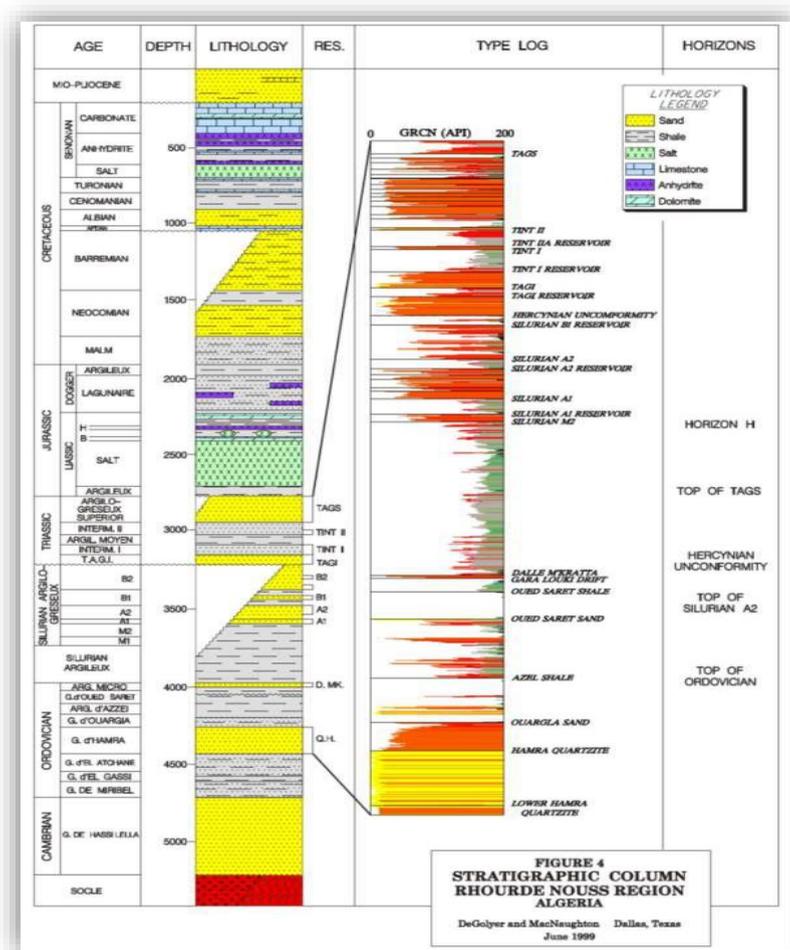


Figure I-4 : Coupe stratigraphique de la région Rhourde-Nouss

I-5. RESERVOIRS RN CENTRALE :

• **Trias Intermédiaire II :**

Epais d'environ 45 m, le TINT II est constitué essentiellement d'argiles brun-rouge, légèrement silteuses et de grès fins à moyens plus ou moins argileux, Ces grès dont l'épaisseur varie de 0 à plus de 30 m (RN 3) sont chenillés et présents tantôt à la base de la formation (RNSE 1, 2, 5, 6 et 7), tantôt dans la moitié supérieure (RN 3, RNSE 4 et 54); dans cette dernière situation les grès sont en communication verticale avec ceux du TAGS. Leur porosité moyenne varie de 12,9 % (RNSE 3) à 17,7 % (RNSE 2).

- **Trias Intermédiaire I :**

Ce réservoir est isolé du précédent par la présence du Trias Argileux Moyen sur l'ensemble de la structure. Il est constitué de grès fins à moyens friables avec des intercalations métriques d'argile brune et verte, silteuses.

Un modèle de distribution des corps gréseux à l'intérieur des formations triasiques infra-TAGS a été établi sur cette structure. Il met en évidence la complexité de l'arrangement architectural résultant d'un système fluviatile anastomosé.

L'épaisseur utile des grés varie d'une dizaine de mètres sur la culmination Sud où le réservoir est localement très dégradé à 27,5 m (RNSE 7). La porosité moyenne varie de 10,6 % (RNSE 54) à 13,4 % (RNSE 7) et leur perméabilité moyenne (mesurée sur carottes) de 4,4md (RNSE 4) à 12md (RNSE 3).

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

En communication verticale avec le TINT 1, le TAGI est formé de grés fins à grossiers, mal classés, parfois, argileux, d'origine fluviatile, distribués dans des argiles silteuses. Cette formation disparaît vers le Sud (0 m à RN 3). Son épaisseur utile est maximum à RNSE 6 (26 m) pour une moyenne de 13 m sur la culmination Nord. La porosité moyenne est comprise entre 9,5 % (RNSE 4) et 16,7 % (RNSE 1). La perméabilité moyenne mesurée sur carotte, varie de 43md (RNSE 4) à 198 md (RNSE 1).

- **Silurien A2 :**

Ce réservoir est composé de grés fins à moyens quartzitiques et d'argiles gris-noir indurées et micacées. Son épaisseur utile des grés est comprise entre 15 m (RNSE 54), où la partie supérieure du réservoir est dégradée et 37.5 m (RNSE 2). La porosité moyenne varie entre 7,8 % (RNSE 5) et 15,4 % (RN3) et la perméabilité moyenne mesurée sur carottes entre 6.7md (RNSE 1) et 12md (RNSE 2).

- **Silurien A1**

De composition identique à celle du Silurien A2, le réservoir A1 est épais d'une vingtaine de mètres. La hauteur utile du réservoir varie de 5 m (RNSE 54) à 18 m (RNSE 4) et la porosité moyenne de 6.1 % (RNSE 1) à 17,7 % (RNSE 7). La perméabilité moyenne mesurée sur carotte au puits RNSE I, est de 2.4md.

- **Les Quartzites de 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 Nous et sur plusieurs périmètres.

Cette formation a été rencontrée lors de forages d'exploration dans les structures de Rhourde Nous, 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 Quartzite 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-6. DIFFERENTS COMPLEXES DE LA REGION :

La région de RHOURE NOUSS est à vocation principalement gazière Elle est dotée de Deux usines de traitement du gaz humide :

- La phase A : Traitement de 51 million sm³/j pour récupérer le condensat.
- La phase B : Traitement de 48.3 million sm³/j pour récupérer le GPL, et les traces du condensat.
- Un centre de séparation et compression pour la production d'huile.
- Une centrale électrique produit 21 MW de l'énergie propre pour la région.
- Une nouvelle usine CPF : traitement de 10 million sm³/j pour la décarbonatation de gaz (diminuer taux de CO₂).

I-6.1. La Phase A :

Cette usine est traité le gaz brut au niveau du 5 train identique chacun comporté un ensemble des équipements pour but de : réaliser une bonne séparation afin de récupérer le maximum du condensât (C5+), assurer la compression du gaz (partie HP) vers la phase B et le recyclage du gaz sec traité (C1 et C2) vers la réinjection et l'expédition. Le cinquième train (U-70) fait seulement le traitement de la partie haut pression «HP» du gaz brut.

L'usine existante traité actuellement une charge de 43 million sm³/j de gaz brut avec une production de 2690 t/j du condensât.

I-6.3 La Phase B :

Les installations de cette usine sont conçues pour récupérer le GPL contenus dans le gaz de vente produit par l'usine (phase A).

Le GPL comme produit est envoyé dans un pipeline vers (HRM), condensat résultant du fractionnement est renvoyé vers stockage dans la phase A, et le gaz résiduaire est aussi renvoyé aux installations de la phase A pour être dirigé vers la vente ou la réinjection.

I-6-4 .CSC (centre de séparation et compression) :

Elle produit sa propre énergie électrique au moyen d'une centrale électrique de 21MW et un apport à partir de Hamra (ligne de 60KM).

Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits dans l'unité 500. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat. Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP, TBP) sont comprimés dans système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz Rhourde Nous, qui est de 83 bars eff. Les condensats récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur de brut, et puis sont envoyé vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé

et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage de brut dans le système 22 avant expédition. L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

I-6-5 .CPF (centre d'unité de process) :

C'est une nouvelle usine en court de démarrage, et comporte les unités suivantes :

- Slug catché (séparateur tri phasique).
- Les compresseurs boostés ;
- Unité décarbonatation ;
- Unité déshydratation du gaz ;
- Unité d'expansion ;
- Les compresseurs du gaz de vente
- Unité de compression et déshydratation du CO₂
- Les utilités.

I-7. ETUDE DU RESERVOIR :

I-7-1. Définition :

Un réservoir naturellement fracturé est aussi appelé système à double porosité due à une de ses principales caractéristiques : la présence de deux types distincts de milieux poreux (Matrice et fracture) qui présentent différentes caractéristiques de stockage de fluide et de conductivité. (Figure I-5) est un exemple d'un système de double porosité.

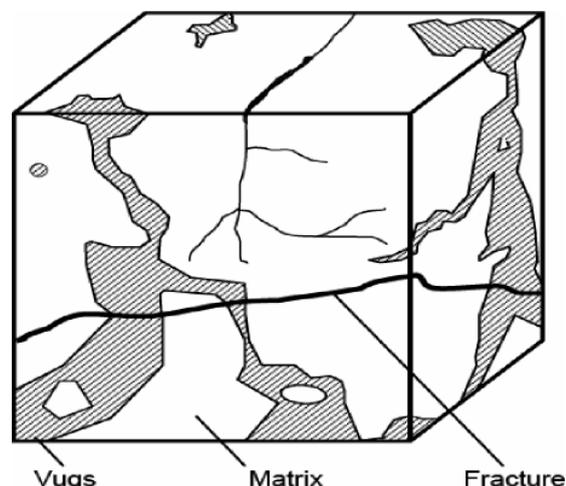


Figure I-5 : système à double porosité.

Les causes principales de la création d'une fracture sont :

- 1) **Diastrophisme de failles et de pliage** : la faille a tendance à générer des fissures le long de sa ligne.
- 2) **L'érosion profonde des overburden** : permet à la partie supérieure d'étendre, de se soulever et la fracture se forme suivant les plans de faiblesse.
- 3) **Rétrécissement de volume** : par exemple, lorsque les schistes perdent de l'eau, les

roches ignées et les roches sédimentaires se dessèchent.

I-7-2. Les différentes formes géométriques :

En raison de la complexité de la géométrie des réservoirs naturellement fracturés (Figure IV. 1.), différentes approches mathématiques ont été développées pour diverses formes géométriques dans le but de simuler l'effet des formes de bloc dans la matrice dans la période de transition.

I-7-2.1. Le modèle Strate :

Dans tous les cas, l'espace entre les blocs correspond à la fracture et les blocs ont une distribution uniforme le long du réservoir. Le modèle strate (Figure I-6) est un bon exemple du réservoir peu profond ou d'un réservoir profond dominé par des failles de chevauchement, ce modèle montre un réservoir uniformément fracturé et stratifié.

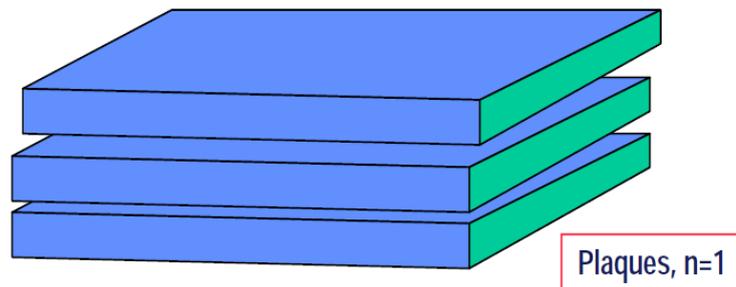


Figure I-6 : Réservoir naturellement fracturé, modèle strate.

I-7-2-2. Le model match stick:

Le modèle match stick (Figure I-7) montre un réservoir uniformément fracturé en plans rectangulaires et est une bonne représentation des réservoirs avec de fractures régionales ou tectonique de cisaillement qui ne sont pas coupés par des fractures horizontales

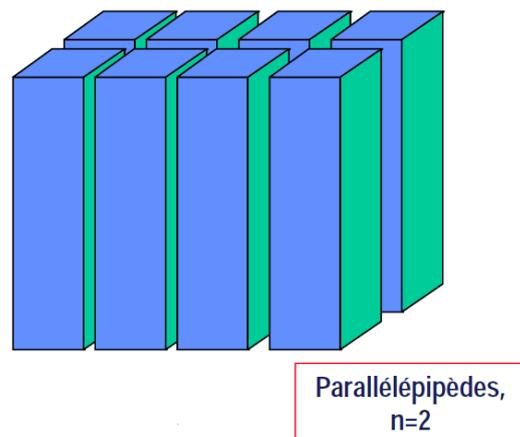
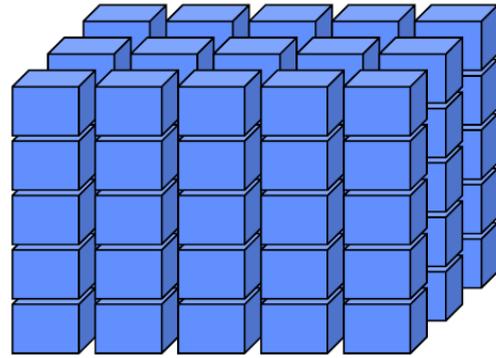


Figure I-7 : Réservoirs naturellement fracturés, Match.

I-7-2.3. Le modèle cube :

Le modèle cube (Figure I-8) montre un réservoir uniformément fracturé en cubes et est un réservoir idéalisé avec des fractures de cisaillement régionales ou tectoniques coupées par des fractures horizontales.



Cubes, n=3

Warren et Root ont conclu que "deux paramètres sont suffisants pour caractériser la déviation du comportement d'un milieu à double porosité d'un support poreux homogène "lorsque les fractures naturelles sont infiniment rigides.

Figure I-8 : Réservoir naturellement fracturé, Modèle cube.

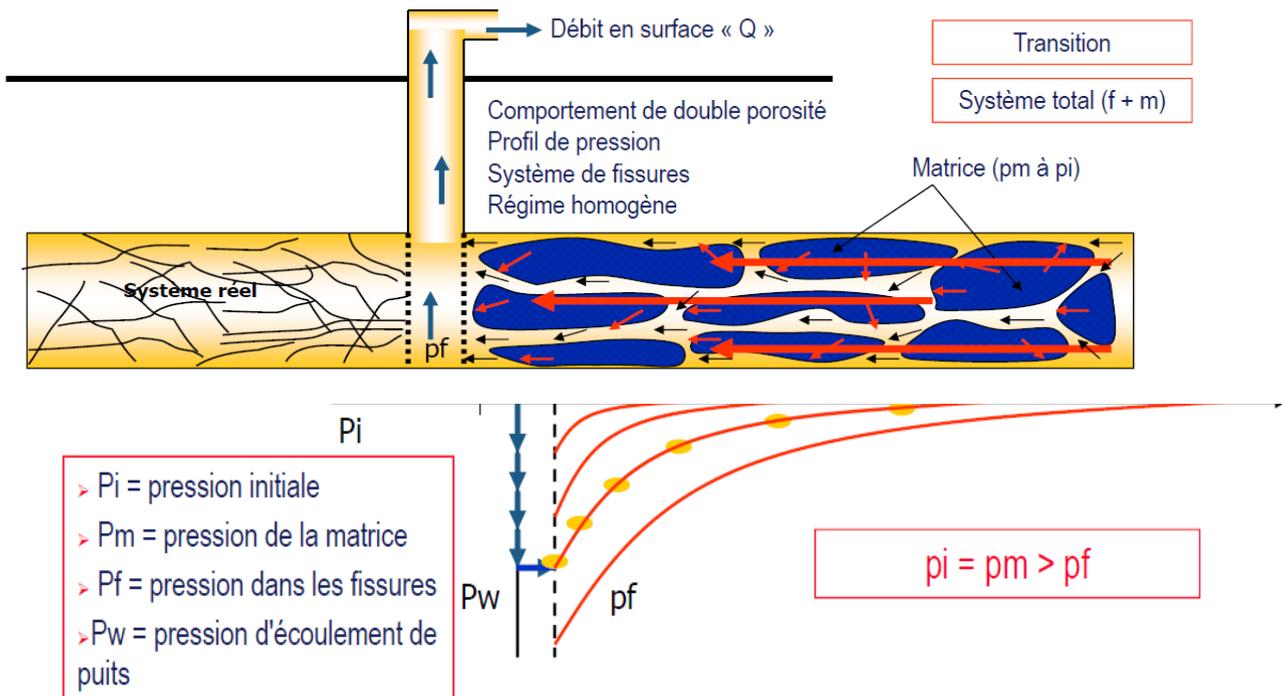
Les deux paramètres qu'ils ont visés sont le rapport de storativité (ω) et l'interporosity flow coefficient (λ).

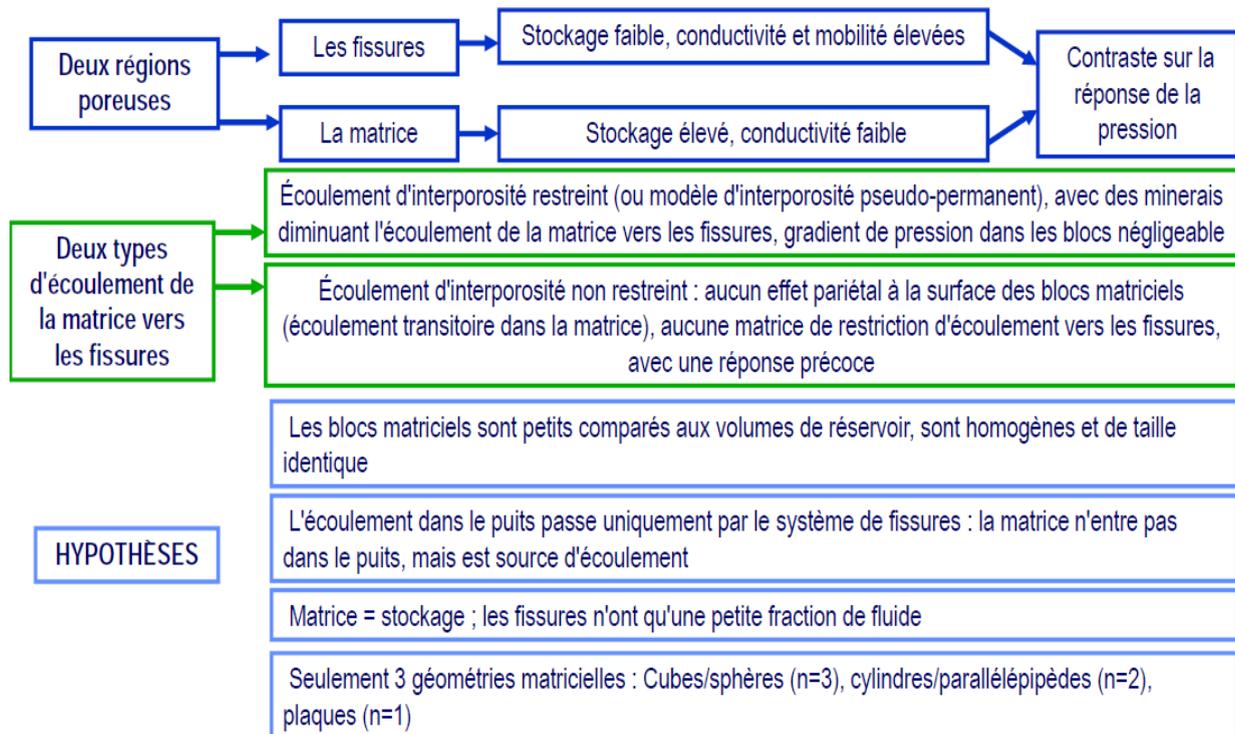
Le rapport de storativité est une mesure de la capacité de la fracture pour le stockage dans le réservoir (de 0 à 1), et l'interporosity flow coefficient est une mesure de la facilité de l'écoulement du fluide à partir de la matrice vers les fractures (de 10^{-3} pour une bonne conductivité à 10^{-9} pour une conductivité faible).

Warren et Root ont défini les coefficients comme suit :

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_{f+m}}$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{K_m}{K_f}$$





I-7-3. Les différents comportements :

Plusieurs modèles ont été développés pour représenter le comportement de pression possible pour les réservoirs naturellement fracturés. Les modèles diffèrent en raison des hypothèses décrivant l'écoulement dans la matrice, les deux plus courantes sont le pseudo-steady state et le modèle d'écoulement transitoire.

En général, ces modèles supposent que la production vient de la matrice vers les fractures, puis au puits de forage.

Cela implique que la matrice a une faible perméabilité et une grande capacité de stockage lorsque les fractures ont une grande perméabilité et une faible capacité de stockage.

3.1. Le modèle Pseudosteady State :

Le modèle Pseudosteady state est le modèle commun pour décrire le comportement de la pression. Les hypothèses générales sont les suivantes :

- Les conditions de l'écoulement du Pseudosteady state sont présentes dès le début de l'écoulement.
- La distribution de la pression dans la matrice est atteinte après une période considérable de débit.
- La pression dans la matrice est en baisse au même rythme dans tous les points. Par conséquent, l'écoulement de la matrice vers la fracture est proportionnel à la différence entre la pression de la matrice et la pression dans une fissure adjacente.

Ce modèle correspond à un grand nombre de tests de pression en champs dans les réservoirs naturellement fracturés. Une raison possible est que les dégâts dans la face de la matrice pourraient régler le travail de l'écoulement de la matrice vers les fractures comme une duse.

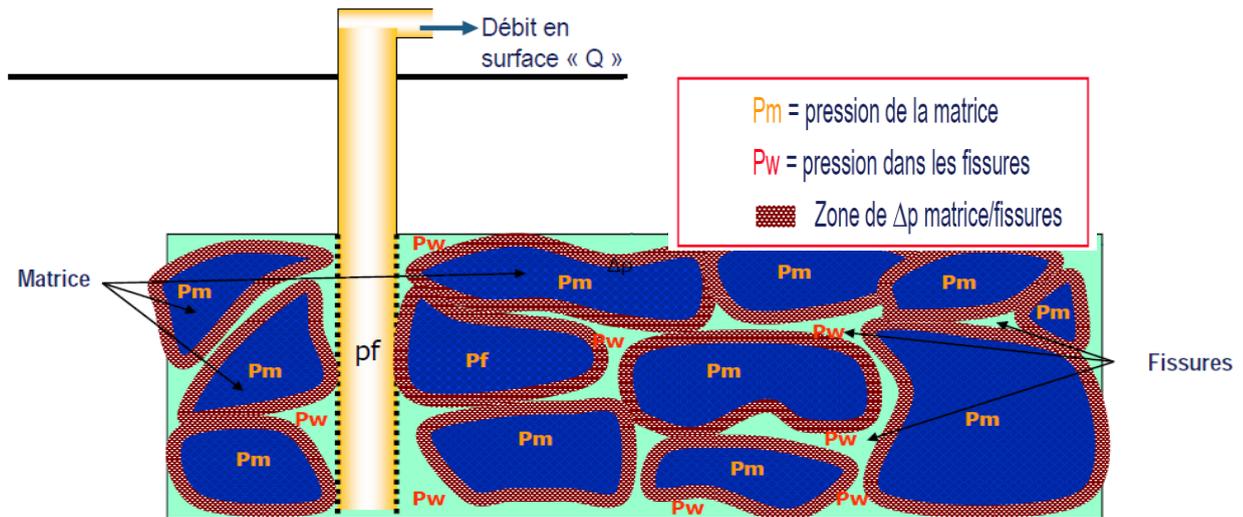


Figure I-9 : Le modèle Pseudosteady State.

Dans le réservoir à écoulement pseudo-permanent à double porosité, la surface de la matrice est endommagée et provoque donc un écoulement pseudo-permanent de la matrice vers le réseau de fissures.

- ✓ Pendant le premier écoulement, la pression chute dans les fissures.
- ✓ Dans la matrice, la chute de pression se produit seulement dans la fine couche périphérique de la matrice puis la pression chute régulièrement à l'intérieur du bloc.

3.2. Le modèle d'écoulement transitoire :

L'hypothèse principale pour ce modèle est que l'équation d'écoulement transitoire est nécessaire pour décrire l'écoulement de la matrice vers le système de fractures. Le Modèle d'écoulements transitoires domine dans les roches à faible perméabilité (tight gas), car de très longues périodes sont nécessaires pour atteindre un état pseudosteady. Ce modèle représente le régime d'écoulement le plus probable, car un Etat pseudosteady n'est atteint qu'à la fin du temps. Cependant, malgré le fait que l'écoulement de la matrice est presque toujours transitoire, il peut présenter un comportement d'état pseudosteady s'il y a un obstacle important à la circulation à partir du milieu moins perméable à un milieu plus perméable.

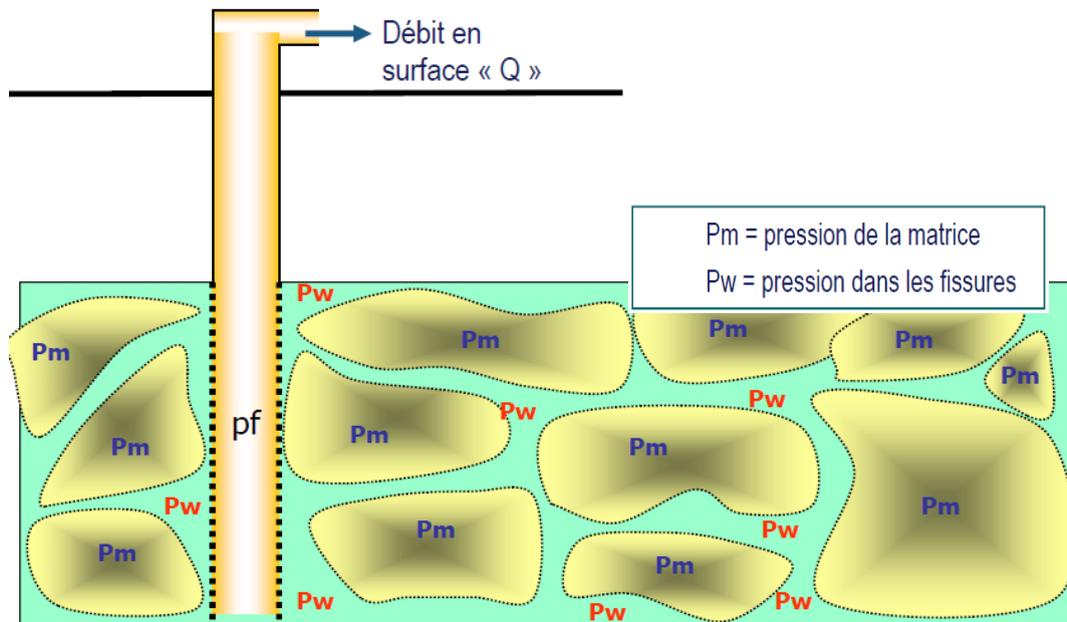


Figure I-10 : Le modèle d'écoulement transitoire.

Dans le réservoir à écoulement d'interporosité non restreint à double porosité, la surface de la matrice n'est pas endommagée et provoque donc un écoulement transitoire de la matrice vers le réseau de fissures.

Pendant le premier écoulement, la pression chute dans les fissures, puis graduellement de la périphérie de la matrice vers le centre de la matrice.

Il existe un gradient de pression du système de fissures vers le cœur de la matrice

I-7-4. Perméabilité Kh :

$$Kh = k_f h_f$$

Dans un réservoir à double porosité, le fluide s'écoule vers le puits par l'intermédiaire du réseau de fissures,

La perméabilité des fissures est beaucoup plus élevée que la perméabilité des blocs.

Le produit épaisseur perméabilité « kh » obtenu à partir de l'analyse d'essai de puits correspond au système de fissures comparé à l'épaisseur nette du réservoir « h ».

La perméabilité obtenue est la perméabilité des fissures équivalente « k_f » s'échelonnant de 10 mD à quelques Darcy.

Si, au lieu d'utiliser l'épaisseur conventionnelle « h » de la zone productrice totale, nous utilisons l'épaisseur cumulée du système de fissures, alors seulement la perméabilité obtenue est la perméabilité intrinsèque des fissures

« k_f », s'échelonnant de 10 à 100 Darcy.

Cependant la perméabilité des fissures équivalente, obtenue à partir de l'essai de puits, est habituellement plus élevée que la perméabilité de la matrice obtenue par des mesures de carotte. Ceci couplé à un skin négatif, peut suggérer qu'un réservoir est fissuré même si les données de pression ne montrent pas une réponse de double porosité.

I-7-5. Porosité

$$\Phi = V_f + \phi_f$$

ϕ_f : Rapport du volume poreux dans le système de fissures sur le volume total du système de fissures ; proche de 1.

ϕ_m : Rapport du volume poreux dans la matrice sur le volume total de la matrice ; très faible.

V_f : Rapport du volume total du système de fissures sur le volume total du réservoir ; très faible.

V_m : Rapport du volume total de la matrice sur le volume total du réservoir ; proche de 1

$$V_f + V_m = 1$$

$$\Phi = \phi_f V_f + \phi_m V_m$$

Dans la pratique et sont proche de 1, la porosité moyenne peut être simplifiée comme :

$$\Phi = V_f + \phi_m$$

Rapport de coefficient d'emmagasinement ω :

Le rapport de coefficient d'emmagasinement ω est le premier paramètre définissant l'hétérogénéité du réservoir.

Il exprime le contraste entre les systèmes de porosité : fissures et la matrice.

Définit la contribution du système de fissures (volume très faible) au coefficient d'emmagasinement total (fissures + matrice, la plupart du volume)

Plus ω est petit, plus le contraste sera visible sur la pression et la dérivée des données de pression

Plus ω est grand, moins le contraste sera visible sur la pression et la dérivée des données de pression

Paramètre d'écoulement d'interporosité λ

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{K_m}{K_f}$$

Le paramètre d'écoulement d'interporosité λ est le deuxième paramètre définissant l'hétérogénéité du réservoir

Il exprime la capacité du fluide à l'intérieur de la matrice à s'écouler dans le système de fissures.

λ est une fonction de la géométrie et de la perméabilité K_m du bloc matriciel

A est lié à la géométrie du réseau de fissure, défini avec le nombre n de familles des plans de fissures.

Pour n=3, les blocs matriciels sont des cubes/sphères

Pour n=2, des cylindres/allumettes

Pour n= 1 se sont des dalles

$$\alpha = \frac{n(n+2)}{r_m^2}$$

Est la taille caractéristique des blocs matriciels.

La valeur est définie comme le rapport du volume V des blocs matriciels sur la surface A des

blocs

R_m Rayon de sphère/cylindre =1, côté du cube et épaisseur de dalle $2 R_m$

Pour les cubes/ sphères $\alpha = 15/R_m^2$

Pour les cylindres $\alpha = 8/R_m^2$

Pour les plaques $\alpha = 3 /R_m^2$

Plus la taille des blocs est importante :

Plus α sera petit, plus λ sera petit :

Ce dernier entrainera la transition de la réponse des fissures à la réponse du système total.

I-8. LES DIFFERENTES SORTES DE RESSOURCES NON CONVENTIONNELLES :

- ✓ Le méthane des gisements de charbon ou grisou
- ✓ les tight gas
- ✓ les hydrates
- ✓ les gaz de schistes (shale gas)

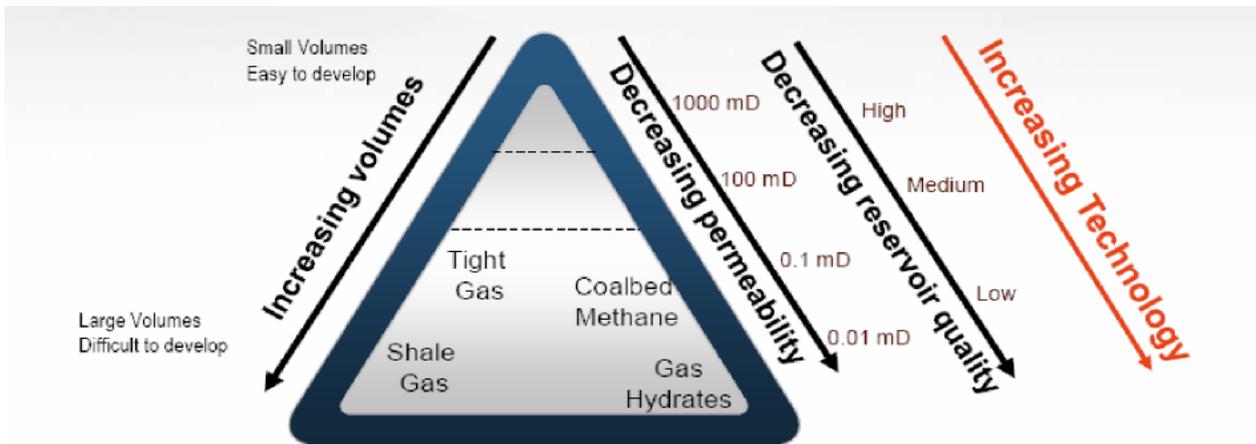


Figure I-11 : Triangle des ressources.

I-8-2-1. Le Gaz de charbon ou grisou (coalbed methane) :

Le gaz de charbon contient naturellement du méthane et du CO₂ dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs, il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle.

I-8-2-2. Les Tight Gas :

On définit le gaz de formation géologique dense (tight gas) comme le gaz naturel pris au piège dans des réservoirs à faible perméabilité in situ de moins de 0,1 millidarcy, L'exploitation du gaz de ces formations impose l'amélioration de la perméabilité des roches Réservoirs. Une technique envisagée est le forage horizontal, souvent en combinaison avec la

fracturation hydraulique des roches réservoirs. Ces méthodes de stimulation permettent d'obtenir des débits de gaz deux à trois fois supérieurs à ceux des puits verticaux conventionnels. Ces gaz (hors hydrates) sont surtout étudiés et exploités aux États-Unis, où ils représentent 30 % de la production. Ces dernières années, environ 3 pour cent du gaz naturel a été extrait des réservoirs de gaz à faible perméabilité. Bien que des réservoirs de gaz naturel dans les formations géologiques denses, existent dans beaucoup de régions dans le monde, seulement les ressources de cette nature des États-Unis ont été évaluées.

I-8-2-3. Les Shale gas:

L'argilite (shale gas) est une variété de roche sédimentaire à grains fins résultant de la consolidation de couches parallèles d'argile ou de boue. Habituellement, les argilites sont composées d'argile, Mica, et Quartz, avec des grains très fins (visibles au microscope <2 micromètre) que celle-ci semble avoir une apparence homogène.

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnelles. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en un point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile.

I-8-2-4. Gas Hydrates :

Les hydrates de méthane sont des structures de glace contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation relativement récente de glace contenant des déchets organiques, la dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le permafrost ou sur le plancher océanique. Le volume de gaz existant sous cette forme est inconnu, variant de plusieurs ordres de grandeur selon les études. Aucune technologie ne permet actuellement d'exploiter ces ressources.

LE DEUXIEME CHAPITRE

II – Les Essais Des Puits

II-1. INTRODUCTION :

Le Well Test est l’une des techniques les plus réponsus dans le domaine pétrolier, c’est un outil très essentiel pour caractériser le réservoir et évaluer ses performances. Contrairement à la sismique qui donne une information globale sur le gisement et à la diagraphie qui donne une information locale, les essais de puits (souvent combinaison de plusieurs) donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l’efficacité des opérations de forage ou de production et des grandeurs dynamiques tels que la pression de gisement, la perméabilité et l’indice de productivité.

II-2. PRINCIPE DES ESSAIS DE PUIITS :

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

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

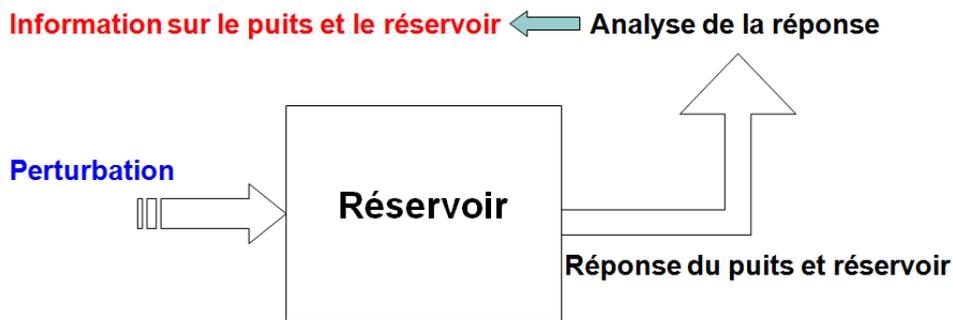


Figure II-12 : Principe des essais de puits.

II-3. EQUATION DE DIFFUSIVITE :

II-3-1. La loi de Darcy :

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux.

La loi de Darcy peut s’exprimer en fonction de la vitesse de filtration du fluide.

$$\vec{V} = \frac{k}{\mu} \text{grad } P \tag{II.01}$$

Cette équation (II.01) représente l’expression vectorielle de la loi de Darcy.

En écoulement permanent radial circulaire, la loi de Darcy s’écrit :

$$q = \frac{2 \pi kh}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \tag{II.02}$$

Elle peut s’intégrer entre deux valeurs le rayon de puits r_w et le rayon de drainage r_e .

$$q = \left(\frac{2 \pi k h}{\mu} \right) \left(\frac{P_e - P_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right) \quad (\text{II.03})$$

II-3-2. L'équation d'état :

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

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (\text{II.04})$$

II-3-3. La loi de conservation de la masse :

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

$$\text{div } \rho \vec{V} + \emptyset \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (\text{II.05})$$

II-3-4. L'équation de diffusivité :

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression en fonction du temps dans le réservoir.

Considérons l'équation de conservation de la masse (II.05). Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy (II.01) et l'équation d'état (II.04) (utilisant l'équation pour un fluide peu compressible), nous obtenons l'expression suivante :

$$\Delta P + C_e (\text{grad} P)^2 - \frac{\emptyset \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (\text{II.06})$$

Et pour résoudre cette équation, on prend en considération ces deux hypothèses :

- Compressibilité des fluides faible et considérée comme constante (c'est le cas du liquide : huile)
- Gradient de pression faible (les vitesses d'écoulement sont faibles dans le réservoir).

Donc le terme $[C_e (\text{grad} P)^2]$ est infiniment petit devant les termes de l'équation précédente, donc on peut la simplifier comme suit :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (\text{II.07})$$

Où : $K = \frac{k}{\emptyset \mu C_t}$ est la diffusivité hydraulique du milieu (c'est le rapport de la mobilité $\left(\frac{k}{\mu} \right)$

et la capacité de compressibilité totale du réservoir (ΦC_t). Avec:

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \quad (\text{II.08})$$

$$C_e = C_t / S_o \quad (C_e : \text{compressibilité équivalente})$$

Si l'écoulement est radiale circulaire, l'équation de diffusivité s'écrit :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (\text{II.09})$$

🔧 Résolution de l'équation de diffusivité :

La résolution de l'équation de diffusivité pour les différentes géométries d'écoulement avec les conditions aux limites est plus facile en introduisant les variables adimensionnelles, et

dépend des conditions initiales et celles aux limites, ces conditions sont exprimées comme suit :

- La pression à l' instant initial est égale à la pression de gisement.
- Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.
- Réservoir infini c'est-à-dire à la limite de la zone de drainage du puits, la pression est égale à la pression de gisement
- L'équation de diffusivité vérifie est :

$$P_i - P_{(r,t)} = - \frac{q_o B_o \mu_o}{4 \pi k h} Ei (-x) \quad (II.10)$$

$Ei (-x)$: est la fonction exponentielle intégrale définie par $- Ei(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$

Où : $x = \frac{\phi \mu c_i r^2}{4k t}$

On remplace " x " dans l'équation (9) on obtient

$$P_i - P_{(r,t)} = - \frac{q_o B_o \mu_o}{4 \pi k h} Ei \left(\frac{-\phi \mu_o c_t r^2}{4 k t} \right) \quad (II.11)$$

Et comme on enregistre souvent la pression dans les essais de puits au fond du puits la solution deviendra en remplaçant « r et P » par « r_w et P_{wf} », et en tenant compte de facteur de Skin :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (II.12)$$

L'expression (II.12) est l'équation utilisée souvent dans les essais de puits.

On utilisant les grandeurs sans dimension suivantes :

- Pression :

$$P_D = \frac{k h}{141.2 q B \mu} \Delta P \quad (\text{en unités pratiques US}) \quad (II.13)$$

- Longueur :

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{en unités pratiques US}) \quad (II.14)$$

- Temps :

$$t_D = \frac{0.000264k \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (\text{En unités pratiques US}) \quad (II.15)$$

En fin l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (II.16)$$

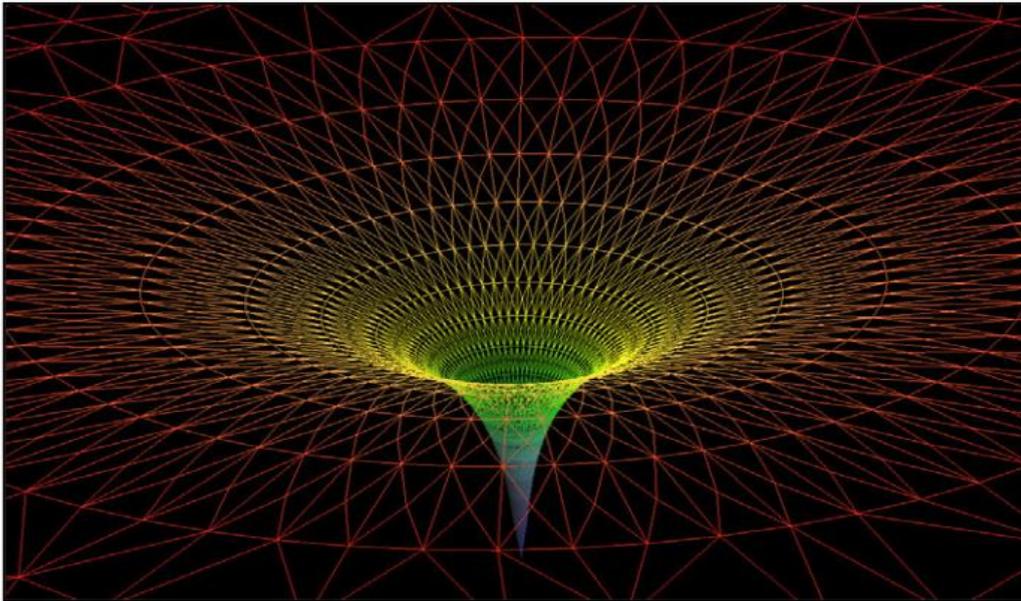


Figure II-13 : Profile de pression du régime d'écoulement radial circulaire.

II-4. LES DIFFERENTS TYPES DES ESSAIS DE PUIITS :

Ils existent plusieurs types des essais de puits qui diffèrent selon la nature du puits et le but recherché à travers l'essai de puits.

II-4-1. Test au cours de forage (drill-stem-test:DST) :

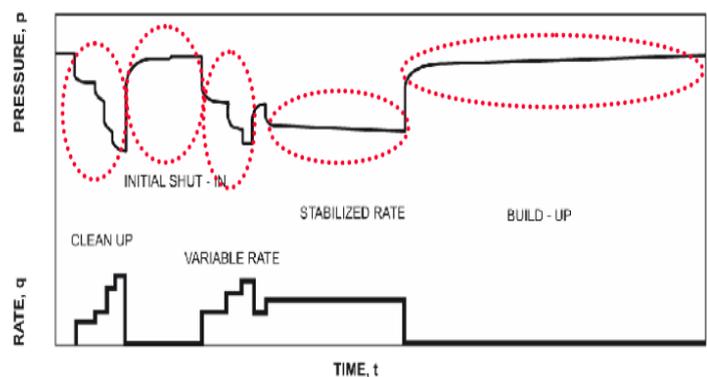
Le DST est un test utilisé dans un puits nouvellement foré. Il est réalisé après un forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de déterminer la nature de fluide, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

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

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

- descente du train de test (BHA) ;
- Ancrage de packer et mise en débit de la formation ;
- Fermeture et enregistrement de la pression de fond ;
- Remontée du train.

Figure II-14: Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.



II-4-2. Test drawdown (essai en débit) :

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 sur la figure (II.02).

L'objectif principal de Drawdown (DD) est d'obtenir la perméabilité moyenne du réservoir, d'évaluer le skin aux abords du puits, le profil de pression, les limites la forme du réservoir et d'estimer les réserves.

Le test (DD) est pratiquement applicable aux :

- Nouveaux puits ;
- Pour les puits où le test B U provoque une énorme perte de production ;

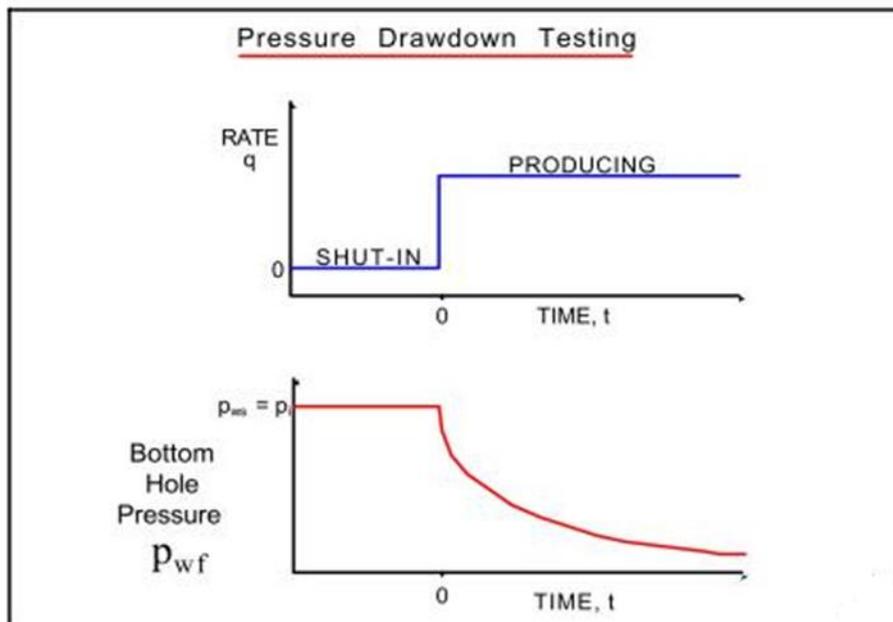


Figure II-15: Essai en débit (Drawdown).

II-4-3 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. Son objectif est de déterminer :

- la pression statique du réservoir P_{ws} .
- l'endommagement aux abords du puits.
- la présence d'une faille proche du puits.
- l'interférence entre puits producteurs.
- les limites du réservoir dans le cas où il n'y a pas un aquifère actif.

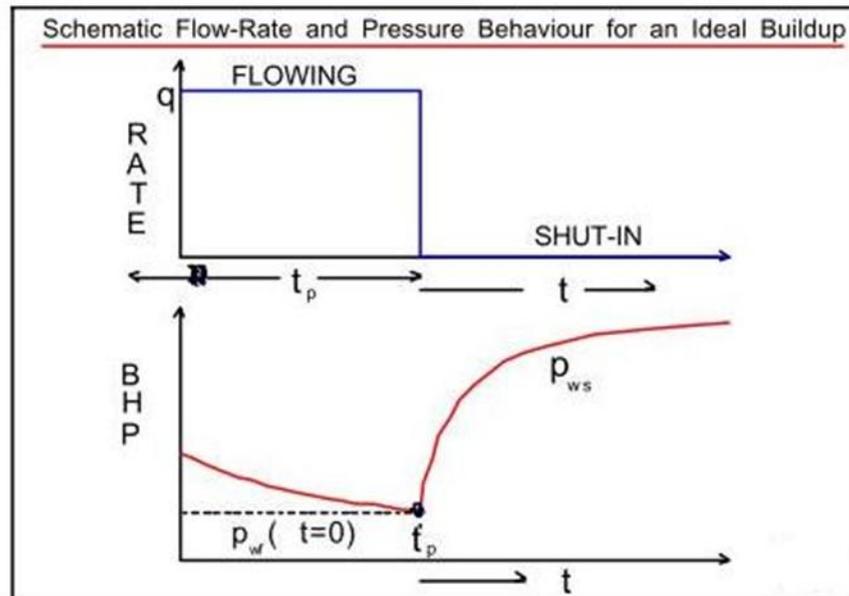


Figure II-16: Essais en fermeture (Build Up).

La figure (II.16) représente le débit avant la fermeture et le comportement idéal de la pression durant la période de Build Up.

La pression est mesurée juste avant la fermeture et enregistrée en fonction du temps pendant la période de remontée. Ensuite, l'analyse des résultats de Build Up est utilisée pour la détermination du modèle de réservoir.

II-5. SPECIFICITES POUR LES PUIITS A GAZ :

II-5-1. Equation de diffusivité pour l'écoulement des fluides compressibles "gaz" :

On sait que l'équation de diffusivité qui y a été établie pour un puits à huile, en faisant plusieurs hypothèses qui sont les plus souvent inacceptables dans un puits à gaz :

- compressibilité faible et constante ;
- viscosité constante ;
- gradients de pression faible.

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

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

$$PV = ZnRT \quad (II.17)$$

La compressibilité de gaz s'exprime par :

$$c_g = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (II.18)$$

On remplace ρ dans l'équation précédente, c_g devient :

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \tag{II.19}$$

Pour un gaz réel la compressibilité est définie en fonction de la pression, pour un gaz idéal Z est égale 1, donc la compressibilité est écrite comme suit $C_g = \frac{1}{P}$.

La combinaison de l'équation de Darcy et d'état, l'équation de diffusivité pour un gaz sera comme suit :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{P}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{P}{\mu Z} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) \tag{II.20}$$

II-5-1-1. La pseudo-pression :

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

$$m(p) = 2 \int_{P_{ref}}^p \frac{P}{\mu Z} dP \tag{II.21}$$

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

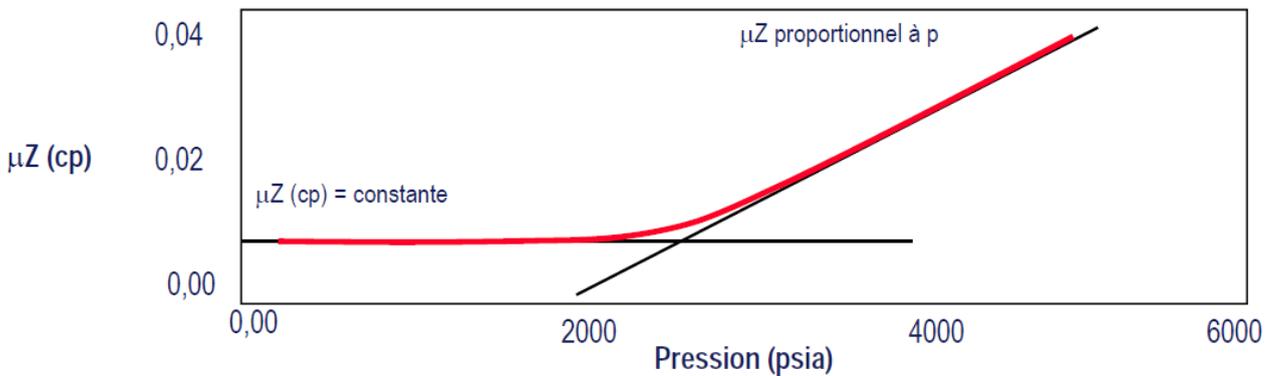


Figure II-17 : variation de f(P)= uZ

Table II-1: Plage de la validité de la pseudo-pression.

DONNÉES DE PRESSIONS D'UN ESSAI DE PUIITS À GAZ < 2000PSI	2000PSI < DONNÉES < 3000 PSI	DONNÉES DE PRESSIONS D'UN ESSAI DE PUIITS À GAZ > 3000PSI
> Le produit μZ est presque constant > (m)p est simplifié en : $m(p) = \frac{2}{\mu_i Z_i} \int_{p_0}^p \frac{p \cdot dp}{1} = \frac{p^2 - p_0^2}{\mu_i Z_i}$	> Aucune simplification possible > Les données de pression doivent être transformées en données de pseudo-pression (m)p	> Le produit μZ est presque proportionnel à p > (m)p est simplifié en : $(mp) = \frac{2p}{\mu Z} \int_{p_0}^p dp = (p - p_0) \frac{2p_i}{\mu_i Z_i}$
> Sur des puits à gaz à basse pression, l'analyse d'essai de puits peut être exécutée sur p^2 (le carré de la pression)	> L'analyse est alors effectuée comme pour les essais de puits à huile, sauf pour la valeur du skin.	> Le gaz est légèrement compressible et a tendance à se comporter comme l'huile. > L'analyse d'essai peut être exécutée directement à l'aide des points de pression de l'essai de puits.
Avec les ordinateurs d'aujourd'hui, les analyses de test de puits à gaz sont systématiquement effectuées à l'aide des pseudo-pressions (m)p.		

II-5-1-2. Le skin :

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

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

Donc le skin globale s'exprimé comme suit :

$$S' = S + qD \tag{II.22}$$

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

II-5-3. Les tests du puits à gaz :

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

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

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

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

II-5-3-1. Le Back Pressure Test:

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,

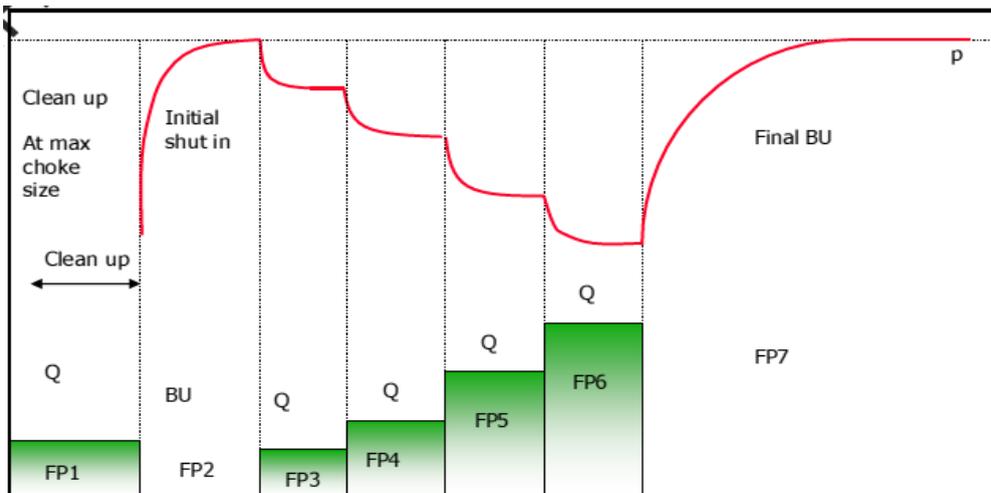


Figure II-18: l'évolution de la pression et du Q=f(t) durant le Back Pressure Test.

II-5-3-2. Le test isochrone :

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

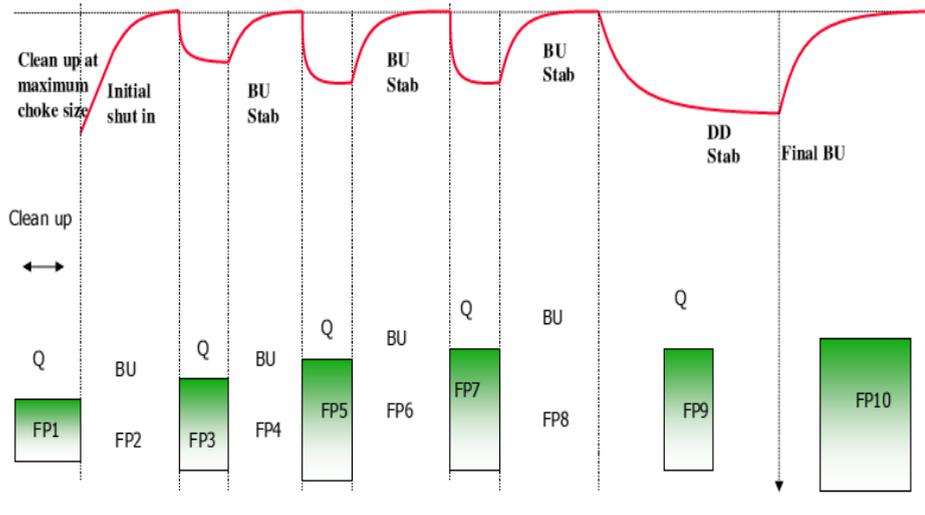


Figure II-19: l'évolution de la pression et du $Q=f(t)$ durant le test isochrone.

II-5-3-3. Le test isochrone modifié :

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

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

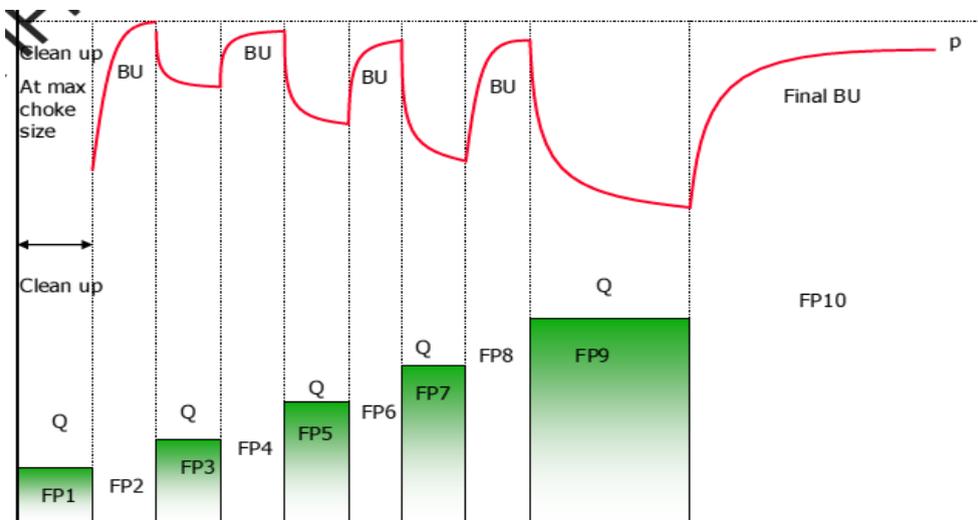


Figure II-20: l'évolution de la pression et du $Q=f(t)$ durant le test isochrone modifié.

II-6. REGIMES D'ECOULEMENT

Il existe essentiellement trois types de régimes d'écoulement à identifier pour décrire le comportement de l'écoulement du fluide et la distribution de la pression du réservoir en fonction du temps :

II-6-1. Ecoulement permanent (steady state flow):

Le régime permanent est identifié si la pression à chaque endroit dans le réservoir reste constante, c'est à dire, ne change pas avec le temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée en tant que :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (\text{II.23})$$

II-6-2. Ecoulement transitoire (unsteady state flow):

L'écoulement transitoire est défini comme l'état de fluide auquel le taux de variation de la pression par rapport au temps à n'importe quelle position dans le réservoir n'est pas nul ou constant.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(x, t) \quad (\text{II.24})$$

II-6-3. Ecoulement semi permanent (Pseudo-steady-state flow):

Lorsque la pression à différents endroits dans le réservoir baisse linéairement en fonction du temps, c'est à dire à un taux de déclin constant, l'état de fluide est caractérisé comme un écoulement semi permanent. Ce dernier est observé quand la perturbation atteint les limites du réservoir. C'est le régime existant dans un réservoir fermé non alimenté en production.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \quad (\text{II.25})$$

II-7. PRESENTATION DES METHODES D'INTERPRETATION :

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

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

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

- Les méthodes conventionnelles ;
- Les méthodes modernes : utilisant les courbes types

II-7-1. Les méthodes conventionnelles :

Elles ont été mises au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70. Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique (radial circulaire, linéaire...etc.) l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. La représentation de la pression en fonction du temps se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir.

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, deux critiques doivent être faites :

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.

II-7-2. Les méthodes modernes :

Les méthodes modernes englobent les planches des courbes types qui se basent sur la dérivée de la pression.

II-7-2-1. Planches des courbes types :

Les courbes types sont apparues pour la première fois concernant les essais de puits en 1970.

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. 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 libellé de la courbe.

Ces courbes types sont toujours représentées en grandeur adimensionnelle (P_D , t_D , r_D et C_D) sur un papier log-log ayant sur les axes, des groupements de variables sans dimension.

Les courbes types correspondant à une représentation de la forme : $P_D = P_D(t_D, C_D, S)$

Les principaux objectifs des courbes types sont :

- Situer le début du droit semi-log
- Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh , C , S) pour la confrontation avec les résultats d'analyse semi-log
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Ω , λ)
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

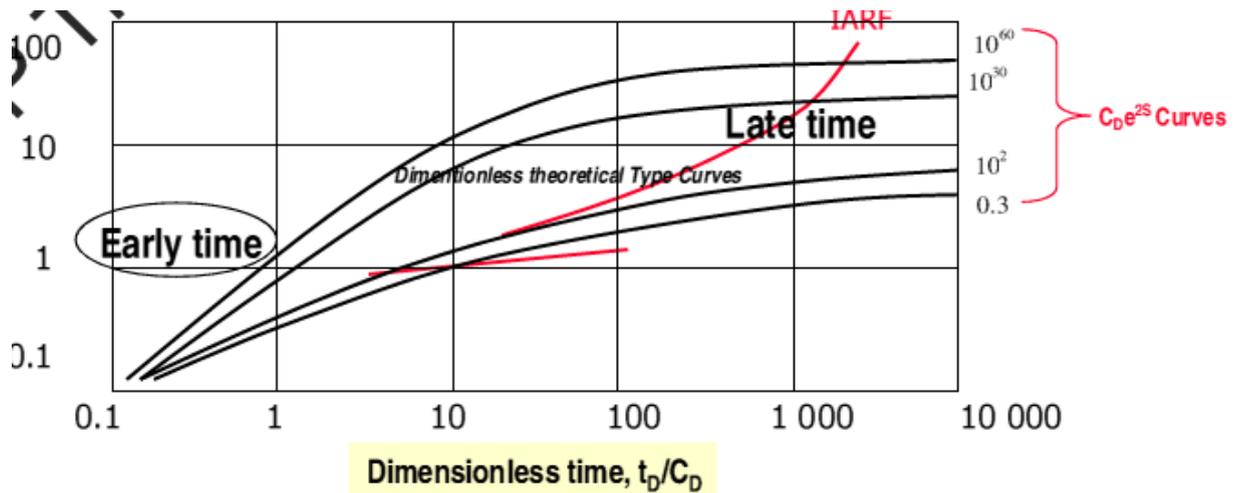


Figure II-21: Calage de courbe type avec la dérivée.

II-7-2-2. La méthode de la dérivée :

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

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types.

La dérivée est représentée sur un 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 : $\frac{dP_D}{d(\ln(t_D/C_D))}$ en débit.

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

- 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.

Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimée par une valeur de $C_D e^{2S}$.

La méthode d'interprétation est similaire à celle développée sans la dérivée.

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.

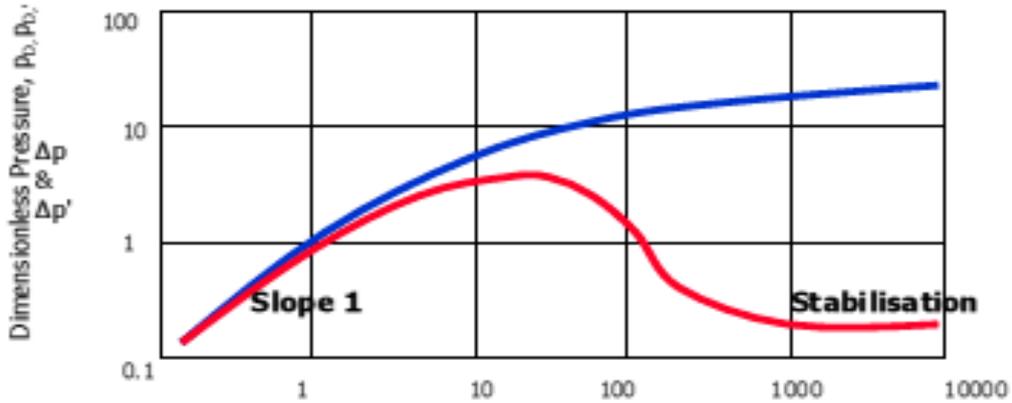


Figure II-22: La courbe de pression et de sa dérivée.

Il existe une nouvelle méthode appelée **Tiab Direct synthesis** remédie ces problèmes par l'analyse de plot (log –log) de pression et sa dérivée en fonction de temps Sans avoir recours aux courbes types.

II-8. QUELQUES TYPES DE CONFIGURATIONS RESERVOIR-PUITS :

Pour faciliter l’analyse et l’interprétation des résultats des tests, il est judicieux de présenter quelques configurations réservoir-puits pour mettre en valeur l’utilité de la courbe de la dérivée de pression. Pour cela on distingue :

II-8-1. L’effet de wellbore storage et de skin :

Les techniques du matching des courbes types assument que le Wellbore Storage est constant (représenté par une pente unitaire passe par l’origine dans le premier temps).

Cependant, ce n'est pas toujours opérationnellement possible de garder un Wellbore Storage constant. Parmi les causes du changement du WBS, la redistribution des phases du fluide aux abords du puits : la séparation de gaz se fait au fond de puits ($P_{fd} \leq P_b$).

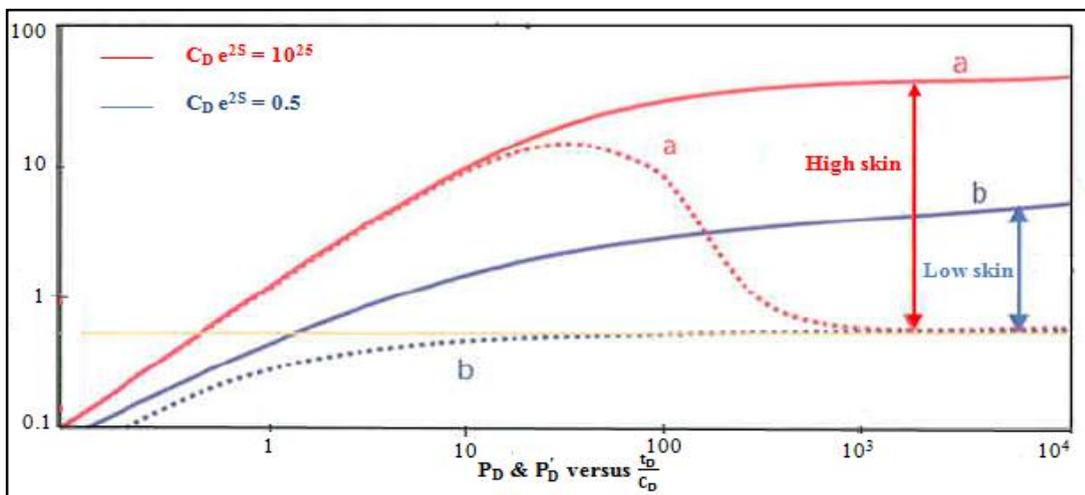


Figure II-23: l’effet de WBS et de skin sur la pression et sa dérivée.

II-8-2. Les modèles des puits :

II-8-2-1. Les puits verticaux à réservoir homogène :

Dans le cas général, le puits est considéré comme un vertical à complétion totale avec l'influence d'un réservoir homogène infini.

Régimes caractéristiques :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement radial (Infinite Acting Radial Flow) : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur (kh) et le skin (S))

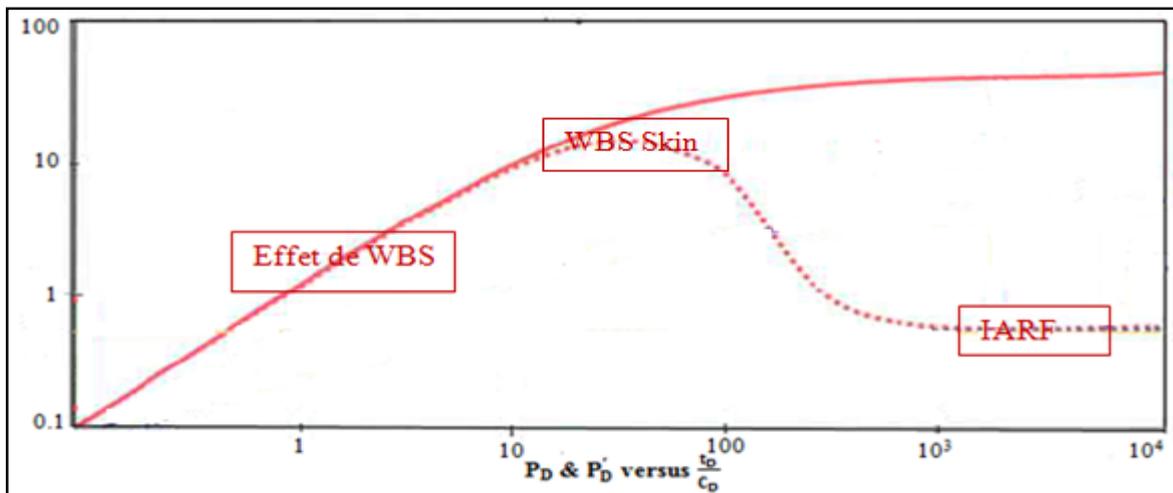


Figure II-24: Réponse log -log du puits vertical dans un réservoir homogène infini.

II-8-2-2. Les puits à pénétration partielle (well limited entry) :

Ce modèle suppose que le puits produit à partir d'un intervalle plus petit que l'épaisseur de la couche productrice :

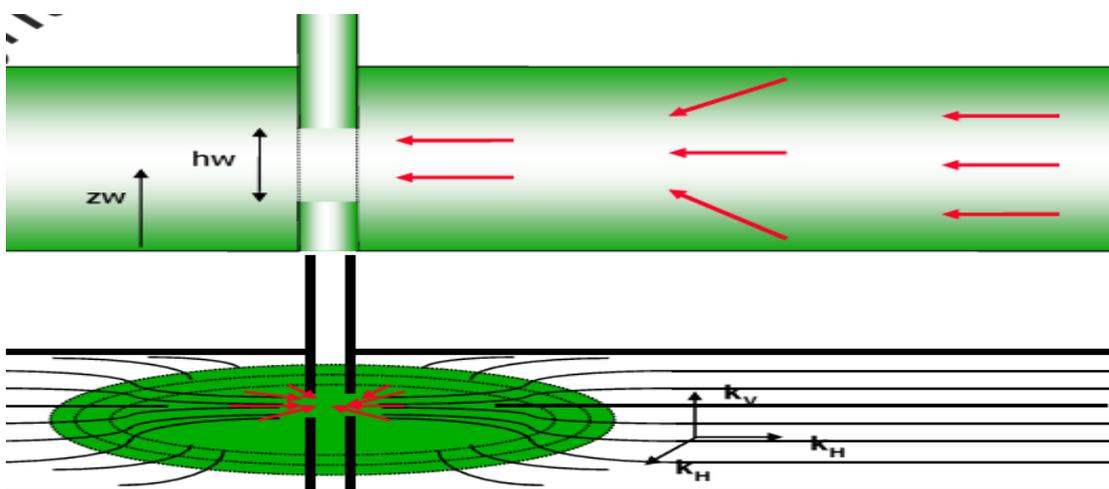


Figure II-25: Modèle de puits à pénétration partielle.

Régimes caractéristiques :

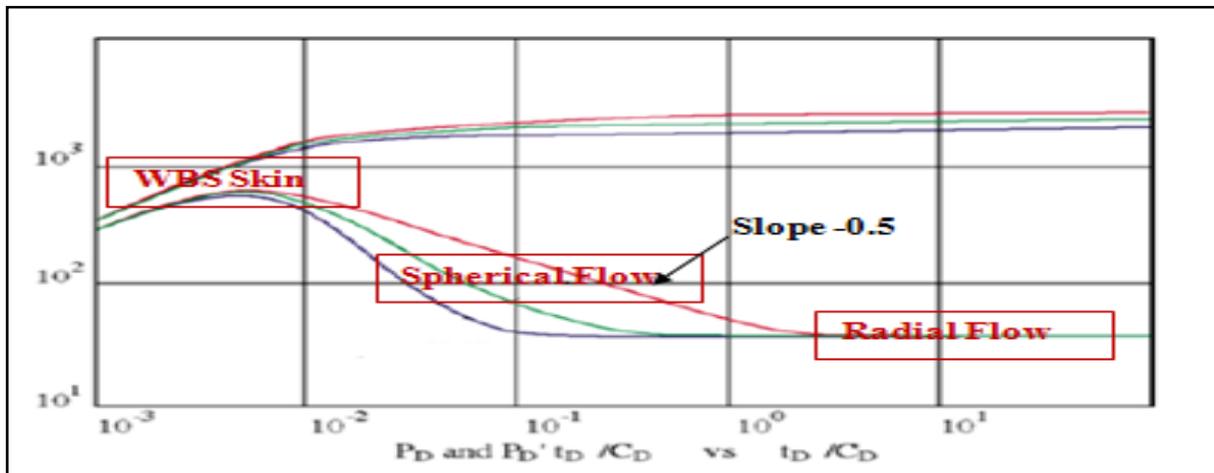


Figure II-26: Réponse log- log de puits à pénétration partielle dans un réservoir homogène infini.

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement radial face à l’intervalle perforé : première stabilisation de la dérivée à 0.5 h/h_w. (Résultats : perméabilité pour l’intervalle perforé k h_w et skin S_p ou S_w).
- Ecoulement sphérique (hémisphérique) : droite de pente (-0.5) sur la dérivée. (Résultats : anisotropie de perméabilité k_v / k_h).
- Ecoulement radial sur l’épaisseur totale : seconde stabilisation de la dérivée à 0.5. (Résultat : perméabilité k h et le skin total S_t).

Analyse spécialisée :

Ce modèle est caractérisé par l’écoulement sphérique ou hémisphérique.

La perméabilité sphérique et le rapport d’anisotropie sont déterminés à partir de la pente m_{sph} de l’écoulement sphérique.

$$k_s^{3/2} = 2452.91 \frac{q B \mu \sqrt{\phi \mu C_t}}{m_{sph}} \tag{II.26}$$

$$\frac{k_v}{k_h} = \left(\frac{k_s}{k_h}\right)^3 \tag{II.27}$$

Les paramètres de l’écoulement radial au niveau des perforations (k h_w,S_p), et de l’écoulement radial sur toute l’épaisseur sont déterminés à partir de la pente de la courbe log-log.

II-8-3. Les modèles des réservoirs :

II-8-3-1. Le modèle double porosité (réservoir fissuré, non homogène) :

Le modèle de double porosité (2Ø) concerne le réservoir fissuré qui est composé d’une matrice des blocs des roches, connecté au puits par des fissures naturelles qui ont une faible capacité et une grande perméabilité.

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

avec le modèle homogène :

- **Contraste de capacité (ω)** : le paramètre ω caractérise le contraste de capacité qui existe entre les fissures et l'ensemble du réservoir.
- **L'échange matrice-fissure (λ)** : caractérise la facilité avec laquelle les fluides s'échangent avec matrice et fissures, il est dominé par le contraste de perméabilité (K_m / K_f).

Pour décrire l'écoulement matrice fissures, deux approches sont proposées :

II-8-3-1-1. 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.

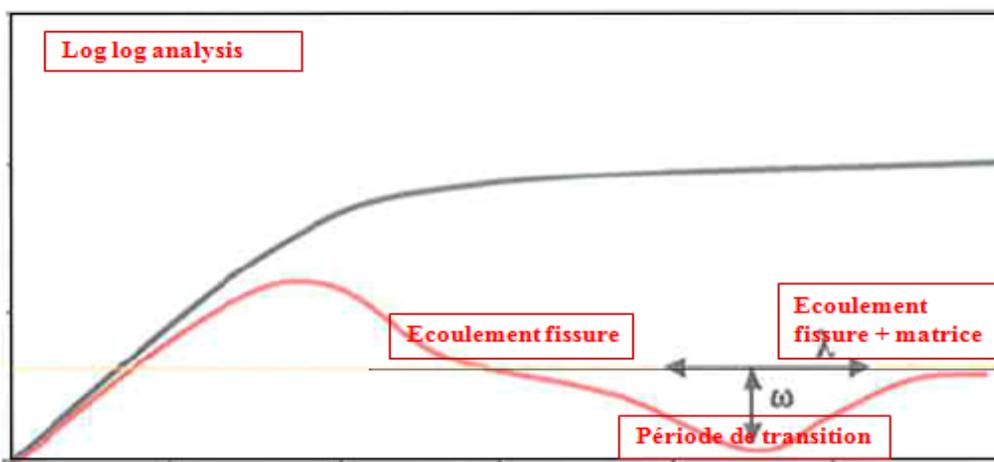


Figure II-28: Réponse de la modèle double porosité, pseudo steady state.

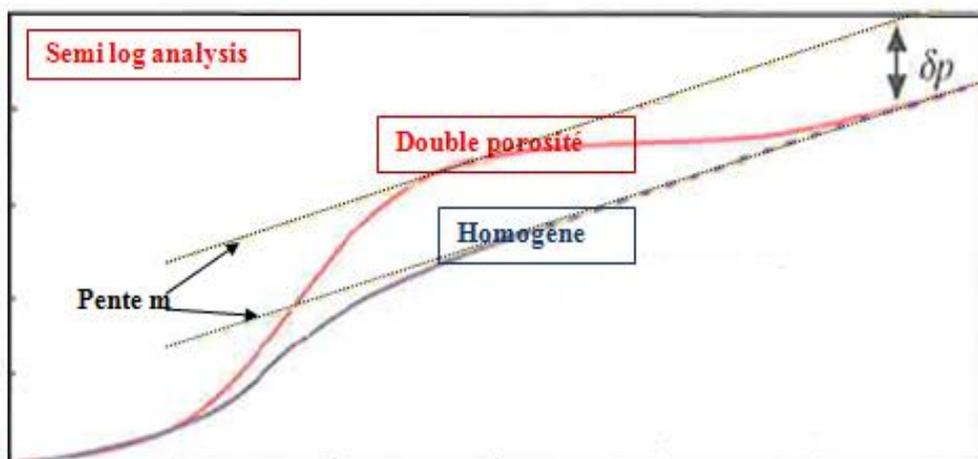


Figure II-27 : Graphe semi-log : comparaison des réponses homogène et de double porosité.

Influence de ω dans le régime pseudo-permanent :

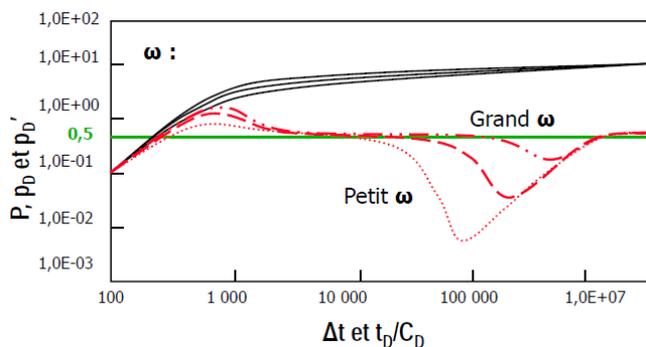


Figure II-30: Influence de ω (écoulement pseudo-permanent) graphe log-log.

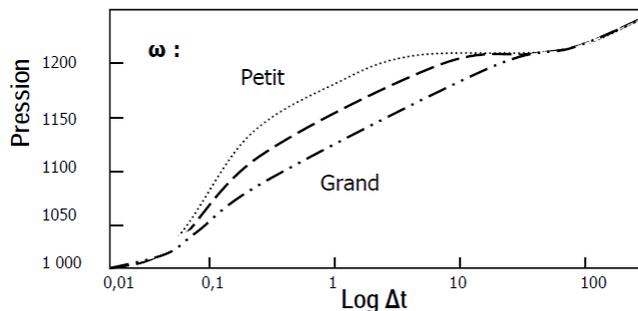


Figure II-29: Influence de ω (écoulement pseudo-permanent) graphe semi-log.

Influence de λ dans le régime pseudo-permanent :

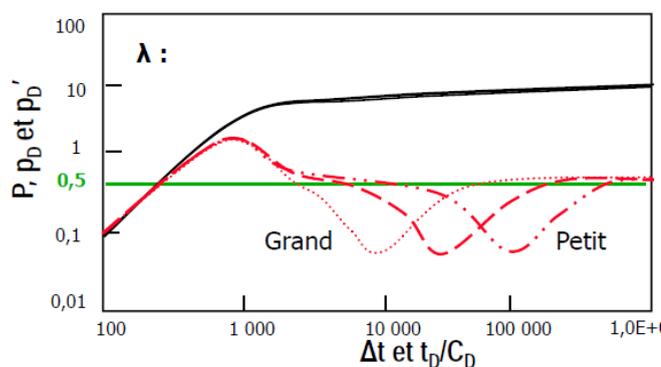


Figure II-32: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe log-log.

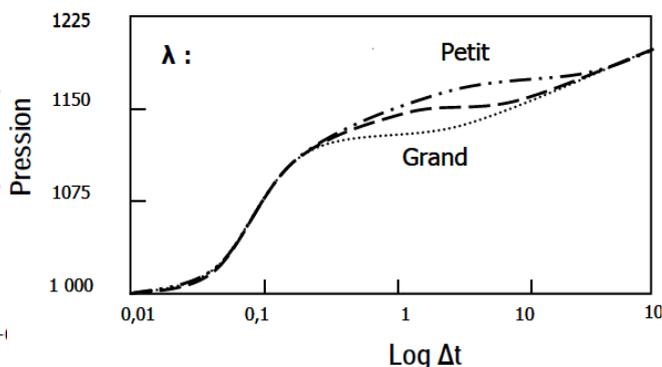


Figure II-31: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe semi-log.

II-8-3-1-2. 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.

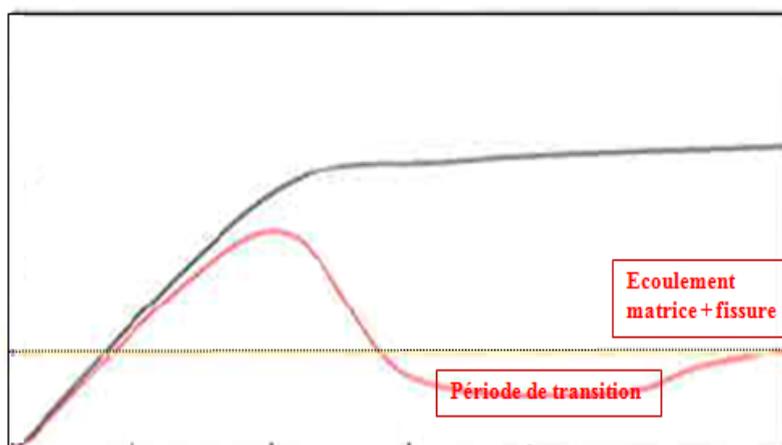


Figure II-33: Réponse log- log du modèle double porosité, transitoire.

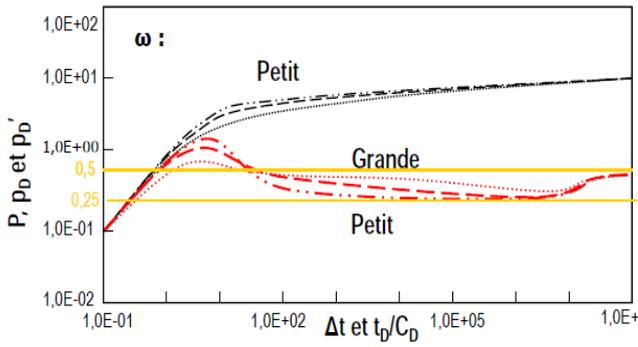


Figure II-37: Influence de ω (écoulement Transitoire) graphe log-log.

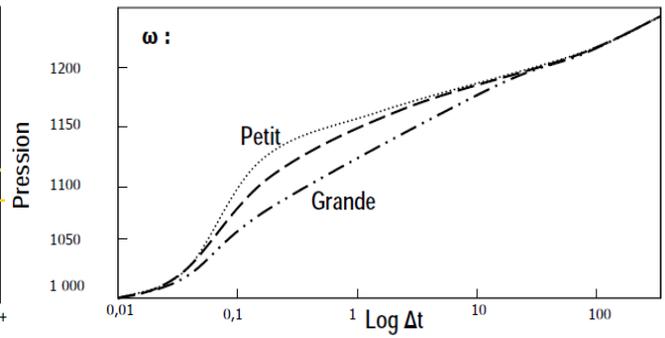


Figure II-36 : Influence de ω (écoulement Transitoire) graphe semi-log.

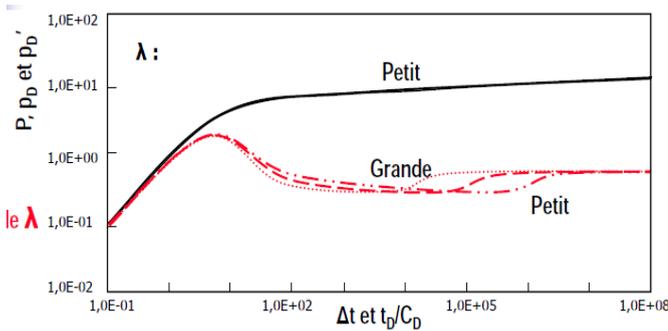


Figure II-35: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe log-log.

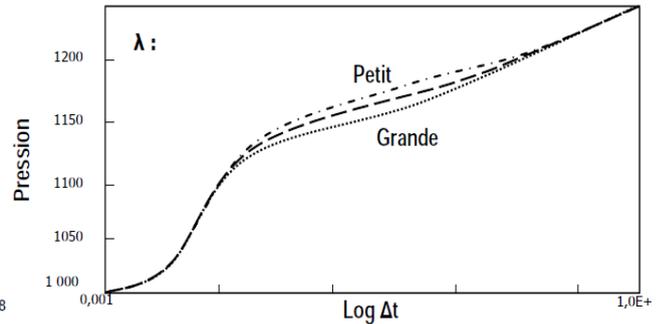
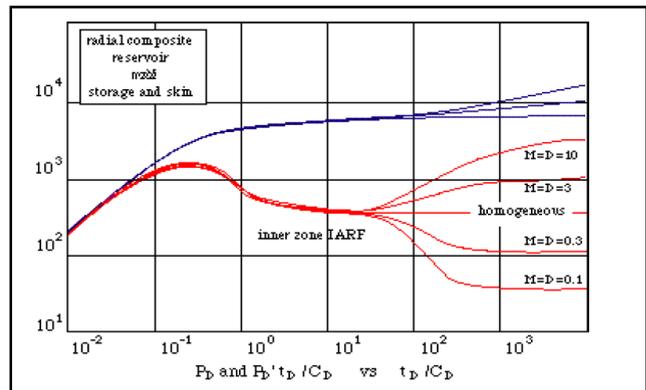
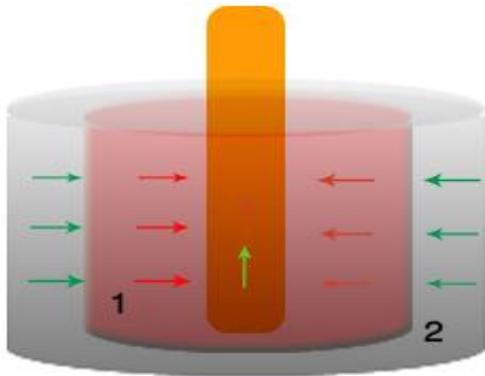


Figure II-34: Influence de λ (écoulement pseudo-permanent) graphe semi-log.

II-8-3-2. Le modèle composite radial :



Les deux zones ont des caractéristiques d'un réservoir homogène, sans perte de pression à l'interface entre les deux.

Les paramètres qui définissent le changement d'une zone à une autre sont :

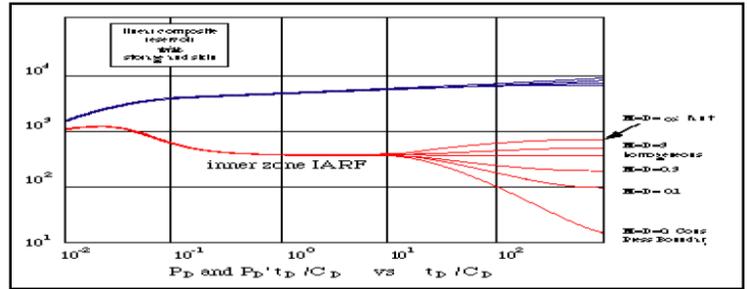
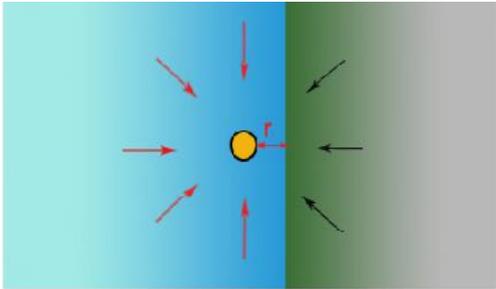
Le rapport de mobilité : $M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2}$

Le rapport de diffusivité : $D = \frac{(k/\phi \mu C_t)_1}{(k/\phi \mu C_t)_2}$

Dans la réponse de la pression, on observe en premier la réponse de la zone intérieure, puis le comportement de la pression selon les propriétés de la zone extérieure.

II-8-3-3. Le modèle de composite linéaire :

C'est le cas d'un puits producteur dans un réservoir homogène infini dans toutes les directions sauf une.



II-8-4. Les modèles des limites :

II-8-4-1. Faille (Sealing Boundary) :

➤ **Description :**

La condition limite qui est traitée sous l'appellation de faille correspond à une barrière linéaire infinie à flux nul.

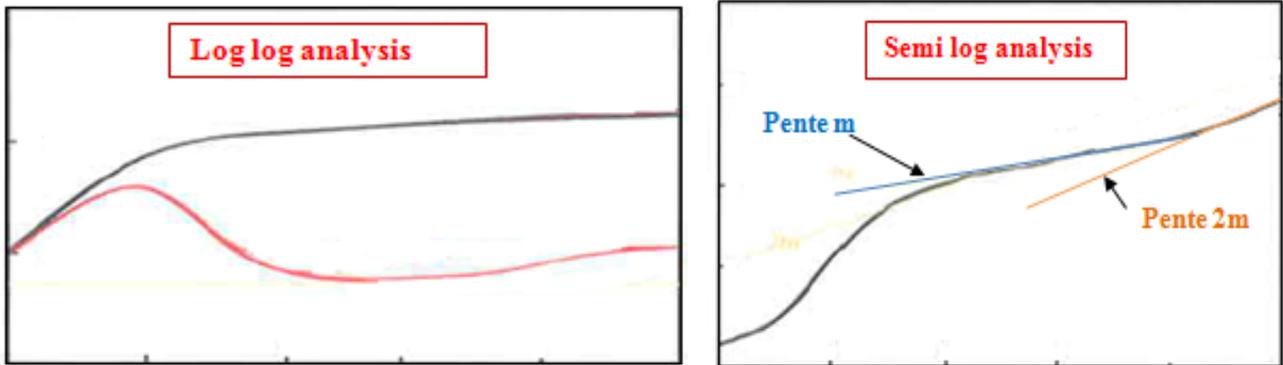


Figure II-38: Réponse de puits avec effet de faille aux limites.

➤ **Analyse spécialisée :**

La détermination de la distance entre la faille et le puits se fait par l'intersection des deux droites semi log de pente m et de pente 2m. (Le temps d'intersection de deux droites est t_x).

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{k \Delta t_x}{\phi \mu C_t}} \tag{III.28}$$

II-8-4-2. Deux failles étanches parallèles (le chenal) :

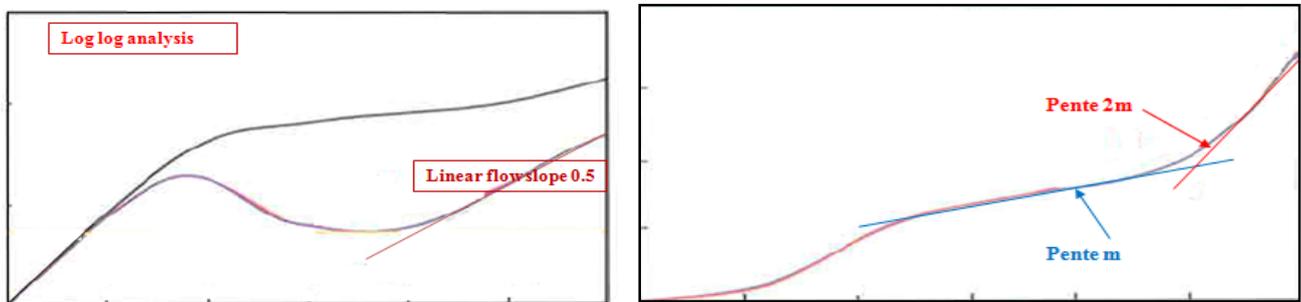


Figure II-39: Réponse de puits avec limite chenal.

Analyse spécialisé :

D'après la pente de l'écoulement linéaire, on détermine la largeur du chenal.

$$m_L = \frac{8.13 q B}{h (L_1 + L_2)} \sqrt{\frac{\mu}{k \phi C_t}} \tag{II.29}$$

II-8-4-3. Réservoir fermé :

Les limites constituent une aire fermée à flux nul.

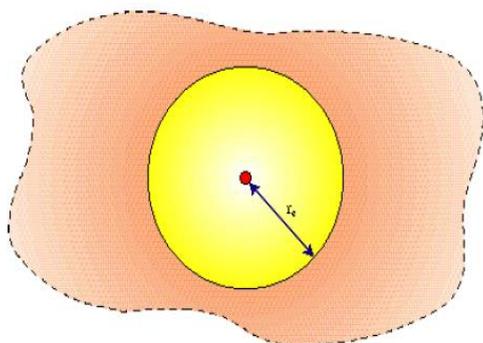


Figure II-40: Modèle de réservoir fermé.

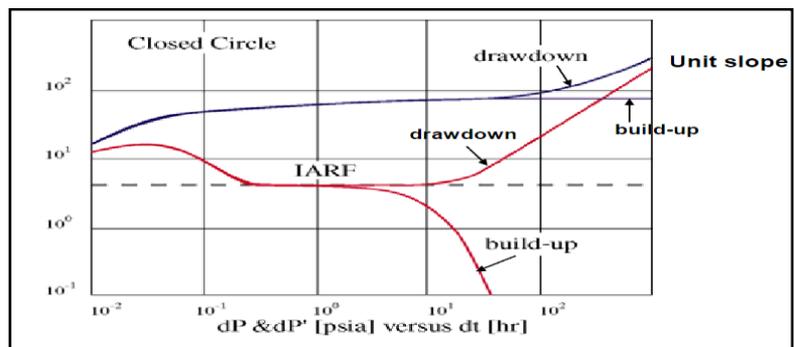


Figure II-41: la réponse du modèle fermé sur log-log.

La réponse de puits dans un réservoir fermé présente deux cas :

- le premier cas, le régime d'écoulement devient pseudo permanent, le puits est en production (DD) et la perturbation atteint les limites.
- Dans le second, le puits est fermé (BU) et la perturbation atteint les limites, le puits se comporte donc comme dans un réservoir avec limite de pression constante.

LE TROISIEME CHAPITRE

III-Analyse nodale

III-1. INTRODUCTION :

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par de 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 pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits, elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50 et la méthode d'analyse de système a été appelée "*analyse nodale*" par K. E.

La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré).

III-2. L'IMPORTANCE DE L'ANALYSE NODALE :

III-2-1. Système de production :

N'importe quel puits de production est foré et équipé d'une complétion pour extraire de l'huile, le gaz, ou de l'eau à partir du réservoir jusqu'à la surface.

Pour surmonté des pertes de charge dans le système de production (tubing, collectes) pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Les fluide doivent se déplacer à partir du réservoir (milieu poreux), le système de conduites (tubing, collectes) en s'écoulant finalement dans les séparateurs.

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans lesquelles les pertes de charges se produisent. La **Fig. (III-42)** : montre un schéma d'un système producteur simple.

Ce système se compose de trois phases :

- ✓ Ecoulement dans le milieu poreux ;
- ✓ Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles ;
- ✓ Ecoulement dans les pipes horizontales ;

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 $\bar{P}_r - P_{sep}$

Avec : \bar{P}_r et P_{SEP} sont la pression moyenne de réservoir et la pression de séparation respectivement.

La chute de pression le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production qui sera contrôlé par les composantes choisies, elle est défini par la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système.

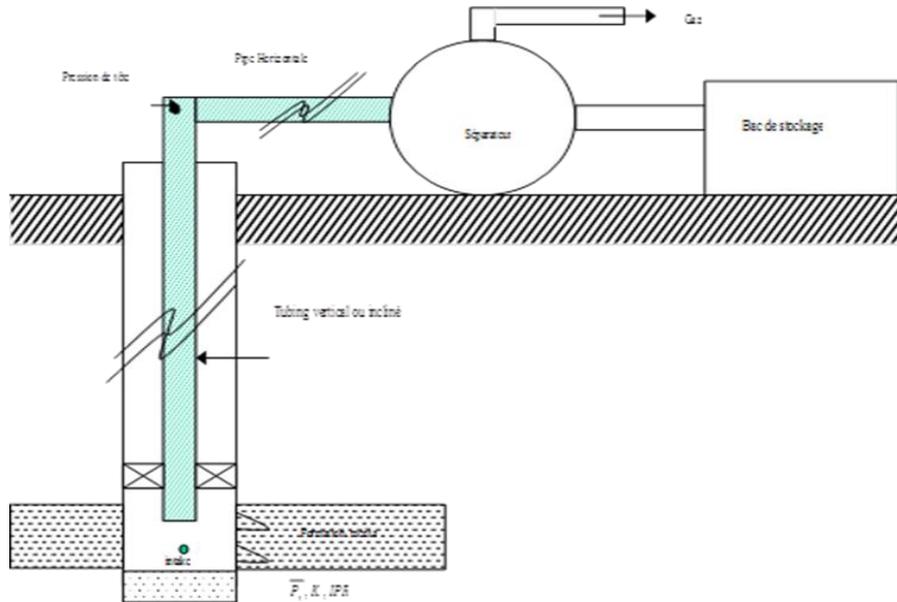


Figure III-42: Système de production simple.

Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, un changement de la chute de pression dans une composante peut influencer le comportement de chute de pression dans toutes les autres.

La conception finale d'un système de production ne peut pas être séparée en une performance de réservoir ou en une performance du système de pipes et être manipulée indépendamment.

Le *taux de production (deliverability)* d'un puits peut souvent être sévèrement limité par la performance d'une seule composante dans le système. Si l'effet de chaque composante sur toute la performance du système peut être isolé, alors la performance du système peut être optimisée de la manière la plus économique.

La **Fig. (III.43)** : **montre** les diverses pertes de charge qui peuvent se produire dans le système réservoir-séparateur.

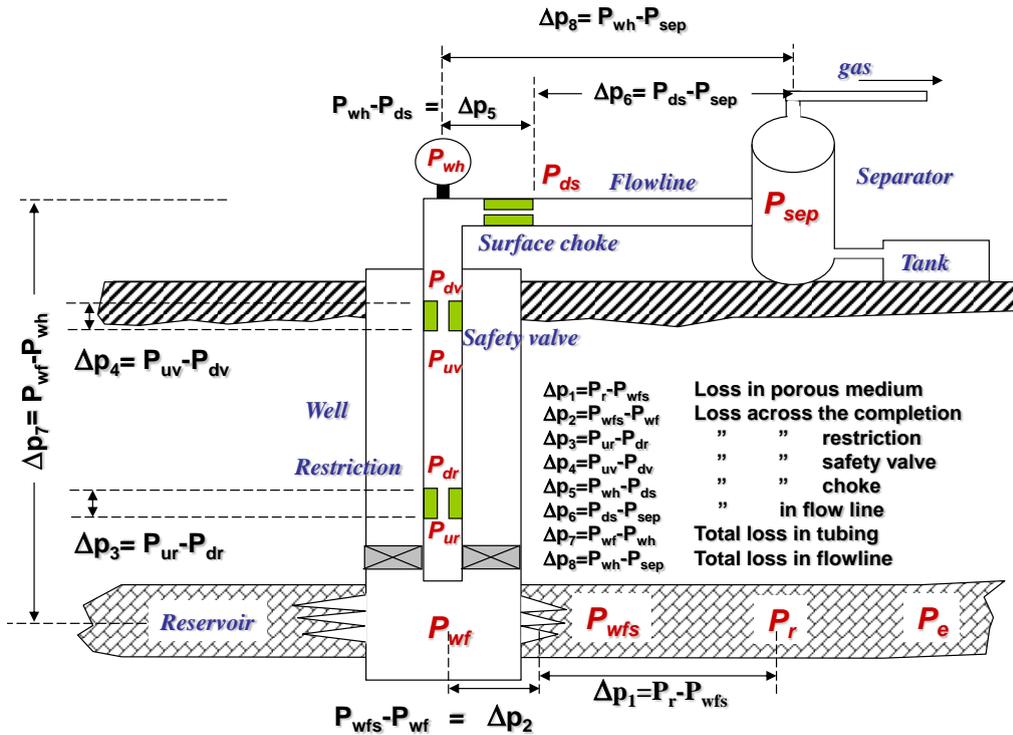


Figure III-43: Pertes de charges possibles dans le système de production.

III -2-2. Objectif de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ Optimiser le système pour produire le débit voulu auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion.
- ✓ 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-lift.

III-2-3. Application de l'analyse nodale :

- ✓ Certaines des 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.

III-3. CONCEPT DE L'ANALYSE NODALE :

Afin de résoudre tout le système de production, des nœuds sont placés le long du système, ces nœuds sont définis par différentes équations ou corrélation.

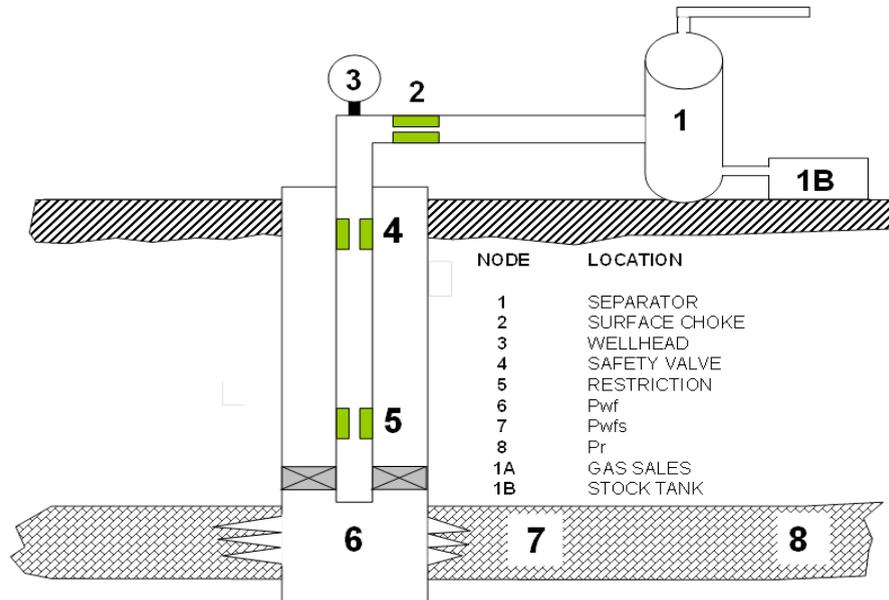


Figure III-44: Position des différents nœuds

Les nœuds sont classés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont la pression de gisement \bar{P}_r et la pression de séparation P_{sep} ou la pression de tête P_{wh} si le puits est commandé par la Duse.

III-4. PROCEDURE D'APPLICATION DE L'ANALYSE NODALE :

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

1-Marquez un objectif spécifique pour le cas (tel que déterminer le diamètre de Tubing).

2-Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.

3-Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement) et les corrélations désirées.

4-Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement.

5-Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits.

6-Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires.

7-Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas.

III-4-1. Le point de fonctionnement du puits :

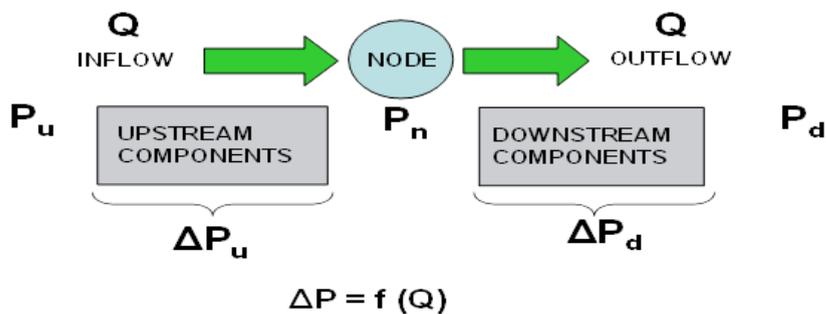
Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système.

Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

Le débit entrant égal à celui sortant.

Une seule pression peut exister.

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



$$\left\{ \begin{array}{l} P_{node} = P_u - \Delta P_{upstream\ components\ (1)} = f_1(Q) \\ P_{node} = P_d + \Delta P_{downstream\ components\ (2)} = f_2(Q) \end{array} \right.$$

Inflow:

$$P_{node} = P_r - \Delta p \tag{III.1}$$

Outflow:

$$P_{node} = p_{sep} + \Delta p \quad \text{Où} \tag{III.2}$$

$$P_{node} = p_{tête} + \Delta p \quad (\text{Dans ce cas}) \tag{III.3}$$

Il suffit de tracer sur le même graphique la réponse du réservoir et la réponse du tubing.

Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (**Q, P_{wf}**).

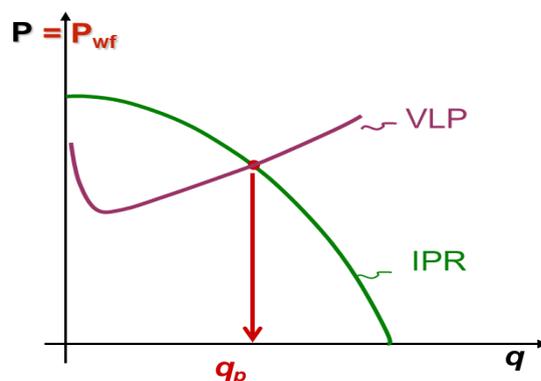


Figure III-45: Inflow & Outflow performances.

L'effet du changement de n'importe quelle composante qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée.

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

La procédure est la suivante :

Choisir les composants à optimiser.

Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisis.

Développer les expressions pour l'Inflow et l'Outflow.

Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR (Inflow Performance Relationship) c'est à dire la représentation de la pression de fond dynamique P_{WF} en fonction de débit de production.

Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'Inflow ou l'Outflow.

III-5. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP – IPR:

III-5-1. Types de l'IPR :

La construction de la courbe IPR 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 nœud au fond).

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, l'équation de base sur laquelle toutes les diverses formes sont basées est la loi de Darcy qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé, bien que la forme de cette équation puisse être toute a fait différente pour différents types de fluides, elle est donnée par :

$$\frac{Q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (III.4)$$

Plusieurs méthodes de calcul sont utilisées pour la construction de l'IPR :

La méthode de L'IP : (indice de productivité)

D'après The equations of flow tell us that when a well is first opened to production, a pressure wave moves through the reservoir causing the pressure in the affected region to decrease continuously with time. Les équations de l'écoulement et lorsque le puits est ouvert à la production, une onde de pression se déplace à travers le réservoir provoquant la pression dans la région touchée afin de diminuer continuellement avec le temps. Under these transient or infinite-acting conditions, the pressure at any given radius drops rapidly at first and then stabilizes with time.

En vertu de ces passagères ou infini les conditions d'agir, les pressions en tout rayon donné diminue rapidement au début, puis se stabilise avec le temps. The pressure at the wellbore, P_{wf} , follows the same pattern for a constant production rate (Figure 1La pression au fond du puits P_{wf} suit le même schéma pour une production constante.

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits s'approche d'une valeur stable qu'on utilise comme une approximation des équations de l'écoulement à l'équilibre dans notre analyse.

La différence entre la pression du réservoir moyen et le fond du puits est appelée le pressure Drawdown ($P_r - p_{wf}$) qui va entraîner un débit Q et définit l'indice de productivité J donnée par :

$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (III.5)$$

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et de ses propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. It defines the relationship that exists between flow rate, q , and bottomhole flowing pressure, p_{wf} , for a given average reservoir pressure, Il est définit la relation qui existe entre le débit Q et la pression d'écoulement au fond du puits p_{wf} pour une pression donnée de réservoir P_r , comme il est représenté sur la Fig. (III.47).

Des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'Inflow d'un puits, la plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits et certains exigent plusieurs essais dans lesquels P_{wf} et Q_0 étaient mesurés

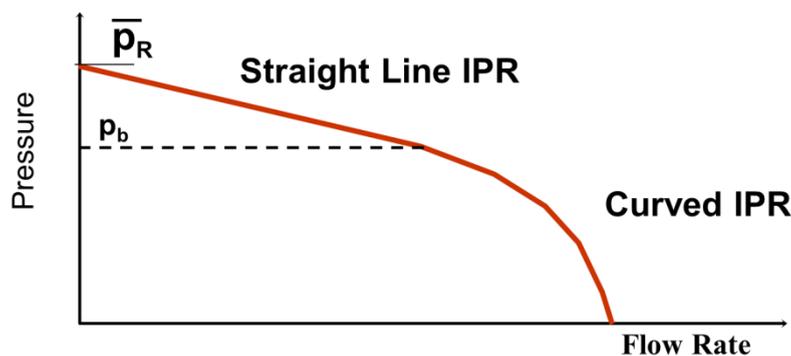


Figure III-46: La relation entre le débit Q et la pression P_{wf} .

Deux cas de figure selon la pression de bulle :

Au-dessus du point de bulle : les courbes des IPR sont des lignes droites car il y a une seule phase de fluide, la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue et l'indice de productivité est égal à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle : le gaz est libéré de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

La méthode de Vogel :

L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un puits.

L'écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle $P_r < P_b$, VOGEL a établi une relation empirique qui caractérise ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \tag{III.6}$$

Il peut être déterminé en utilisant les données des tests c'est-à-dire pour un débit donné du test, nous avons :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(test)}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \tag{III.7}$$

Les résultats de VOGEL sont seulement pour la partie incurvée dans la courbe IPR qui existe au-dessous du point de bulle.

Au-dessus du point de bulle, la courbe IPR est une ligne droite, nous pouvons obtenir sa forme,

En tirant la tangente de la courbe à la pression de bulle, et l'étendant à la pression initiale moyenne du gisement.

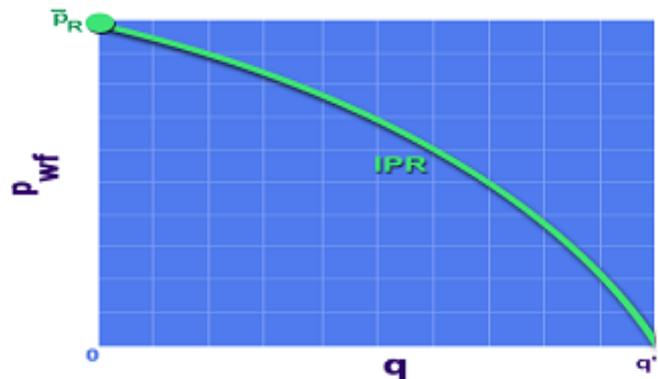


Figure III-47 : La courbe IPR de Vogel.

Méthode de Fetkovich :

Fetkovich propose une méthode pour déterminer la performance d'Inflow pour les puits d'huile en utilisant les mêmes types d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz.

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante :

$$q_o = C \cdot (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \tag{III.8}$$

La valeur de (n) varie entre 0,568 et 1,00 pour 40 cas de test analysés par Fetkovich.

Une fois les valeurs de C et n sont déterminées par les données des tests, l'équation (III.8) peut être utilisée pour générer un IPR complet.

Puisque on a deux inconnus (C et n) il nous faut au moins deux tests pour les déterminés.

Méthode de Johns, Blout et Glaze :

En 1976, Johns, Blout et Glaze publient une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcy) sur la performance du puits :

$$\bar{P}_R - P_{wf} = A \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 \quad (III.09)$$

$$\text{Avec: } A = \frac{141,2 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k_0 \cdot h} \cdot \left[\ln \left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right], B = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_0^2 \cdot \rho_0}{h^2 \cdot r_w} = \frac{141,2 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k_0 \cdot h} \cdot D$$

$$\text{Avec: } \rho_0 : \text{Densité d'huile évaluée à } T_R \text{ et } \frac{(\bar{P}_R + P_{wf})}{2}, \text{ lbm / ft}^3.$$

$$\beta : \text{Coefficient de vitesse. ft}^{-1}. \beta = \frac{2,329 \cdot 10^{10}}{k_0^{1,2}}$$

La contribution au drawdown due à l'écoulement laminaire ou de darcy est exprimée par le terme $A \cdot q_0$ tandis que la contribution due à l'écoulement non-Darcy ou turbulence est exprimée par le terme $B \cdot q_0^2$.

Représentant $\frac{\bar{P}_R - P_{wf}}{q_0}$ en fonction de q_0 sur des coordonnées cartésiennes, il en résulte

une droite de pente B et d'intersection avec l'axe des ordonnées A.

Une fois A et B sont déterminés les IPR peuvent être construites à partir de l'équation (III.09), au minimum deux tests de stabilisation sont nécessaires pour déterminer A et B, mais il est préférable de faire plusieurs tests pour réduire l'effet de l'erreur sur la mesure.

III-5-2. Prédiction des futures IPR :

Puisque la pression du réservoir diminue à cause de la déplétion, l'habilité du réservoir à transporter l'huile diminue. Cela, est dû à la diminution de la fonction de pression $\left(f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_0 \cdot B_0} \right)$ car la perméabilité relative à l'huile k_{ro} diminue avec l'augmentation de la saturation en gaz.

Méthode de Standing :

Standing a publié une procédure qui peut être utilisée pour la prédiction de déclin de la valeur de débit $q_{0(\max)}$ avec l'augmentation de la saturation de gaz dans le réservoir à cause de la déplétion.

L'équation de Vogel peut être réarrangée pour donner :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (III.10)$$

Substituant par l'expression de l'index de productivité dans l'équation (III.05) et réarrangeant on trouve :

$$J = \frac{q_{0(\max)}}{P_R} \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (III.11)$$

Standing défini l'index de productivité de "drawdown zéro" comme suit :

$$J^* = \lim J(P_{wf} \rightarrow \bar{P}_R) = \frac{1,8 \cdot q_{0(\max)}}{\bar{P}_R} \quad (\text{III.12}) \quad \text{Où : } q_{0(\max)} = \frac{J^* \cdot \bar{P}_R}{1,8}$$

Si le changement de J^* avec la déplétion peut être prédit donc le changement de $q_{0(\max)}$ peut être déterminé.

Standing a observé qu'il y a une autre définition de J^* :

$$J^* = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot f(\bar{P}_R) \quad (\text{III.13}) \quad \text{Où : } f(\bar{P}_R) = \frac{k_{ro}}{\mu_0 \cdot B_0}$$

La relation entre J^* actuel (J_p^*) et le futur J^* (J_F^*) peut être exprimé par :

$$\frac{J_F^*}{J_p^*} = \frac{f(\bar{P}_{RF})}{f(\bar{P}_{RP})} \quad (\text{III.14})$$

Où : J_F^* : La valeur de J^* lorsque \bar{P}_{RP} chute à \bar{P}_{RF} .

J_p^* : La valeur de J^* à la présente valeur de la pression de réservoir \bar{P}_{RP} .

La combinaison de l'équation (III.13) avec (III.14) donne une relation entre $q_{0(\max)P}$ et $q_{0(\max)F}$:

$$q_{0(\max)F} = q_{0(\max)P} \cdot \left[\frac{\bar{P}_{RF} \cdot f(\bar{P}_{RF})}{\bar{P}_{RP} \cdot f(\bar{P}_{RP})} \right] \quad (\text{III.15})$$

Une fois $q_{0(\max)P}$ est déterminé à partir du test actuel du puits, la valeur future $q_{0(\max)F}$ peut être calculée si la valeur de la fonction de pression $f(\bar{P}_{RF})$ peut être prédite à \bar{P}_{RF} .

Donc les futures IPR peuvent être générés à partir de :

$$q_{0F} = q_{0(\max)F} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RF}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RF}} \right)^2 \right] \quad (\text{III.16})$$

$$\text{Où : } q_{0F} = \frac{J_F^* \cdot \bar{P}_{RF}}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RF}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RF}} \right)^2 \right]$$

La procédure pour générer les futures IPR est la suivante :

Calculer $q_{0(\max)P}$ en utilisant les données actuelles du test du puits et l'équation (III.6)

Calculer $f(\bar{P}_{RP})$ et $f(\bar{P}_{RF})$ en utilisant les propriétés de fluide, les données de saturation et la perméabilité relative.

Calculer J_F^* , en utilisant l'équation (IV.18) ou $q_{0(\max)F}$ par l'équation (III.15)

Générer les futures IPR en utilisant l'équation (III.16)

Méthode de Fetkovich :

La méthode proposée par Fetkovich pour construire les futures IPR consiste à ajuster le coefficient d'écoulement C dans l'équation (III.08) pour les changements de la fonction de pression $f(\bar{P}_R)$, il a supposé que $f(\bar{P}_R)$ est une fonction linéaire de \bar{P}_R , et C peut être déterminé à partir de :

$$q_{0F} = C_p \cdot \left(\frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right) \cdot \left(\bar{P}_{RF}^2 - P_{Wf}^2 \right)^n \tag{III.17}$$

Combinaison de la méthode de Vogel et de Fetkovich :

L'expression de $q_{0(\max)P}$ et $q_{0(\max)F}$ peut être exprimée en utilisant l'équation de Fetkovich

$$q_{0(\max)P} = C_p \cdot \left(P_{RP}^2 \right)^n \tag{III.18}$$

$$q_{0(\max)F} = C_p \cdot \left(\frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right) \cdot \left(\bar{P}_{RF}^2 \right)^n \tag{III.19}$$

En combinant les deux équations (4.40) et (4.41) on obtient :

$$q_{0(\max)F} = q_{0(\max)P} \cdot \left(\frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right)^{2n+1} \tag{III.20}$$

Si on suppose que la valeur de n est égale à 1 on trouve :

$$q_{0(\max)F} = q_{0(\max)P} \cdot \left(\frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right)^3 \tag{III.21}$$

III-6. VERTICAL LIFT PERFORMANCE (VLP) :

La courbe de tubing (VLP) présente 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-6-1. Les régimes d'écoulements :

Un certain nombre des différents régimes d'écoulements se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. Afin de décrire chacun.

liquide flow : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle d'où le régime d'écoulement est monophasique.

Bubble flow : le mouvement montant du liquide est accompagné par réduction de pression et que la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former et glissent vers le haut dans la colonne.

slug flow : Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de solution et les plus grosses bulles croissent régulièrement par les

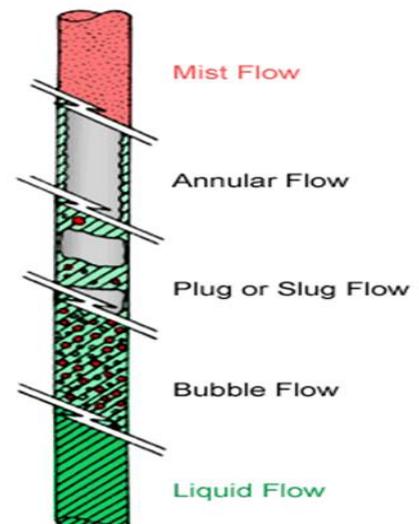


Figure III-48: Les régimes d'écoulement.

dépassements et les coaliser avec les plus petits comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.

Annular flow : Plus élevé dans le tubing à des pressions encore plus bas, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.

mist flow : Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante à partir du bas vers le haut, l'annulaire de liquide se disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

III-6-2. Les variables influençant sur les pertes de charges :

Le calcul de la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel pour toutes les conditions possibles est complexe donc nous sommes obligés de compter sur des corrélations empiriques ou semi-empiriques.

Ces corrélations tenir compte des sept variables importantes qui influent sur les pertes de charge d'un puits éruptif.

Ces variables sont :

- ✓ La taille de tubing.
- ✓ Le débit.
- ✓ La viscosité du fluide.
- ✓ La densité du fluide.
- ✓ Rapport gaz-liquide (GLR).
- ✓ Rapport eau-huile (WOR).
- ✓ L'effet de glissement.
- ✓ Une autre variable est la déviation des puits verticaux.

III-6-3. Verticale corrélations flow :

Les différentes méthodes qui ont été développées pour calculer les pertes de charge ne se basent pas sur la solution exacte d'équations mathématiques mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empiriques, ces relations ont été développées en faisant certaines hypothèses sur les équations applicables à l'écoulement et la collecte de données à partir d'un certain nombre de puits éruptifs dans des conditions contrôlées

Corrélation de Poettman et Carpenter :

Cette corrélation est développée à partir de l'équation générale de l'énergie où le mélange (huile, eau, gaz) est considéré monophasique.

La corrélation de Poettman et Carpenter suppose que :

- ✓ L'effet de la viscosité est négligeable.
- ✓ Le terme d'accélération est négligeable ($V = \text{constante}$).

Corrélation de Francker et Brown :

Cette corrélation donne la plus petite valeur possible de VLP car elle néglige les glissements de gaz/liquide, il faut toujours prévoir une pression qui est inférieure à la valeur mesurée, même

si elle fait un bon match, Francher et Brown ne devrait pas être utilisée pour les travaux quantitatifs.

La procédure de calcul pour cette corrélation est la même que la méthode de Poettman et Carpenter avec une petite modification sur la détermination de facteur de frottement.

Ils ont introduit l'effet de GLR sur le facteur de frottement pour :

$$300 < GLR < 1500 \text{ scf/bbl et } 1500 < GLR < 3000 \text{ scf/bbl.}$$

Hagedorn et Brown :

La corrélation de Hagedorn et Brown est probablement la corrélation VLP la plus largement appliquée. Elle fonctionne bien pour bubble et slug régimes d'écoulement dans une large gamme d'applications. À des faibles débits, elle sous-prédit les pressions. Cela peut entraîner des prévisions optimistes pour un minimum de débit stable.

Hagedorn et Brown a constaté le holdup (l'aire occupée par le liquide/la section de pipe) de liquide pourrait être corrélée à quatre paramètres sans dimension :

Les améliorations suggérées par **Hagedorn et Brown** ont été mises en œuvre dans PROSPER :

L'expérience a montré que **Hagedorn et Brown** donne d'excellents résultats pour les puits de pétrole en **Bubale** et **slug** flow.

Corrélation de Petroleum Experts :

Cette corrélation combine les meilleurs caractéristiques des corrélations existant, elle utilise la corrélation de Hagedorn-Brown dans le régime slug flow.

III-7. LES DIFFERENTES POSITIONS DES NŒUDS :

Nœud 3 : Tête de puits (wellhead) :

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits.

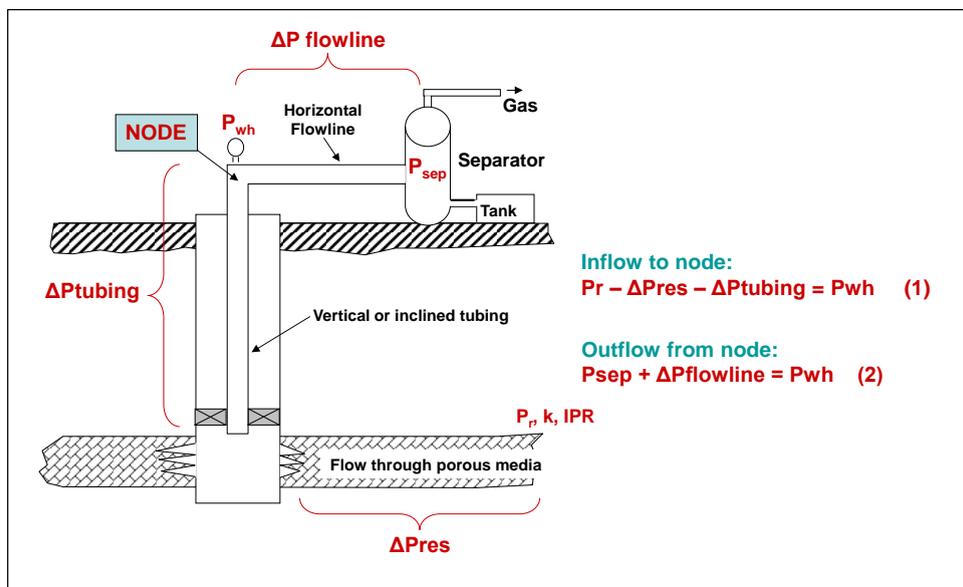


Figure III-49 : Nœud Tête de puits.

La Fig. (III.50) montre l'effet de deux diamètres de collecte sur la performance du puits, l'augmentation du diamètre de la collecte ($D_1 \rightarrow D_2$) est suivi par une augmentation de débit de production $q_1 \rightarrow q_2$

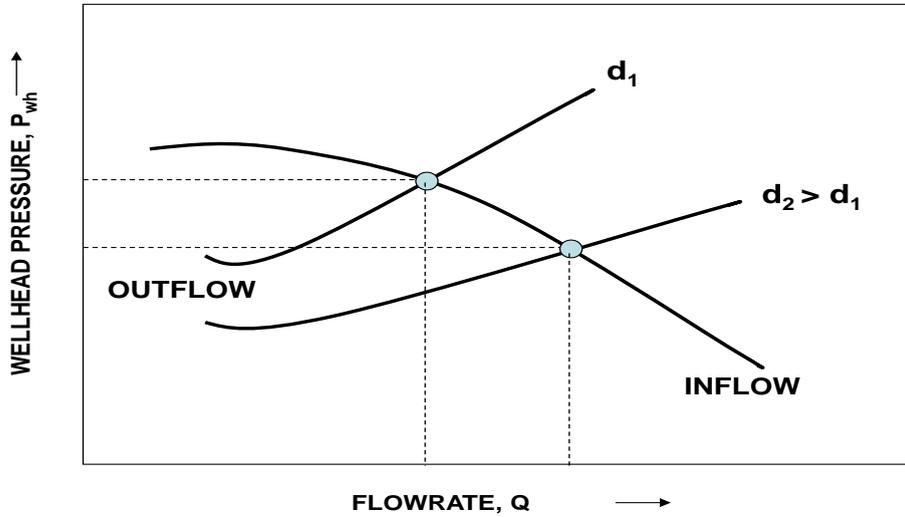


Figure III-50: L'effet de diamètres de collecte sur la performance du puits.

Nœud 6 : Fond du puits :

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l' *IPR* et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

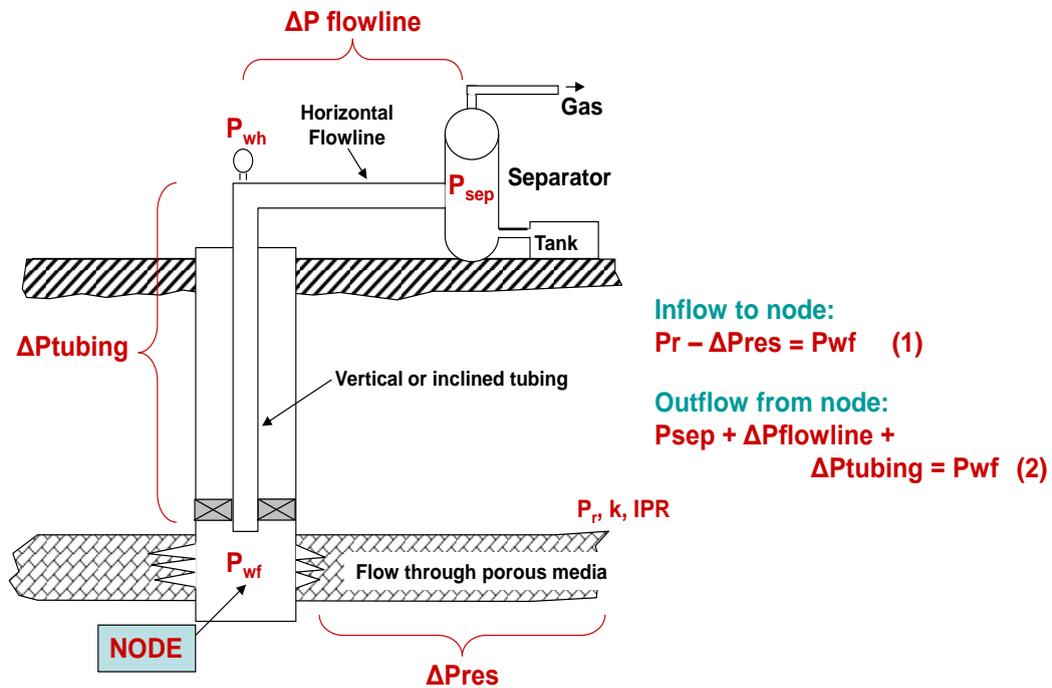


Figure III 51: Nœud fond du puits.

En supposant que :

IPR (1) : courbe IPR pour une couche colmatée

IPR (2) : courbe IPR pour une couche non colmatée ; non stimulée (undamaged and unstimulated).

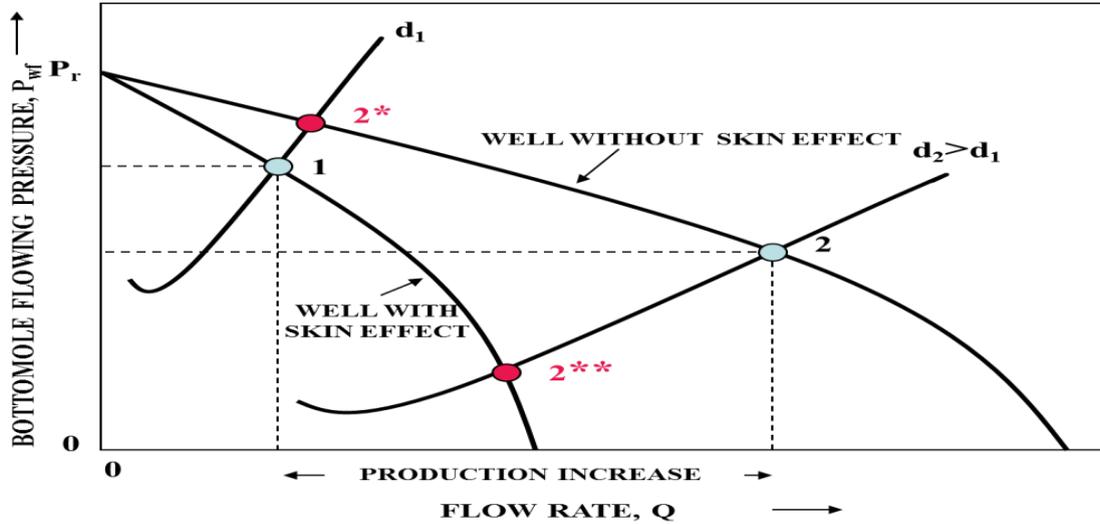


Figure III-52: différentes courbe IPR et VLP Ces courbes indiquent le bénéfice de la stimulation

La Fig. (III.52) montre l'effet de deux diamètres de tubing sur la performance du puits, l'augmentation du diamètre de tubing de d_1 à d_2 est liée par une augmentation de débit.

Nœud8 : réservoir :

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

La Fig. (III.53) montre l'effet du déclin de pression dans le réservoir qui s'accompagne avec le déclin de débit de production.

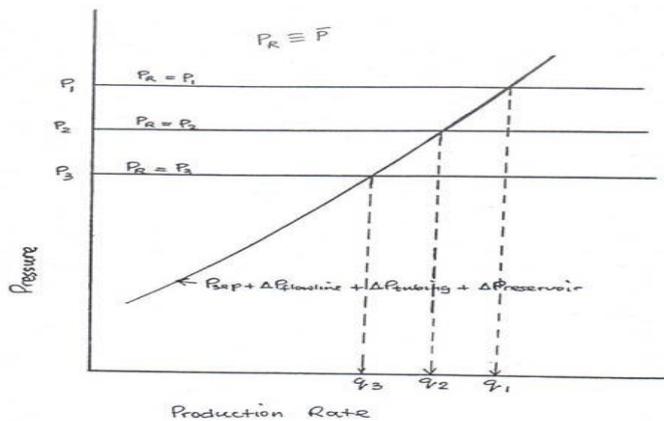


Figure III-53: L'effet du déclin de pression dans le réservoir.

LE QUATRIEME CHAPITRE

IV-Analyse et interprétation des réponses transitoires

IV.1 - Description et utilisation du logiciel Saphir :

Saphir est un outil d'interprétation du WELL TEST basé principalement sur la méthode de la dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production. On y trouve en plus de l'analytique, la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et est employée pour générer des géométries complexes irréalises par l'analytique.

Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module de contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, l'identification de la jauge pour l'usage dans l'analyse et les effets de wellbore.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres.

Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression.

Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement. Parmi ces courbes on a MDH et Horner.

IV. 2- Interprétation et analyse des résultats des 4 puits :

Notre étude consiste à interpréter les essais des puits de gaz du TAGS et du Quartzite El HAMRA (tight réservoir) dans la région de RNS mais on s'intéresse (à pris) que au block central (Rhoud –Nouss Centre) qui contient environ 64 puits.

Parmi ces 64 puits on) choisit 4 candidats pour travailler sur qui sont :

RNA 07 – RN 17 – RN 115 – RNZ 110 :

IV-2-1 Process d'analyse du welltest :

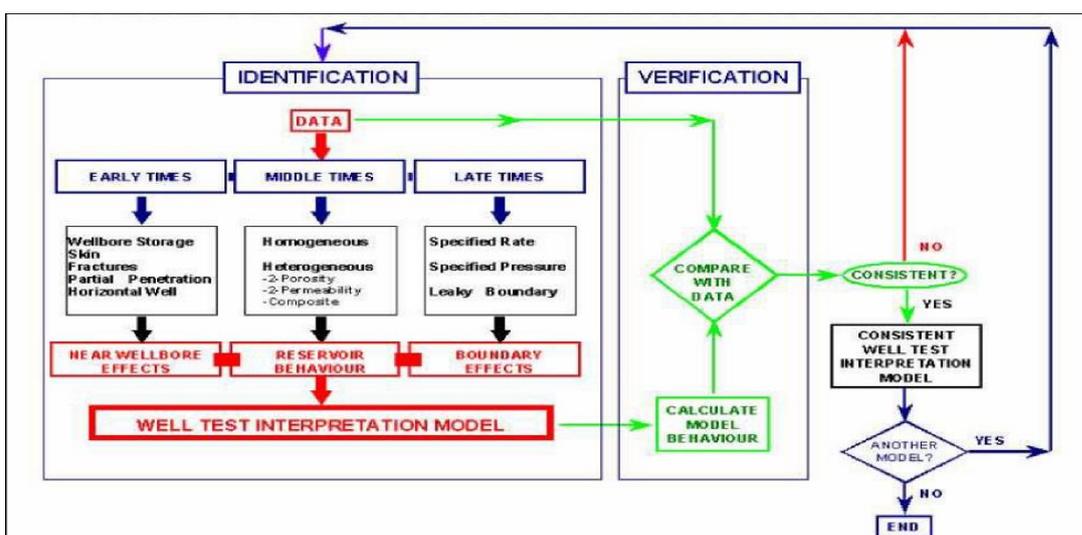


Figure IV -54 : Process d'analyse du welltest.

Le puit N° 1 : RN 17 :

Introduction :

Le puits RN 17 est un puits vertical foré en juin 1978, et complété avec Liner 7" ancré. Il traverse la série Triasique, à une profondeur de 2730 m. Le flow after flow a été réalisé sur ce puits le 13/04/2015.

Les différentes opérations effectuées sur le puits :

26-02-2016 : tube Clean

a- Traitement de data du puits RN :

Une bonne qualité des enregistrements avec l'Amerada en utilisant deux enregistreurs de pression

Bonne superposition des données de pression vérifiées pour tous les puits.

Choix d'une gauge pour l'analyse.

Préparé les différents données (PVT, pétrophysiques & puits).

Donnée PVT du rapport RN#108 (confidentiel) utilisé pour tous les puits.

Les Données Pétro physique pour les paramètres réservoir.

Net Pay $h = 216.5$ ft.

Porosity $\Phi = 13$ %

Well radius $r_w = 4.25$ in.

La pression de réservoir est estimée à 5700 psi.

Préparé les données dans le format approprié, téléchargement des données, QC et choix d'une gauge pour l'analyse ;

Synchronisé les données de pression et de débit & déterminé t_0 et P_{WF} correspondant.

Introduction des différents données Pétrophysiques et PVT.

b- Identification des différents régimes d'écoulement :

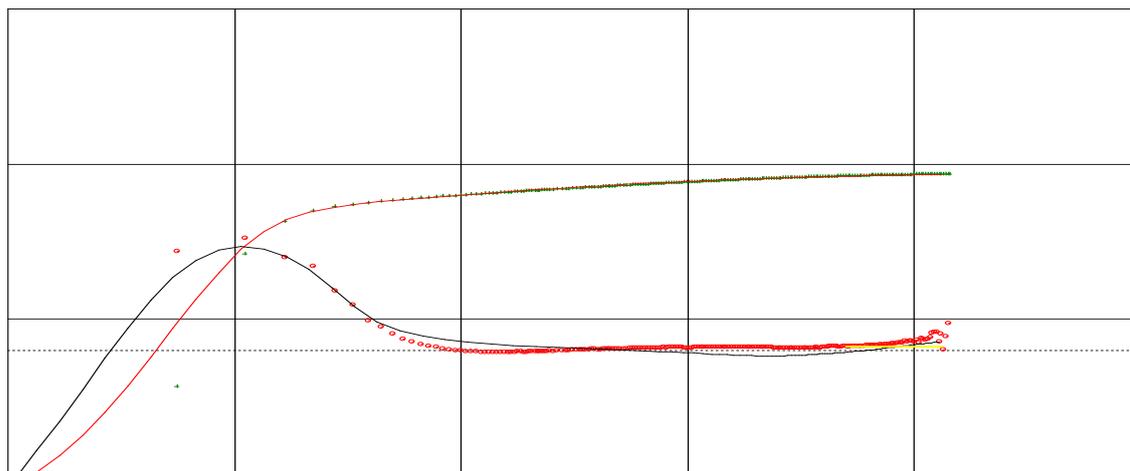
Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression :

Extraire build-up période et généré les graphes log-log and semi-log ;

Identifié IARF période de la courbe P' et vérifié la période correspondante sur le graphe semi-log.

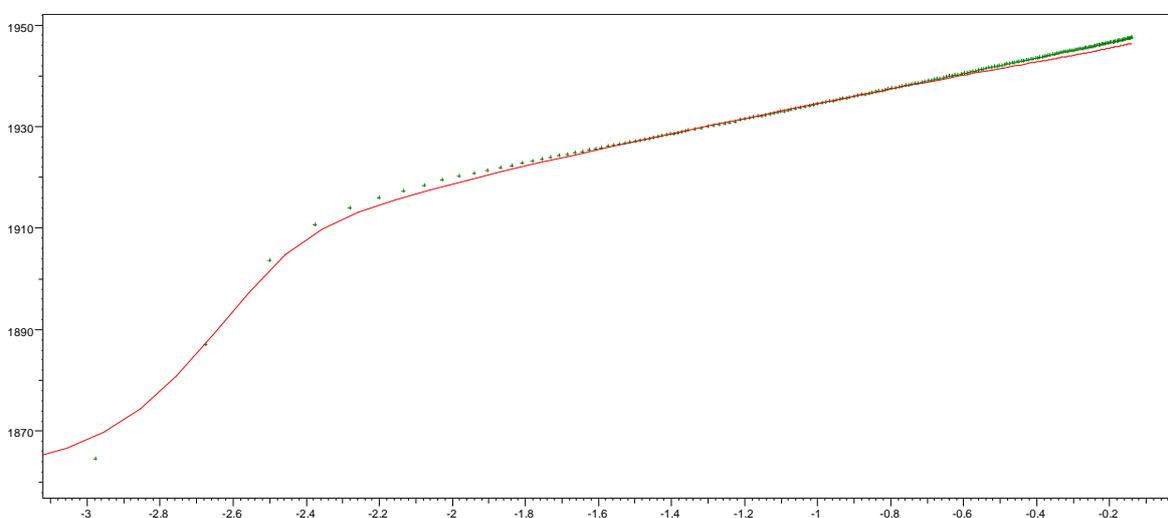
Calculer kh , skin et wellbore Storage.

Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.



Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

Figure IV-56: graphe log- log puits RN 17



Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

Figure IV-55: graphe de semi log du puits RN 17

L'interprétation :

Sélectionné du modèle d'interprétation et justification.
 Détermination des paramètres puits/réservoir/limites

Vérification et 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

Régression sur les paramètres dérivés (sauf kh) pour améliorer la qualité du calage.

Commentaires sur la réponse du puits RN 17 :

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donné par le test flow after flow, le modèle réservoir de ce puits est de type homogène infini. Pour étayer ce modèle, nous avons recours à la carte structurale du gisement de Rhourd Nous qui montre effectivement la présence d'une faille qui n'apparaît pas sur l'essai de puits car la durée de ce test n'est pas suffisant pour atteindre la faille. (Voir la carte structurale en annexe 1).

La grande valeur de skin et due au l'écoulement non Darcyen et l'effet de condensation.

Tableau 1: Résultat des well test pour le puits RN 17

Model Option		Standard Model	
Well		Vertical	
Reservoir		Homogeneous	
Boundary		Infinite	
T Match		2350 [h]-1	
P Match		0.397 [psia]-1	
Model Parameters	Well & Wellbore parameters (RN 17)	C	0.156 bbl/psi
		Total Skin	24
	Reservoir & Boundary parameters	K.h, total	154 md.m
		K, average	1060 md
		Pi	2327 Psia
Les Paramètres du modèle Fetkovich		n	0.7956
		C	0,610[m³/D]/psig^{**2N}

Le puits RNA 07 :

Introduction :

Le puits RNA 07 est foré en aout 1997, et complété avec un Liner 7" ancré est perforé. Il a une profondeur de 2477m.sa production a chuté ces dernier années voir l'historique de production sur l'annexe, l'essai de puits (Flow after flow) a été réalisé sur ce puits le 15/04/2015 qui a donné un débit de 5116.2 m³/h.

Les différentes opérations réalisées sur ce puits sont :

18-12-2015 : Tube Clean

25-12-2011 : acidification.

Diagnostic (comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression)

a- Traitement de data :

Bonne superposition des données de pression vérifiées pour tous les puits.

Choix d'une gauge pour l'analyse.

Préparé les différents données (PVT, pétrophysiques & puits).

Donnée PVT du rapport RN#108 (confidentiel) utilisé pour tous les puits.

Les Données Péto physique pour les paramètres réservoir.

Net Pay $h = 121.391$ ft.

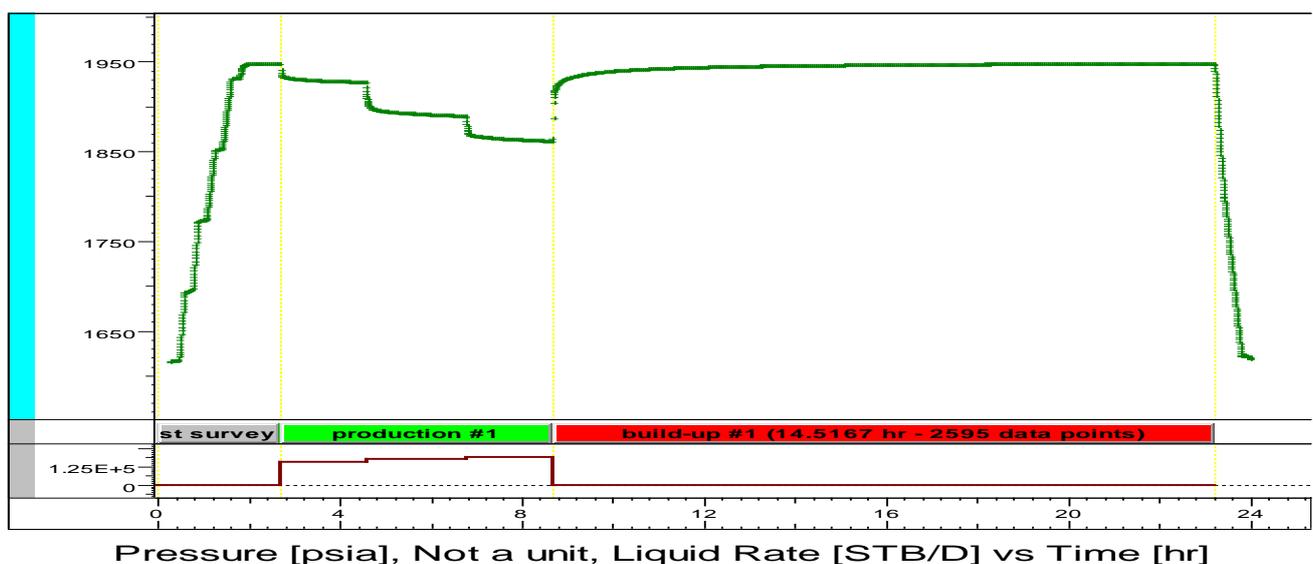
Porosité $\Phi = 11$ %

Well radius $r_w = 0.354167$ ft.

La pression de réservoir est estimée à 2317psi.

Préparé les données dans le format approprié, téléchargement des données, QC et choix d'une gauge pour l'analyse ;

Synchronisé les données de pression et de débit & déterminé t_0 et P_{WF} correspondant Figure



b- Identification des différents régimes d'écoulement :

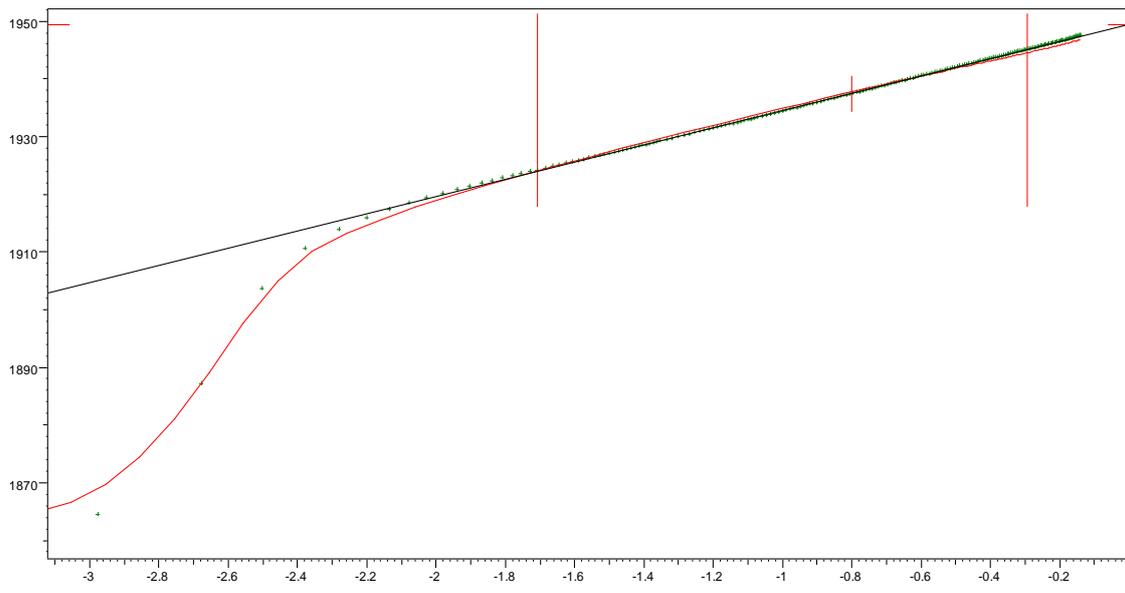
Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression :

Extraire build-up période et généré les graphes log-log and semi-log ;

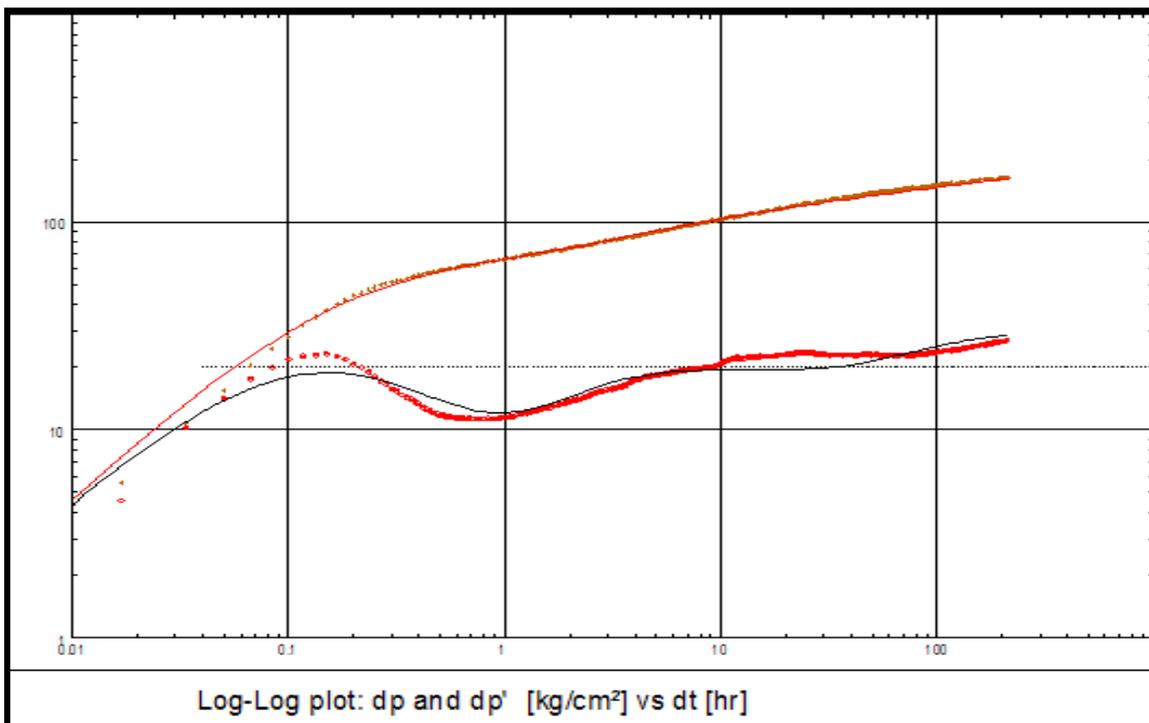
Identifié IARF période de la courbe P' et vérifié la période correspondante sur le graphe semi-log ;

Calculer kh, skin et wellbore Storage.

Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.



Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time



Log-Log plot: dp and dp' [kg/cm²] vs dt [hr]

L'interprétation :

Sélectionné du modèle d'interprétation et justification.

Détermination des paramètres puits/réservoir/limites

Vérification et 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

Régression sur les paramètres dérivés (sauf kh) pour améliorer la qualité du calage.

Commentaires sur la repense du puits RNA 07 :

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donné par le test flow after flow, le modèle réservoir de ce puits est de type homogène avec Two intersecting linear boundaries. Pour étayer ce modèle, nous avons recours à la carte structurale du gisement de Rhourd Nouss qui montre effectivement la présence de deux failles sécantes à l'intérieur desquelles est situé le puits. (Voir la carte structurale en annexe 1).

Le skin négatif signifie que le puits n'est pas endommagé, avec des caractéristiques de réservoir moyennes.

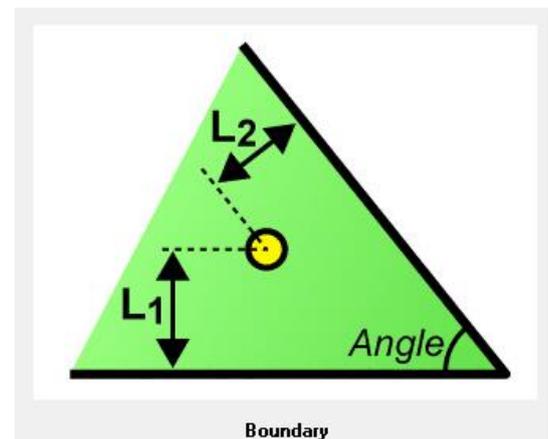


Figure IV-57 : Les limites du Puits RNA 07.

Tableau 2: Résultat des well test pour le puits RNA 07

Model Option		Standard Model	
Well		Vertical	
Reservoir		Homogeneous	
Boundary		Two intersecting linear boundaries	
T Match		1120 [h]-1	
P Match		0.0795 [psia]-1	
Model Parameters	Well & Wellbore parameters (RNA 07)	C	0.921 bbl/psi
		Total Skin	-1.62
	Reservoir & Boundary parameters	K.h, total	5.53E+5 md.ft
		K, average	4470 md
		Pi	1949.65 Psia
		L1 - No flow	72 m
	L2 – Constant	59 m	
Les paramètres d'équation de Fetkovich		N	0.768088
		C (Trans)	0,410429[m³/D]/psig**2N
		Test points	3
		AOFP	2.43482E+5 m³/D

Le puit N° 3 : RNZ 115 :

Introduction :

Le puits RN 115 est un puit dévié, le début de forage en 22/09/2011 et terminé en 02/10/2011. Et complété Liner 4"1/2 ancré et perforé. Il a traversé toute la série ordovicien jusqu'au Quartzite Hamra, à une profondeur de 3892 m. Le Test Potentiel est réalisé sur ce puits le 18/01/2016.

Les différentes opérations réalisées sur ce puits sont : Nouveaux puits.

a- Traitement des data du puits RNZ 115 :

Une bonne qualité des enregistrements avec l'Amerada en utilisant deux enregistreurs de pression

Bonne superposition des données de pression vérifiées pour tous les puits.

Choix d'une gauge pour l'analyse.

Préparé les différents données (PVT, pétrophysiques, puits).

La porosité d'après l'étude des carottages.

Net pay depuis les PLT logging.

Donnée PVT du rapport remis par le CRD de boumerdes.

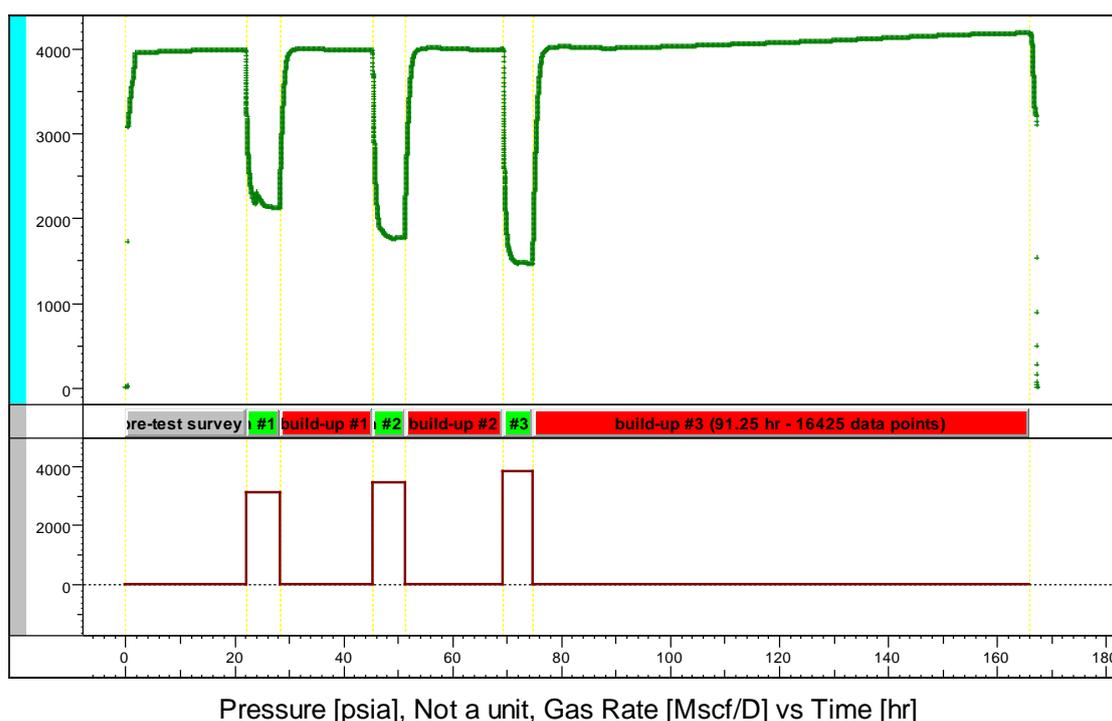
Les Données Pétro physique pour les paramètres réservoir.

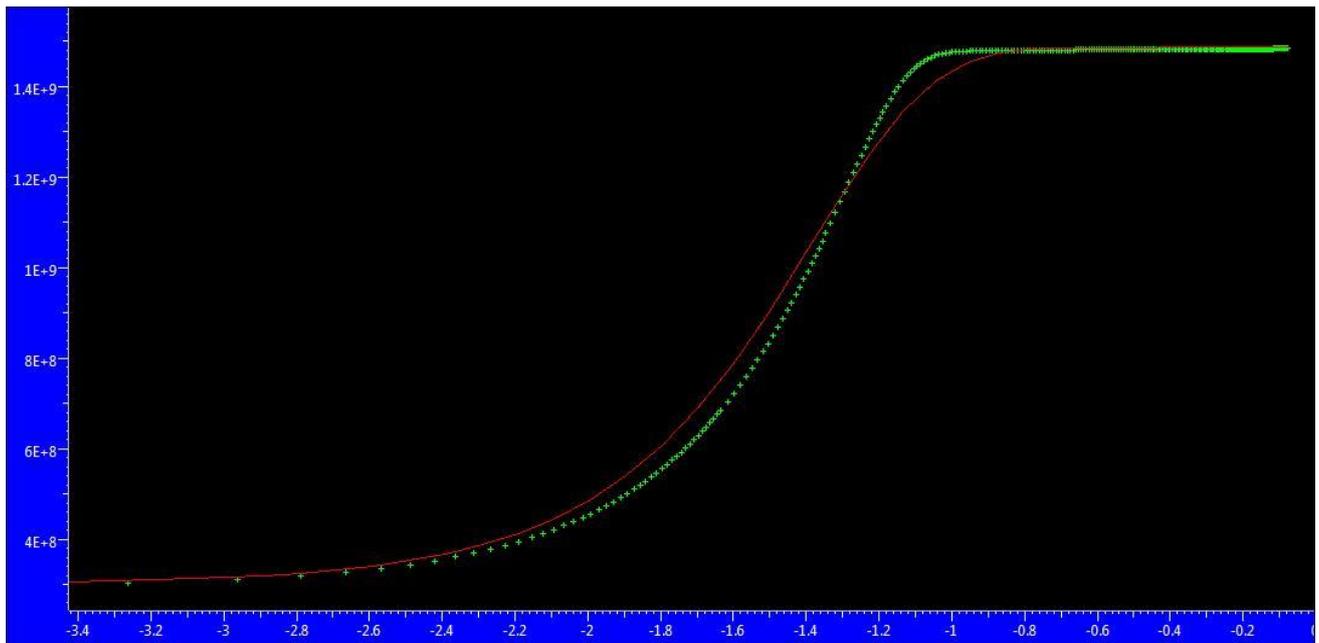
Net Pay $h = 918.635$ ft

Porosité $\Phi = 0.04$ %

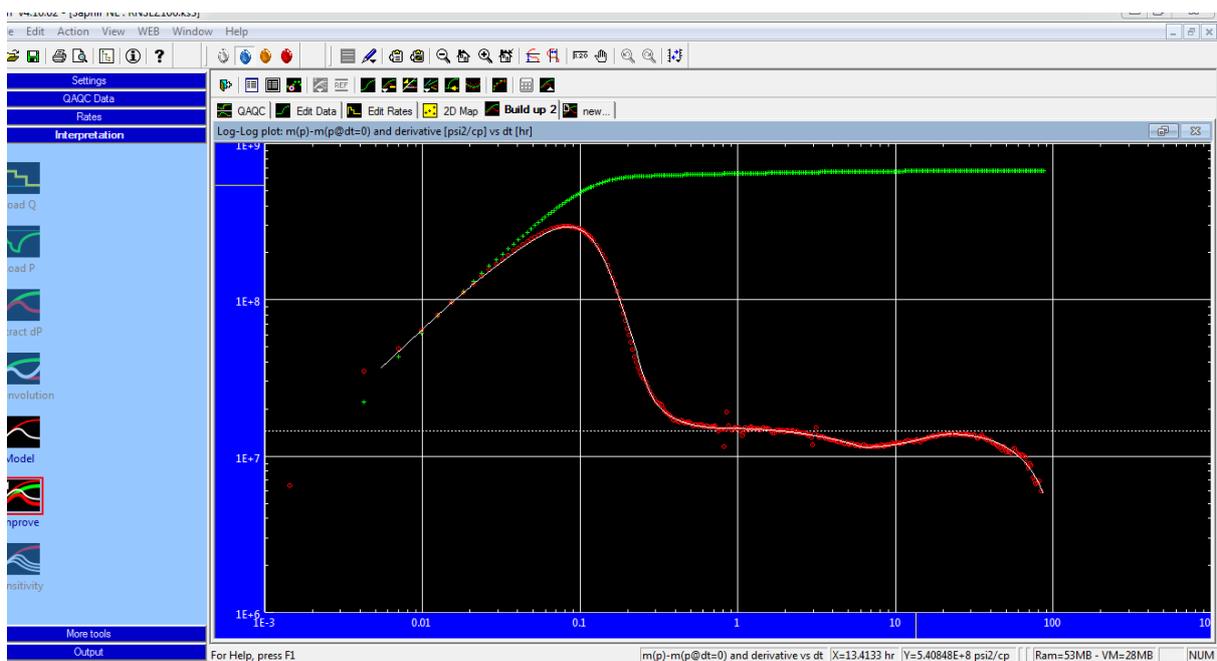
Well radius $r_w = 0.25$ ft

La pression de réservoir est estimée à 5773 psi.





Semi-Log plot: $m(p)$ [psi^2/cp] vs Superposition Time



Principaux obstacles et défis lors de l'interprétation du puit RNZ 115 :

Non unicité du modèle réservoir/puits/limites qui matche les données observées

Différents modèles peuvent calés les données observées en particulièrement pour ce puit on a trouvé deux modèle qui cale cette réponse sont l'intersection de deux failles adjacentes, Et celui two layer.

Les perturbations et la mauvaise qualité des données que l'on remarque sur le graphe de la pression c'est pour cela on était obligé de négliger certains points qui errent l'interprétation.

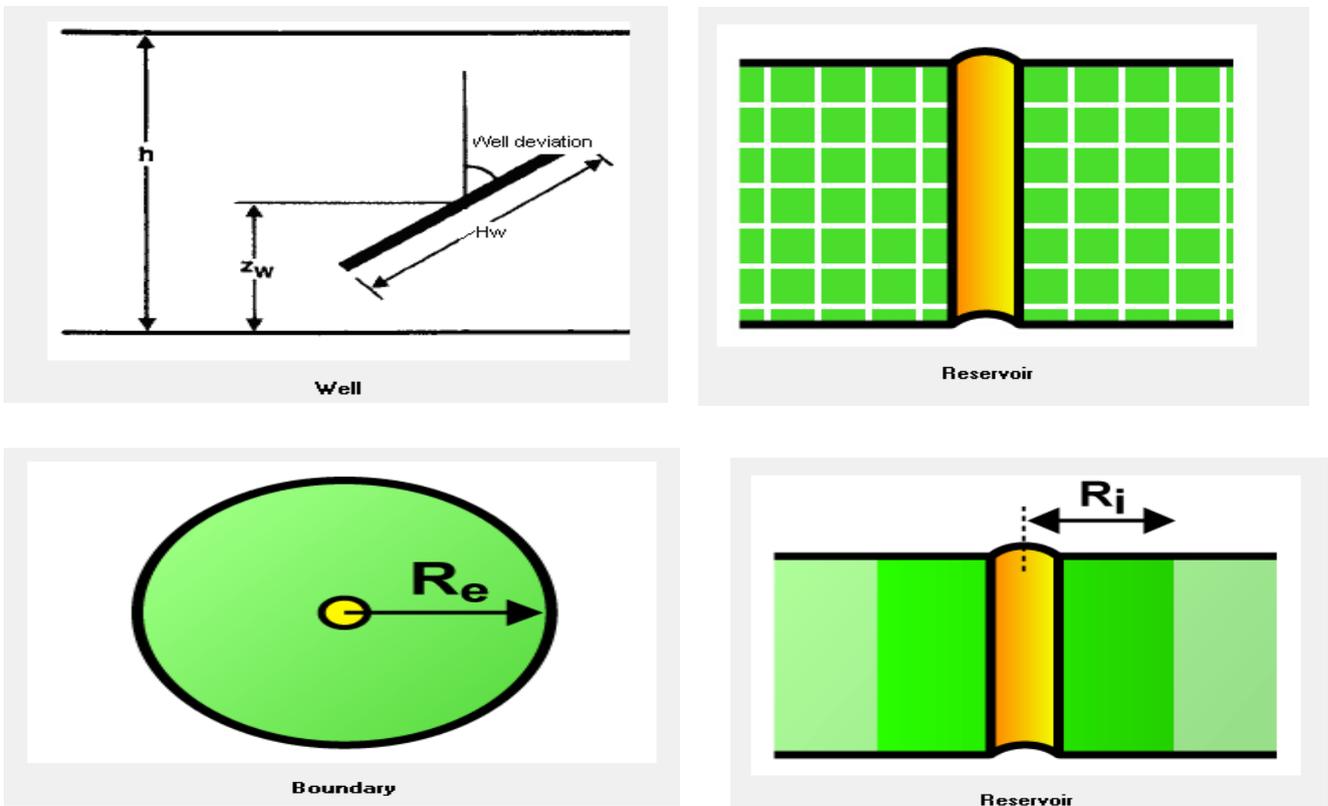
Commentaires sur le puits RNZ 115 :

D’après le graphe de la pression et de sa dérivée donné par le test isochrone modifié, le modèle réservoir de ce puits est de type double porosité constaté dans l’écoulement radial sur le graphe de la dérivé de la pression et logue temps montre que le puits et entouré par une série des failles qui forme tout un système fermé.

Nous avons éliminé le modèle de Two Layers à cause de l’unicité du niveau exploite (voir la fiche technique sur l’annexe)

Pour étayer ce modèle, nous avons recours à la carte structurale du gisement de Rhourd Nous qui montre effectivement la présence d’un système fermé. (Voir la Carte structural au toit des Quartzitesde Hamra en annexe 1).

Le skin négatif signifie que le puits n’est pas endommagé, avec des caractéristiques de réservoir moyennes.



Calcule du Skin mécanique :

Tableau 3: les valeurs du skin et leurs débits correspondant.

	Bu1	Bu2	Bu3
Les skins	-2.5	-2.7	-3
Les débits correspondant (Mscf/d)	3100.31	3458,10	3812,83

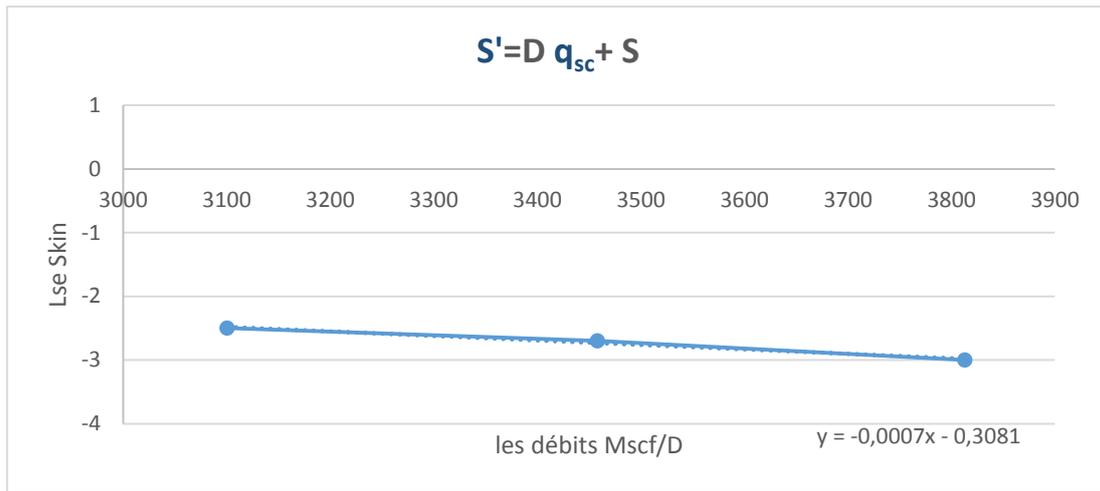


Figure IV-58: le skin en fonction du débit produit.

Tableau 4 : Résultat des well test pour le puits RNZ 115.

Model Option		Standard Model	
Well		Slanted	
Reservoir		Double porosity PSS	
Boundary		Circle, No flow	
T Match		5.45 [h] ⁻¹	
P Match		1.05E-8 [psi ² /cp]	
Model Parameters	Well & Wellbore parameters (RNZ115)	C	0.0812 bbl/psi
		Total Skin	-3.07
Model Parameters	Reservoir & Boundary parameters	K.h, total	39 md.ft
		K, average	0.0428 md
		Pi	5988.95 Psia
		S - No flow	8.21 m
		N - No flow	12.7 m
		Omega	0.005
		Lambda	1.24E-4
		Re-No flow	24 m

Le puit N° 4 : RN 110 :

Introduction :

Le puits RN 110 est un puit vertical, le début de forage en 15/11/2008 et terminé en 20/04/2009. Et complété Liner 4"1/2 ancré à 3130 m et perforé. Il traverse l'ordovicien jusqu'au Quartzite Hamra, à une profondeur de 3846 m. Le Test Potentiel est réalisé sur ce puits le 05/11/2015 qui a donné un débit de 131529 m³/j. Son débit actuel (28/02/2016) est de 104467 m³/j avec un cumul de production total de 320057 m³.

Les différentes opérations réalisées sur ce puits sont : nouveau puit.

a- Traitement des data de puits RN 110 :

Une bonne qualité des enregistrements avec l'Amerada en utilisant deux enregistreurs de pression

Bonne superposition des données de pression vérifiées pour tous les puits.

Choix d'une gauge pour l'analyse.

Préparé les différents données (PVT, pétrophysiques, puits).

La porosité d'après l'étude des carottages

Net pay depuis les PLT logging

Donnée PVT du rapport remis par le CRD de boumerdes

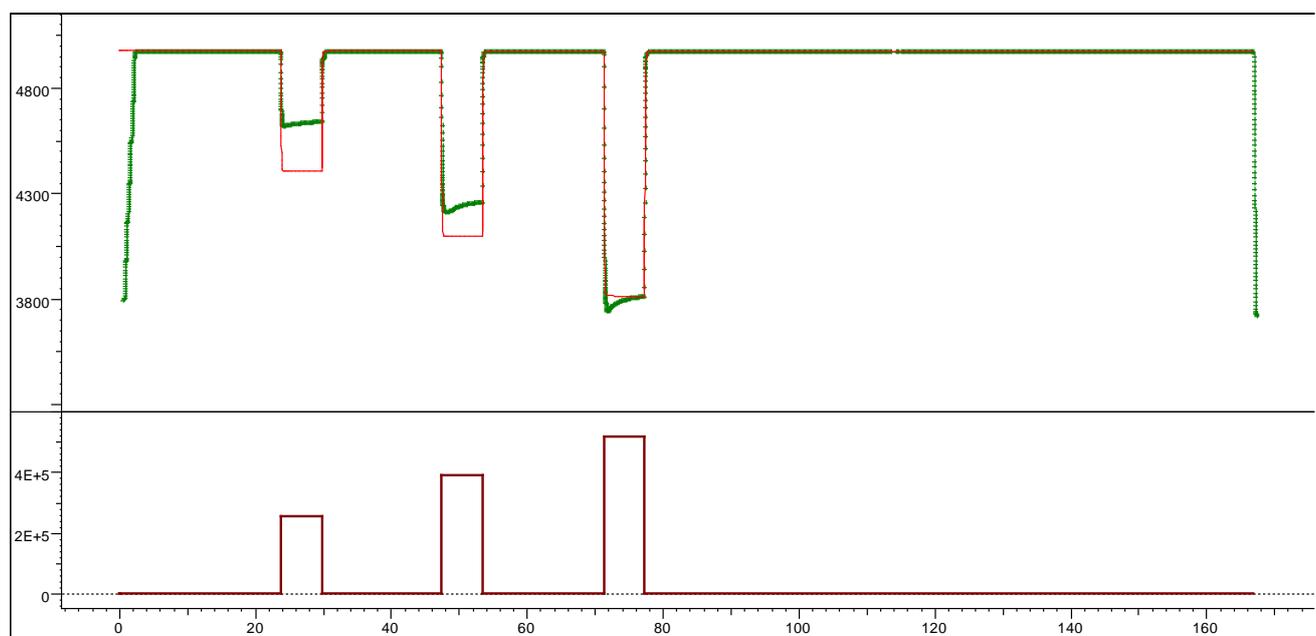
Les Données Pétro physique pour les paramètres réservoir

Net Pay $h = 516\text{m}$

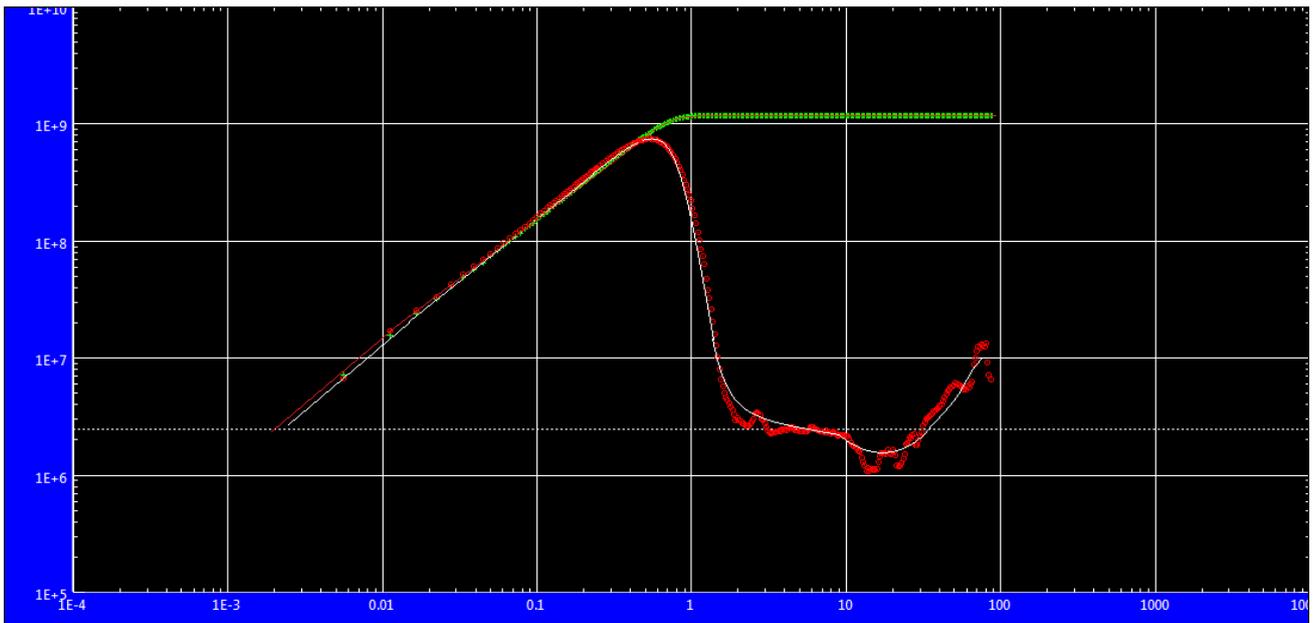
Porosité $\Phi = 0.03 \%$

Well radius $r_w = 0.25 \text{ ft}$

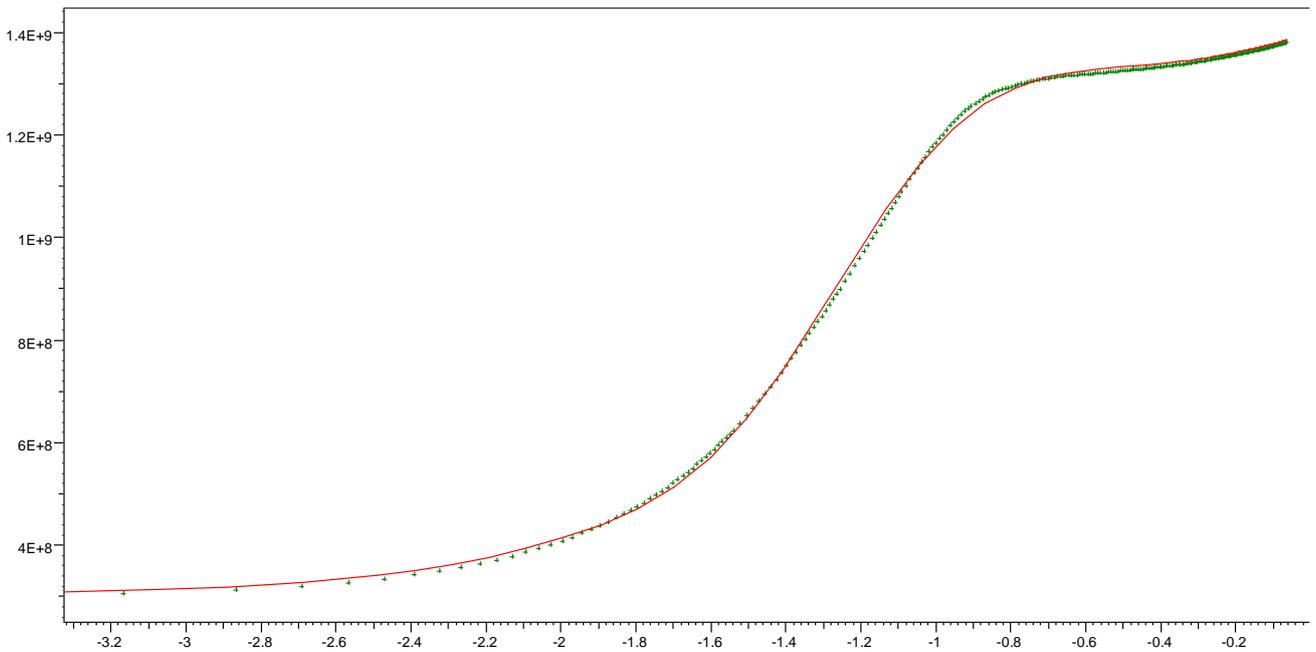
La pression de réservoir est estimée à 5501 psi.



History plot (Pressure [psig], Gas Rate [m³/D] vs Time [hr])



Log-Log plot: $m(p) - m(p@dt=0)$ and derivative $[\psi^2/cp]$ vs dt [hr]



Semi-Log plot: $m(p)$ $[\psi^2/cp]$ vs Superposition Time

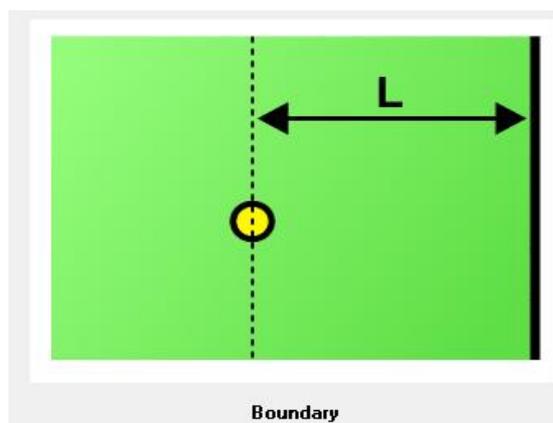
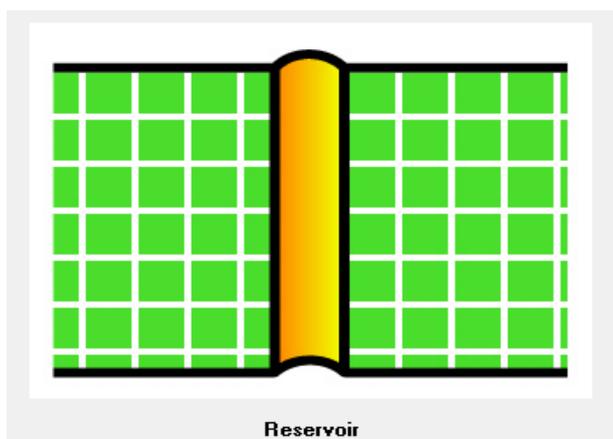
Principaux obstacles et défis lors de l'interprétation du puits RN 110 :

Sur le rapport de well test ils n'ont pas mentionné les valeurs de débit ils ont mis Just réglable
 Non unicité du modèle réservoir/puits/limites différents modèles peuvent calés les données observées en particulièrement le modèle (two layer) qui a le même signal du dérivé de pression
 Certaines signatures sur les courbes log-log du dérivé de la pression ne peuvent être définies par les modèles analytiques
 Les perturbations et la mauvaise qualité des données.

Commentaires sur le puits RN 110 :

D’après le graphe de la pression et de sa dérivée donné par le test isochrone modifié, le modèle réservoir de ce puits est de type double porosité modèle pseudo-permanent avec la présence d’une faille qui s’apparaît très bien de la courbe de la dérivée dans le longue temps. Pour étayer ce modèle, nous avons recours à la carte structurale du gisement de Rhourd Nous qui montre effectivement la présence d’une faille adjacente. (Voir la Carte structural au toit des Quartzites de Hamra en annexe)

La grande valeur du skin Total et la perturbation constatée au début du régime radial est due à l’effet de condensation du gaz aux abords du puits



Calcule du Skin mécanique :

Tableau 5: les valeurs du skin et leurs débits correspondant.

	Bu1	Bu2	Bu3
Les skins	5	9	17.9
Les débits correspondant (Mscf/d)	3204.31	3426,13	3830,62

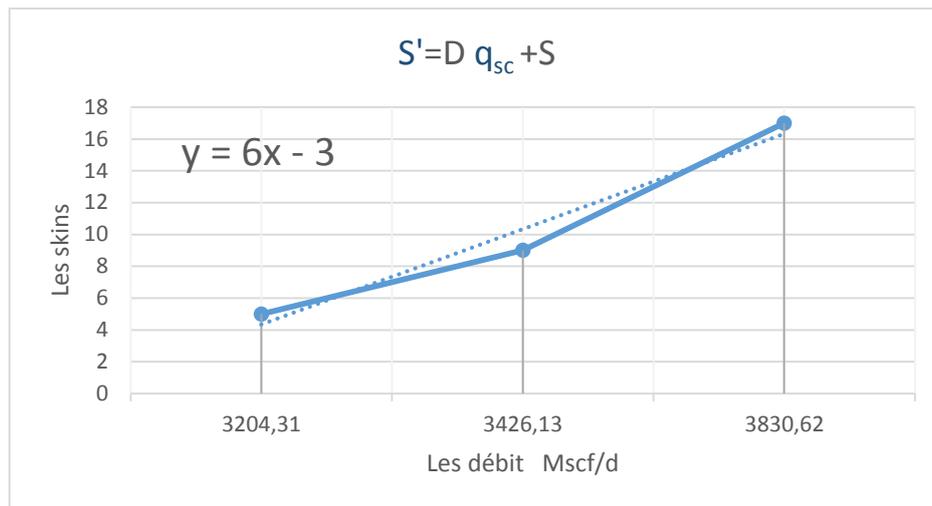


Figure IV-59: graphe de Skin en fonction du débit.

Tableau 6: Résultat des well test pour le puits RNZ 110.

Model Option		Standard Model	
Well		Vertical	
Reservoir		Double porosity	
Boundary		One Fault	
T Match		62.7 [h]-1	
P Match		0.039 [kg/cm²]-1	
Model Parameters	Well & Wellbore parameters (RN 110)	C	0.00858 bbl/psi
		Total Skin	17.9
	Reservoir & Boundary parameters	K.h, total	18 md.m
		K, average	0.06 md
		Pi	5737.28 psig
		L - No flow	64.21 m
		Omega	0.1
		Lamda	5.72E-6

LE CINQUIEME CHAPITRE

V- Etude thermodynamique des fluides

V-1. INTRODUCTION :

Les fluides contenus dans les réservoirs d'hydrocarbures contiennent du méthane et une grande variété de molécules à chaînes longues ou intermédiaires. L'état physique du fluide du réservoir d'hydrocarbure dépend de sa composition, et des conditions de pression et de température régnant dans le réservoir. Si la température critique peut être inférieure à la température de réservoir, le fluide serait dans un état gazeux. Inversement, lorsque le fluide contient des molécules lourdes, sa température critique peut être plus élevée que celle du réservoir et le fluide serait à l'état liquide.

En règle générale, plus le réservoir est profond plus la proportion d'hydrocarbures légers est grande est en raison de la dégradation de molécules organiques complexes.

Fréquemment, pour les ingénieurs pétroliers il faut avoir la tâche d'étudier le comportement et les caractéristiques de fluide de réservoir (pétrolier ou gaz) et déterminer les facteurs nécessaires pour avoir le mieux cours de l'avenir de production afin de maximiser le taux de récupération.

V-2. CLASSEMENT DES GISEMENTS ET FLUIDES DE RESERVOIR :

Les réservoirs pétroliers sont généralement classés comme des réservoirs de pétrole ou gaz. Ces grandes catégories sont subdivisées en fonction de :

- La composition du mélange d'hydrocarbures du réservoir.
- Pression et température initiale du réservoir.
- Pression et température de production.

En général, les réservoirs sont avantageusement classés sur la base de l'emplacement du point représentant la pression P_i et température T_i initiale du réservoir sur le diagramme (pression/température) de fluide du réservoir. Par conséquent, les réservoirs peuvent être classés en deux types essentiellement. Ceux-ci sont :

• **réservoirs d'huile :**

La température du réservoir T_i est inférieure à la température critique T_c du fluide du réservoir, le réservoir est classé comme un réservoir d'huile.

• **réservoirs de gaz :**

La température de réservoir T_i est supérieure à la température critique T_c du fluide du réservoir, le réservoir est considéré comme un réservoir de gaz.

Figure.III.1 : Diagramme pression - température.

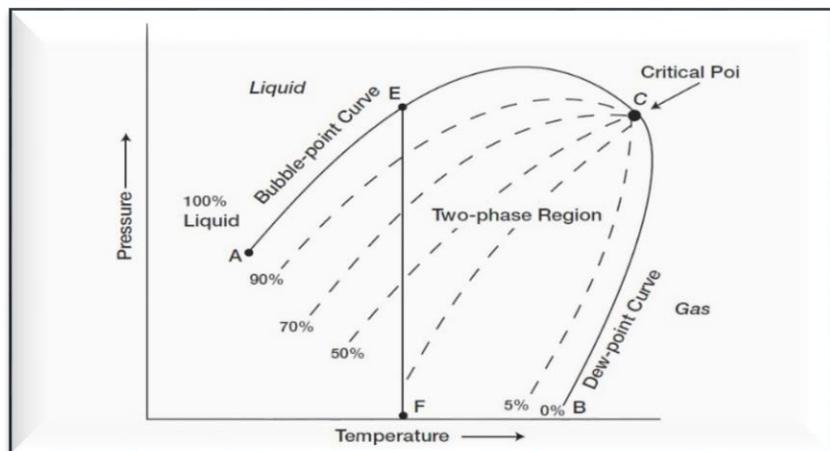


Figure V-60: Diagramme pression - température.

V-3. LES PRINCIPALS TYPES DE RESERVOIRS DES HYDROCARBURES :

V-3-1. Les réservoirs d'huile :

Selon la pression initiale P_i du réservoir, les réservoirs de pétrole peuvent être subdivisés dans les catégories suivantes :

- Réservoir d'huile sous-saturée.
- Réservoir d'huile saturée.
- Réservoir gaz-cap.

Le pétrole brut donne un large éventail de propriétés physiques et chimiques. Souvent l'ingénieur pétrolier doit être classé l'huile de réservoir dans une large gamme de pétroles bruts alors on peut classer les huiles comme suit :

➤ **Huile noire ordinaire: (ORDINARY BLACK OIL)**

Huiles noires ordinaires peut être caractérisé comme suit de :

- GOR entre 200-700 SCF / STB.
- la densité d'huile 15 à 40 API.
- L'huile de stockage est généralement brune à vert foncé.

➤ **Pétrole brut à faible retrait : (LOW-SHRINKAGE OIL)**

Les caractéristiques de cette catégorie généralement ont les propriétés suivantes :

- facteur de volume de la formation du pétrole moins de 1,2 bbl/STB.
- La ration gaz - huile inférieure à 200 SCF/STB.
- la gravité de l'huile inférieure à 35 ° API.
- Noir ou de couleur foncée.

➤ **Haut - retrait (volatile) pétrole brut : (VOLATILE CRUDE OIL)**

Ce type de pétrole brut est généralement caractérisé par un haut retrait liquide immédiatement au-dessous du point de bulle, Les autres caractéristiques de cette huile comprennent comme suite :

- facteur de volume de la formation du pétrole à moins de 2 bbl / STB.
- ratios gaz - pétrole entre 2000-3200 SCF / STB.
- pesanteurs du pétrole entre 45-55 ° API.
- La couleur est Verdâtre à orange.

➤ **Pétrole brut Proche-critique : (NEAR-CRITICAL CRUDE OIL)**

Si la température du réservoir T_i est proche de la température critique T_c du fluide de réservoir, le mélange d'hydrocarbures est identifié comme un pétrole brut quasi critique. L'huile brut quasi critique est caractérisé par :

- Un haute GOR au-delà de 3000 SCF / STB avec un facteur de volume de formation du pétrole de 2,0 bbl / STB ou plus.
- Les compositions d'huiles presque critiques sont habituellement caractérisées par

12,5 à 20 moles d'heptane-plus, 35 % ou plus d'éthane par l'hexane, et le méthane reste.

V-3-2. Les Réservoirs de gaz :

En général, si la température de réservoir est supérieure à la température critique du système d'hydrocarbures, le réservoir est classé comme un réservoir gaz naturel. Sur la base de leurs diagrammes de phase et le réservoir régnant conditions, gaz naturels peuvent être classés en quatre catégories suivant :

- gaz condensat – rétrograde.
- gaz condensat - rétrograde Proche – critique.
- gaz humide.
- gaz sec.

➤ Réservoir Gaz condensat – rétrograde :

Nous allons prendre ce réservoir Gaz condensat rétrograde pour faire une étude plus profond plus tard.

➤ Réservoir de gaz humide :

La température T_i du réservoir est supérieure à la température critique de condensation du mélange qu'il contient.

La teneur en constituants lourds, bien que généralement plus faible que celles des gaz à condensat rétrograde qui est relativement important. Le digramme montre effectivement que la température critique est plus éloignée de celle du cricondenbar que pour un gaz à condensat (Figure.V.58). En surface, on obtient du gaz et des condensables, la teneur en condensables étant constant.

Le Réservoirs de gaz par voie humide est caractérisé par les propriétés suivantes :

- GOR entre 60.000 à 100.000 SCF / STB.
- gravité de pétrole Stock - réservoir au-dessus de 60 ° API.
- liquide est de l'eau - de couleur blanche.
- Les conditions de séparateurs, à savoir, la pression et la température de séparation, se trouvent dans la région à deux phases.

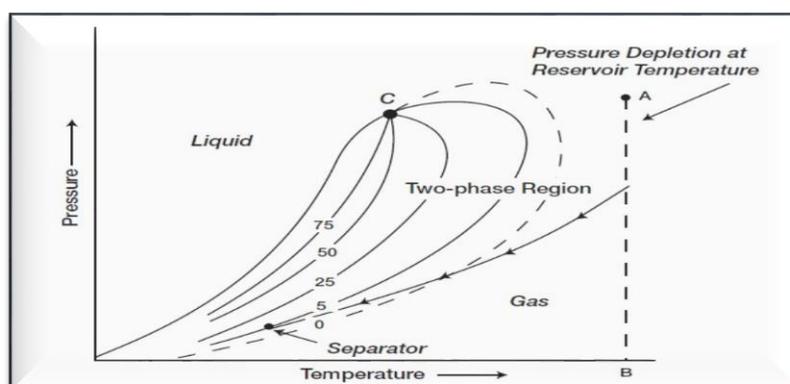


Figure V-61: Diagramme pression – température du gaz humide.

➤ **Réservoir de gaz sec :**

La température T_i du réservoir est supérieure à la température critique T_c de condensation du mélange qu'il contient.

Leur teneur en constituants lourds est très faible ou même nulle. Ce qui montre la position du critique sur le diagramme type au-dessous .la production de condensables est nulle ou négligeable.

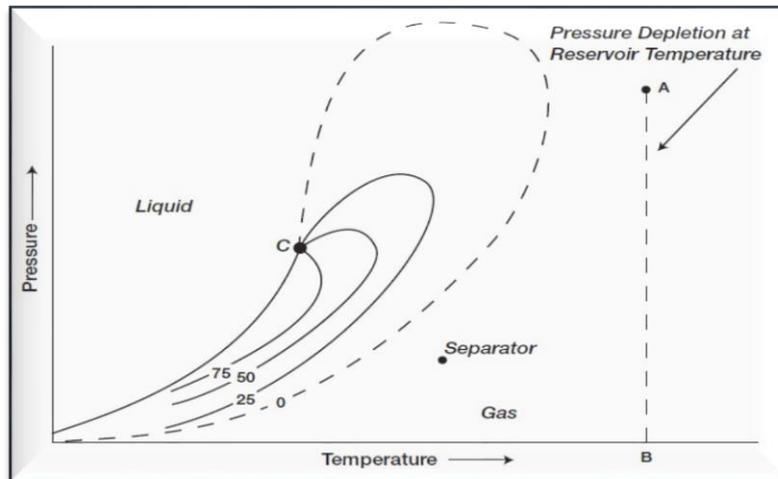


Figure V-62: Diagramme pression – température de gaz sec.

V-4. Etude PVT de réservoir de gaz à condensat dans la région Rhourde- Nous :

Les réservoirs de gaz à condensat se trouvent généralement à 3000-6000 psi et à 200-400°F et sont initialement pour la plupart à l'état gazeux (absence de phase liquide). Les réservoirs de gaz à condensat peuvent approximativement être définis comme ceux produisant du liquide avec une densité inférieure à 45 API et un GOR compris entre 8000 et 70000 SCF/bbl.

Un réservoir de gaz à condensat contient :

- Majoritairement du méthane.
- Des composants intermédiaires : éthane, propane, butane, pentane et hexane.
- Une faible fraction de composants lourds : heptane et plus.

Avec la production la pression se diminue, le fluide reste à l'état gazeux jusqu'à ce que la pression de rosée soit atteinte. Avec le déclin de pression au-dessous de la pression de rosée, le liquide se condense à partir du gaz dans le réservoir. En surface, la condensation est indiquée par une production de gaz plus léger et moins riche en condensables avec une augmentation notable du GOR.

Ce phénomène de condensation est théoriquement anormal. En effet, une diminution isotherme de la pression produira, en principe, une vaporisation et non pas une condensation : c'est la raison pour laquelle ce phénomène est appelé condensation rétrograde.

V-4.1. Condensation rétrograde :

KURATA et KATZ ont donné l'explication la plus concise et la plus pertinente du phénomène de 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. Inversement, le terme de «vaporisation rétrograde» peut être utilisé pour décrire la formation de vapeur avec une augmentation isotherme de la pression ou une diminution isobare de la température.

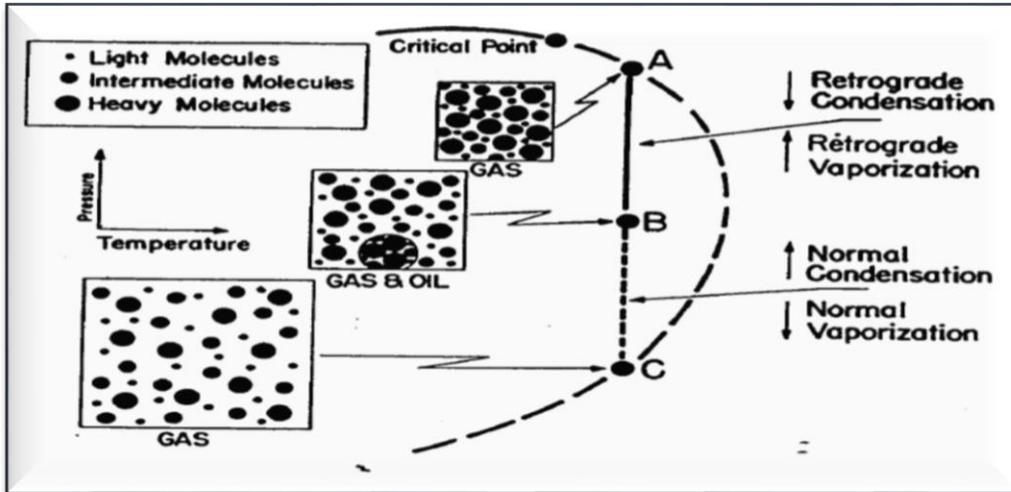


Figure V-63: Phénomène de la condensation rétrograde (niveau moléculaire).

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. Ceci conduit à une séparation des éléments légers. Lorsque l’attraction des molécules lourdes devient prédominante, ces dernières coalescent et forment un liquide comme le montre la figure V.60. Un phénomène rétrograde ne se produit jamais dans les corps purs (formés d’un seul composant).

La figure V.61 représente le diagramme pression-température pour un mélange donné d’hydrocarbures, la composition chimique globale est supposée constante. Le diagramme montre des courbes d’égale composition en phase liquide en pourcentage. Bien que la composition chimique totale soit fixe, celles des phases liquides et vapeurs changent le long de ces courbes. La courbe représentant 0% de liquide est dite courbe de rosée et celle représentant 100% de liquide est dite courbe de bulle. Ces courbes se rencontrent au point critique.

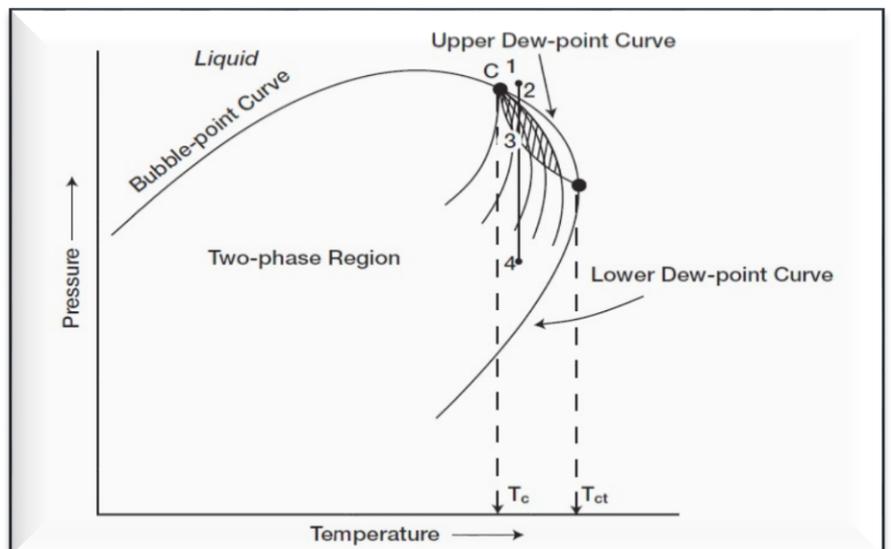


Figure V-64: Diagramme de gaz à condensat montrant la région rétrograde.

La figure montre aussi que pour la condensation rétrograde se produire, il faut que la température du gisement soit comprise entre les températures : critique et cricondenterm. La zone correspondant aux phénomènes rétrogrades est limitée par une courbe constituée par le lieu des maximums de condensation pour chaque température. Après que le maximum de condensation soit atteint une revaporisation du condensat commence avec une chute isotherme de la pression. Cette vaporisation (théoriquement normale) continuera jusqu'à une transformation complète du condensat en gaz. La vaporisation du condensat permet de récupérer le condensat, elle est mise en évidence en surface par une diminution du GOR.

Remarques : Malheureusement, le processus de production empêche la vaporisation totale, et par conséquent la récupération du condensat car :

1. Avec la condensation rétrograde la composition chimique du fluide dans réservoir change. Le diagramme de phase sera décalé vers un pourcentage plus élevé en composants lourds.
2. La structure de la roche réservoir nécessite que la saturation en liquide atteigne un pourcentage critique (15 à 20%) du volume des pores avant que le liquide commence à s'écouler :
 - Ce pourcentage de condensat sera piégé et restera immobile dans le réservoir.
 - Dans certains cas, un volume suffisamment grand de liquide sera condensé procurant une mobilité à la phase liquide.
 - La composition du fluide en surface dépend des mobilités relatives (k/μ) du gaz et du liquide dans le réservoir.

V.-4-2.Comportement de phase des gaz à condensat :

Afin de quantifier le comportement des phases et les propriétés des gaz à condensat dans les conditions du réservoir, deux essais PVT sont normalement utilisés : l'Expansion à Composition Constante (CCE) et la Déplétion à Volume Constant (CVD) :

- **Schéma d'une cellule d'étude PVT :**

Le gaz est introduit entre les deux pistons. Le déplacement du piston est contrôlé par les pompes de mercure. Au milieu de la cellule se trouve une fenêtre en saphir permettant à l'opérateur de visualiser l'intérieur de la cellule à l'aide d'un endoscope.

Le contrôle visuel est nécessaire pour détecter l'apparition de la première gouttelette de liquide (point de rosée).

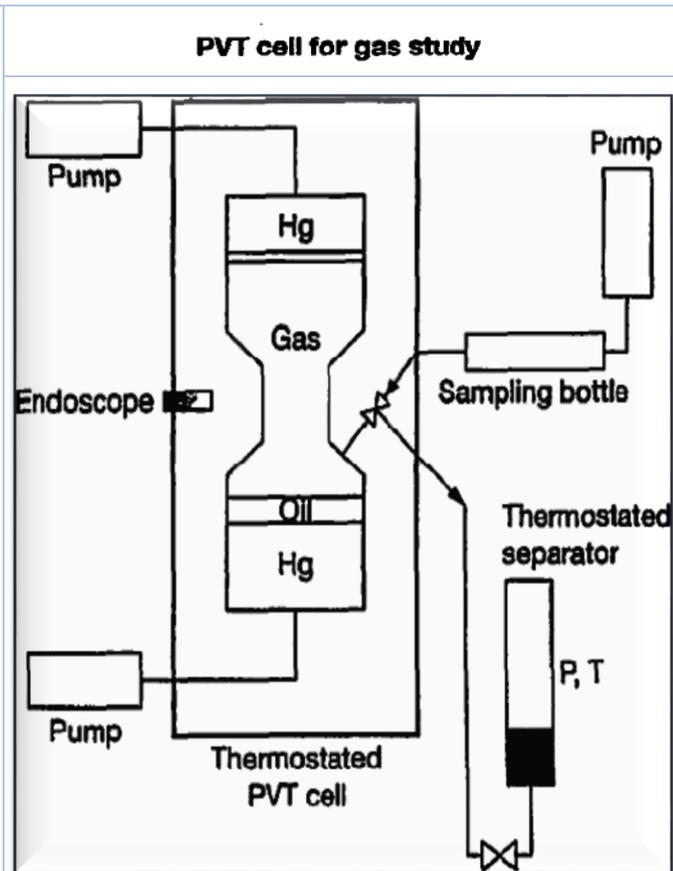


Figure V-65: Schéma de la cellule PVT

➤ **l'Expansion à Composition Constante (CCE) :**

Les étapes du test CCE sont schématisées dans la figure V.63 : Durant cette expérience, la cellule PVT est chargée par une certaine quantité de gaz condensat à une pression supérieure à la pression initiale du réservoir. Le système est normalement laissé au repos pendant toute la nuit pour atteindre l'équilibre. La pression est ensuite réduite par étapes, en augmentant le volume de la cellule, tout en maintenant la température constante. La pression est enregistrée à chaque niveau de volume et après que le système atteigne l'équilibre. Pendant l'expérience, la composition d'ensemble du système est maintenue constante et aucune quantité de condensat ou du gaz n'est retirée de la cellule. Cette expérience représente les réservoirs de gaz à condensats aux pressions supérieures à la pression de rosée (composition du fluide constante).

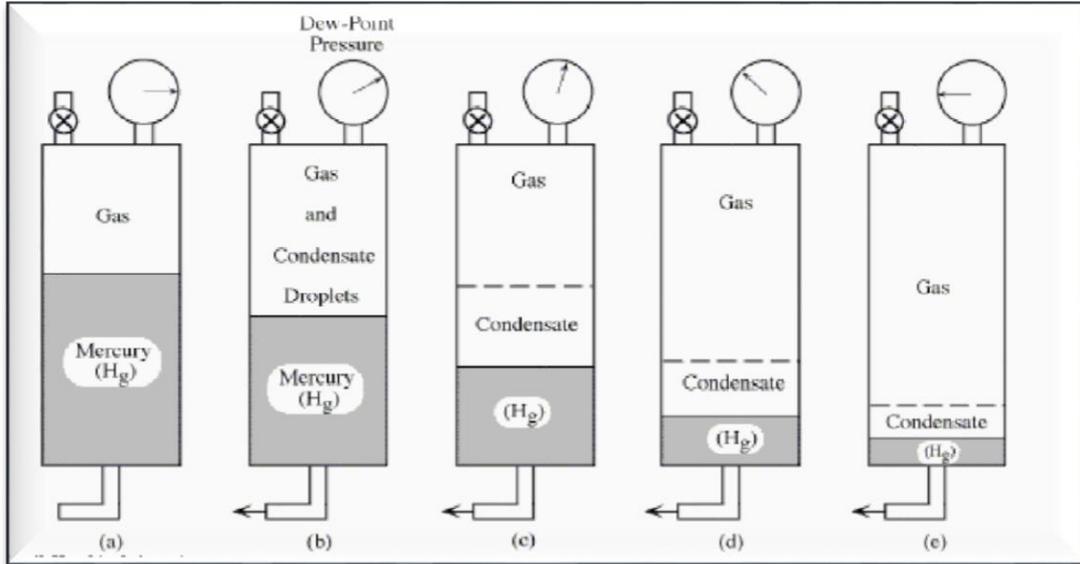
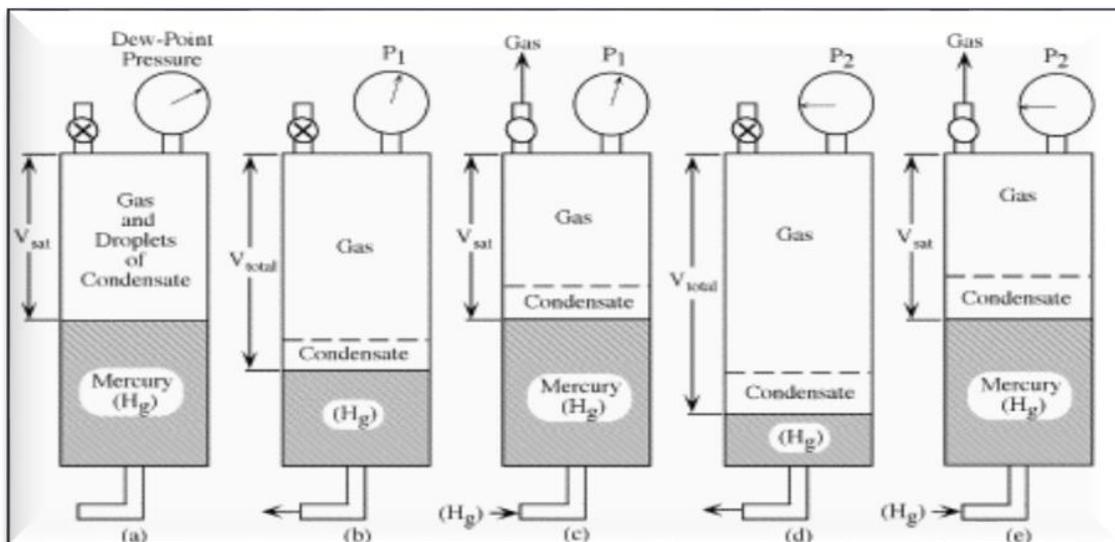


Figure V-66: Schéma du test CCE.

➤ **la Déplétion à Volume Constant (CVD) :**

Durant le test CVD la composition globale du fluide est modifiée par le soutirage du gaz. L'expérience réalisée sur un système de gaz à condensat est basée sur l'hypothèse que le condensat est immobile. La figure V.8 montre un schéma de l'expérience CVD. Le système est ramené à son point de rosée qui a été préalablement déterminé à partir du test CCE. Ensuite, une série d'expansions sont réalisées par expulsion du gaz jusqu'à ce que le volume des fluides dans la cellule soit égal au volume initial de la cellule. À chaque étape, la pression ainsi que les volumes du liquide et du gaz sont enregistrés. Le gaz expulsé est recueilli et sa composition est déterminée, puis la nouvelle composition globale est recalculée en se basant sur le bilan matière. La température est maintenue constante durant tout le processus. L'hypothèse que la phase liquide demeure immobile n'est valable que si la saturation du condensat inférieure à la saturation critique.



FigureV-67: Schéma du test CVD.

V-5. Comportement à l'écoulement des gaz à condensat :

V-5-1. Comportement en drawdown (puits en production) :

La performance du réservoir pendant la production d'un puits de gaz à condensat peut être décrite comme suit (Economides et al, 1987 et Ali et al, 1997).

Étape 1 :

Le gaz dans le réservoir est monophasique Pour $p_{wf} > P_d$, le fluide de réservoir existe en tant que gaz monophasique.

Étape 2 :

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

Étape 3 :

Le gaz et le condensat sont mobiles Alors que la production continue, le condensat s'accumule jusqu'à ce que la saturation en condensat dépasse la saturation critique dans la zone proche du puits. Condensat liquide coulera dans le réservoir.

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

Etape 4 :

La pression du réservoir et p_{wf} sont au-dessous du point de rosée, La condensation du liquide se produit dans tout le réservoir.

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

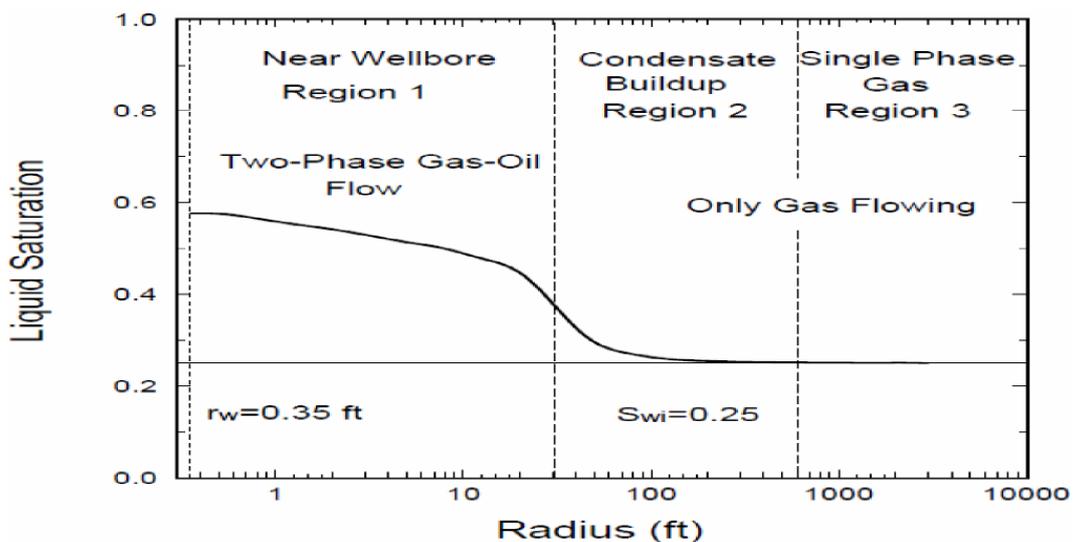


Figure V-68: Différentes régions d'écoulement des gaz à condensat (Fevang et Whitson 1996).

Région 1 :

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

Région 2 :

Une zone d'accumulation du condensat où seul le gaz circule. Dans cette région la pression est inférieure à la pression de rosée mais la saturation en condensat est inférieure à la saturation critique. En d'autres termes, la région 2 est la région de l'accumulation nette du condensat. En raison de l'accumulation de condensat, le gaz en écoulement devient plus léger. L'accumulation du condensat dans la région 2 peut être approchée par l'expérience CVD corrigée pour la saturation en eau. La conséquence de la région 2 est que le fluide en écoulement est moins riche que celui calculé par l'expérience CCE. Les dimensions de la région 2 diminuent avec le temps avec la propagation de la région 1. Région 2 existe toujours avec la région 1.

Région 3 :

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

V-5-2. Comportement en buildup : (puits fermé)

Pendant la production, comme nous l'avons mentionné précédemment, la composition globale du gaz à condensat change, si bien qu'il devient plus riche en composants lourds. Si le puits est fermé, le condensat accumulé autour du puits en production peut ne pas se vaporiser. Dans une dérivation théorique, Economides et al. (1987) ont déterminé les conditions sous lesquelles une hystérésis de la saturation en condensat se produira. Bien que les données PVT du gaz à condensat d'origine indiquent une revaporisation du liquide à la pression de fermeture, l'accumulation du condensat peut empêcher la réversibilité du phénomène. Roussennac (2001) a démontré par simulation que si la période de production est supérieure à un certain seuil, le fluide près du puits peut passer du comportement de gaz à condensat à une huile volatile. Novosad (1996) a également montré dans des simulations numériques que lors de la déplétion d'un gaz à condensat pauvre, le fluide se trouvant près du puits peut changer d'un gaz à condensat en un autre gaz à condensat proche du point critique puis en huile volatile (figure V-16). En résumé, la thermodynamique et le comportement des gaz à condensat pendant la période de fermeture dépendent de la composition globale, la saturation et la pression du

condensat au moment de la fermeture des puits. Ainsi, la fermeture des puits après avoir accumulation du condensat n'est pas une bonne stratégie pour atténuer l'effet de blocage du condensat car la saturation en huile volatile augmentera avec l'augmentation de la pression.

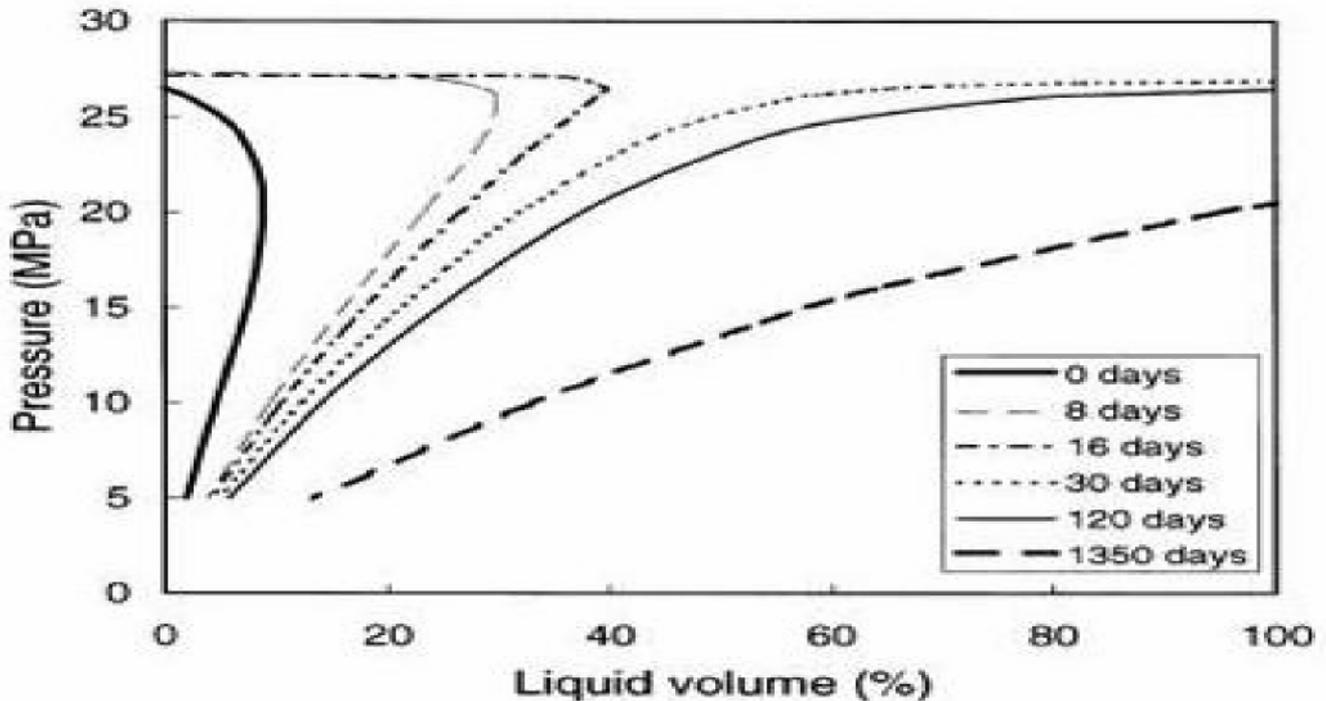


Figure V-69: Evolution de la composition du fluide dans la maille la plus proche du puits pour un gaz à condensat (d'après Novosad, 1996).

V-6. Les équations utilisées par le modèle :

Les équations d'état ont été développées pour donner une relation mathématique entre la pression, le volume et la température. Ils ont été initialement mis en avant comme une méthode d'interprétation de la nature non-idéale de nombreuses substances pures. Avec le temps, ce rôle a été étendu avec succès à prédire les propriétés des mélanges simples et complexes.

V-6.1. Equation d'état de Peng-Robinson :

L'équation d'état SRK présente certaines lacunes, la plus importante est l'incapacité de générer des valeurs satisfaisantes de la densité liquide, la déviation dans ce cas précis varie de 7% pour les températures réduites inférieures à 0,65 à 27% au voisinage du point critique. L'équation de Peng-Robinson (PR) a été proposée afin de pallier aux insuffisances de l'équation de Soave-Redlich-Kwong lors de la prédiction de la densité liquide. L'équation s'écrit :

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)}$$

Avec :

$$a = \Omega_{ac} \alpha(T_r) \frac{(RT_c)^2}{P_c}$$

$$\begin{aligned}\Omega_{ac} &= 0.457235 \\ \alpha(T_r) &= [1 + m(1 - T_r^{0.5})]^2 \\ b &= 0.07796 \frac{RT_c}{P_c}\end{aligned}$$

$$m = 0.37646 + 1.54226\omega - 0.26992 \omega^2$$

La forme cubique de l'équation de PR est la suivante :

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^3)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

La résolution de ces dernières équations conduit à une ou trois racines suivant le nombre de phases. Pour un système diphasique, la racine la plus grande correspond à la phase vapeur alors que la racine la plus petite correspond à la phase liquide.

V-6-2. Le facteur acentrique (ω) :

Dans l'équation précédente, ω est le facteur acentrique du corps pur considéré et qui est défini par :

$$\omega = -\log_{10}(P_r^{sat}) - 1, \text{ à } T_r = 0.7$$

Où : $T_r = \frac{T}{T_c}$ est la température réduite.

$$P_r^{sat} = \frac{p^{sat}}{P_c} \text{ Est la pression de vapeur saturante réduite.}$$

Le facteur acentrique est une mesure de l'allongement de la molécule, elle indique la non-sphéricité des molécules, sa valeur augmente avec la taille de la molécule.

V-6-3. Coefficients d'interactions binaires :

Les équations d'état cubiques furent à l'origine développées pour les substances pures. Avec le temps leur utilisation a été étendue aux mélanges. Cette extension a exigé une certaine méthode pour tenir compte des interactions polaires et autres entre les paires de molécules différentes. Le coefficient binaire d'interaction a été proposé. Cette variable intervient dans le calcul comme composant dans l'attraction intermoléculaire a.

Pour les mélanges :

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N z_i z_j a_{ij}$$

Et :

$$b = \sum_{i=1}^N z_i b_i$$

Avec z_i et z_j les fractions molaires des composants i et j respectivement.

Et :

$$a_{ij} = \sqrt{a_i} \sqrt{a_j} \left(1 - \sqrt{K_{ij}}\right)$$

Tel que : K_{ij} est le coefficient binaire d'interaction.

a_i, a_j : les fonctions d'attraction $a(T)$ pour les composants i et j pris individuellement et b_i le co-volume pour le composant i .

V-6.3.1 Choix des coefficients de BI :

Pour obtenir une bonne représentation de l'équilibre des phases dans un mélange

d'hydrocarbures contenant N₂, CO₂ et CH₄, Nikos et al. (1986) ont proposé une corrélation généralisée pour l'évaluation des coefficients d'interaction binaire k_{ij} de l'équation d'état de Peng Robinson comme une fonction de la pression, température et du facteur acentrique de l'hydrocarbure. Cette corrélation généralisée a été mise au point en utilisant toutes les données expérimentales disponibles dans la littérature sur le sujet. Les auteurs ont proposé la relation suivante pour k_{ij} :

$$K_{ij} = \delta_2 T_{rj}^2 + \delta_1 T_{rj} + \delta_0$$

Où i indique le composant principal N₂, CO₂ ou CH₄ et j indique les autres composants hydrocarbures. Les coefficients δ_2 , δ_1 et δ_0 dépendent du facteur acentrique ω , et sont déterminés pour chaque paire de composants en appliquant les expressions suivantes :

Pour les paires nitrogène-hydrocarbure :

$$\delta_0 = 0.1751787 - 0.7043 \log_{10}(\omega_f) - 0.862066 [\log_{10}(\omega_f)]^2$$

$$\delta_1 = -0.584474 - 1.328 \log_{10}(\omega_f) + 2.862066 [\log_{10}(\omega_f)]^2$$

$$\delta_2 = 2.257079 - 7.869765 \log_{10}(\omega_f) + 13.50466 [\log_{10}(\omega_f)]^2 + 8.3864 [\log_{10}(\omega_f)]^3$$

Ils ont aussi proposé la correction de pression suivante :

$$K'_{ij} = K_{ij}(1.04 - 4.2 \times 10^{-5} p)$$

Pour les paires méthane-hydrocarbure :

$$\delta_0 = -0.01664 - 0.37283 \log_{10}(\omega_f) + 1.31757 [\log_{10}(\omega_f)]^2$$

$$\delta_1 = -0.48147 + 3.35342 \log_{10}(\omega_f) - 1.0783 [\log_{10}(\omega_f)]^2$$

$$\delta_2 = -0.4114 - 3.5072 \log_{10}(\omega_f) - 0.78798 [\log_{10}(\omega_f)]^2$$

. Pour les paires CO₂-hydrocarbure :

$$\delta_0 = 0.4025636 + 0.1748927 \log_{10} \omega_f$$

$$\delta_1 = -0.94812 + 0.6009864 \log_{10}(\omega_f)$$

$$\delta_2 = 0.741843368 + 0.441775 \log_{10}(\omega_f)$$

Ils ont aussi proposé la correction de pression suivante :

$$K_{ij} = K'_{ij}(1.044269 - 4.375 \times 10^{-5} p)$$

L'application des corrélations ci-dessus doit être étendue avec précaution pour les valeurs de la température relative T_{rj} excédant l'unité.

Stryjek et Vera (1986) ont proposé une amélioration de l'équation de Peng Robinson pour reproduire les pressions de vapeur dans la plage des températures réduites allant de 0.7 à 1.0, en remplaçant le terme m par l'expression suivante :

$$m_0 = 0.378893 + 1.4897153\omega - 1.17131848 \omega^2 + 0.0196554 \omega^3$$

Pour reproduire les pressions de vapeur en dessous de 0.7, Stryjek et Vera ont modifié le paramètre m de l'équation de Peng Robinson en introduisant un autre paramètre m_1 caractéristique de chaque composant. Ils ont proposé la relation généralisée suivante :

$$m = m_0 + m_1(1 + T_r^{0.5})(0.7 - T_r)$$

Où T_r est la température réduite de chaque composant pur.

Pour tous les composants avec une température réduite au-dessus de 0.7, Stryjek et Vera ont recommandé $m_1=0$ de mettre. Pour les composants avec une température réduite inférieure

à 0.7, les valeurs optimums de m_1 pour les composants à intérêt industriel sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau V-7: les valeurs optimums de m_1 .

Composant	m_1	Composant	m_1
Nitrogène	0.01996	Nonante	0.04104
Dioxyde de carbone	0.04285	Décane	0.04510
Eau	-0.06635	UN décane	0.02919
Méthane	-0.00159	Do décane	0.05426
Ethane	0.02669	Tri décane	0.04157
Propane	0.03136	Tétra décane	0.02686
Butane	0.03443	Penta décane	0.01892
Pentane	0.03946	Hexa décane	0.02665
Hexane	0.05104	Hepta décane	0.04048
Heptane	0.04648	Octa décane	0.08291
Octane	0.04464		

A cause de la nature totalement empirique des paramètres m_1 , Stryjek et Vera n'ont pas pu trouver une corrélation généralisée pour ce paramètre, ils recommandent d'utiliser les valeurs du tableau.

V-6-4. Volume shift :

Jhaveri et Youngren (1984) ont trouvé, en appliquant l'équation de Peng Robinson non modifiée que l'erreur associée au calcul du facteur de compressibilité Z était de 3-5% alors que celle associée au calcul de la densité des liquides atteignait 6-12%. Jhaveri et Youngren ont alors introduit un paramètre de correction de volume c_i à l'équation de Peng Robinson. Ce troisième paramètre a la même unité que le second paramètre b_i et est défini par la relation suivante :

$$c_i = S_i b_i$$

Où S_i est un paramètre adimensionnel appelé paramètre de décalage (shift parameter), et b_i le co-volume du composant i .

Le paramètre de correction du volume c_i n'influence pas les conditions d'équilibre liquide-vapeur c.-à.-d. Les rapports d'équilibres K_i . Les volumes des phases corrigés sont donnés par les relations suivantes :

$$V_{cor}^L = V^L - \sum_{i=1} (x_i c_i)$$

$$V_{cor}^V = V^V - \sum_{i=1} (y_i c_i)$$

Où V^V et V^L sont les volumes des phases liquide et gazeuse calculés par l'équation de Peng Robinson non modifiée. X_i et Y_i sont les fractions molaires du composant i dans les phases liquide et vapeur respectivement.

Tableau V-8: les valeurs des paramètres de décalage de volume.

Composant	S_i
C₁	-0.1540
C₂	-0.1002
C₃	-0.08501
i-C₄	-0.07935
n-C₄	-0.06413
i-C₅	-0.04350
n-C₅	-0.04183
n-C₆	-0.01478

Ce tableau rassemble des paramètres décalage de volume pour les composants légers bien définis comme présentés par les auteurs.

Pour les composants mal définis, c.-à.-d. C_{7+} , les auteurs ont proposé les équations suivantes pour le calcul du paramètre de décalage :

$$S_i = 1 - \frac{d}{(MW)_i^e}$$

Où : MW représente la masse moléculaire du composant i , et d , e sont des coefficients de corrélation positifs.

Jhaveri et Youngren ont mis au point une procédure pour le calcul des coefficients e et d . Ils ont aussi proposé qu'en l'absence de données expérimentales nécessaires pour le calcul de

V-6-5. Les pseudo-composants :

Pour pouvoir utiliser l'équation d'état de Peng Robinson pour prédire le comportement des phases d'un mélange d'hydrocarbure, on doit connaître la pression critique, la température critique et le facteur acentrique pour chacun des composants du mélange. Pour les composants purs le problème ne se pose pas parce que les propriétés sont bien connues et définies. Pratiquement tous les fluides des réservoirs pétroliers contiennent une certaine quantité de fractions lourdes qui ne sont pas bien définies. Ces fractions lourdes sont le plus souvent fusionnées en une seule fraction heptane plus (le pseudo-composant).

Le problème qui a longtemps été posé dans l'industrie pétrolière est : comment caractériser la fraction C_{7+} en termes de propriétés critiques et de facteur acentrique ? Parce que le changement des paramètres de la fraction C_{7+} a un impact très important sur les propriétés PVT et l'équilibre des phases du système d'hydrocarbures prédits par l'équation de Peng Robinson.

La méthode la plus utilisée est de régler les paramètres de l'équation d'état afin d'améliorer la précision de la prédiction. Durant le réglage des paramètres, les propriétés critiques et les coefficients d'interaction binaires sont ajustés afin d'obtenir le meilleur calage avec les données expérimentales disponibles sur le mélange.

➤ **Méthode d'Ahmed :**

Reconnaissant que la faiblesse de l'équation d'état pour prédire les propriétés des mélanges provient essentiellement de l'incapacité de trouver une procédure adéquate pour le calcul des paramètres **a**, **b**, **α** des pseudo composants, Ahmed (1988) propose une procédure pour la détermination de ces paramètres à partir des propriétés physiques de la fraction φ_{7+} , celles qui sont le plus souvent faciles à mesurer : la masse moléculaire et la densité. Les paramètres se calculent à l'aide des équations suivantes :

Pour le paramètre α de C_{7+} :

$$\alpha = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{520}{T}} \right) \right]^2$$

Avec **m** défini par :

$$m = \frac{d}{a_0 + a_1 d} + a_2 M_{7+} + a_3 M_{7+}^2 + \frac{a_4}{M_{7+}} + a_5 \gamma_{7+} + a_6 \gamma_{7+}^2 + \frac{a_7}{\gamma_{7+}}$$

Où :

M_{7+} : est la masse moléculaire de la fraction C_{7+}

γ_{7+} : est la densité de la fraction C_{7+}

a₁-a₈ : coefficients donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau V-9: les valeurs des coefficients (a₁-a₂) des paramètres a, b et m de C₇₊.

Coefficient	m	a	b
a ₁	-36.91776	-2.433525.10 ⁷	-6.8453198
a ₂	-5.2393763.10 ⁻²	8.3201587.10 ³	1.730243.10 ⁻²
a ₃	1.7316235.10 ⁻²	-0.18444102.10 ²	-6.2055064.10 ⁻⁶
a ₄	-1.3743308.10 ⁻⁵	3.6003101.10 ⁻²	9.0910383.10 ⁻⁹
a ₅	12.718844	3.4992796.10 ⁷	13.378898
a ₆	10.246122	2.838756.10 ⁷	7.9492922
a ₇	-7.26697942	-1.1325365.10 ⁷	-3.1779077
a ₈	-2.6078099	6.418828.10 ⁶	1.7190311

La corrélation généralisée suivante est proposée :

$$a = b = \left[\sum_{i=0}^3 (a_i d^i) \right] + \frac{a_4}{d} + \left[\sum_{i=5}^6 (a_i \gamma_{7+}^{i-4}) \right] + \frac{a_7}{\gamma_{7+}}$$

Les coefficients a1-a8 pour les paramètres a et b sont donnés dans le tableau ci-dessus.

Les coefficients **a**, **b** et **m** pour le dioxyde de carbone, le nitrogène, le méthane et l'éthane ont été optimisés en utilisant cette approche. Les valeurs optimisées sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau V-10: les valeurs optimisées des coefficients (a1-a2) des paramètres a, b et m.

Composant	Coefficient		
	a	b	m
CO ₂	1.499914.10 ⁴	0.41503575	-0.73605717
N ₂	4.5693589.10 ³	0.4682582	-0.97962859
C ₁	7.709708.10 ³	0.46749727	-0.549765
C ₂	2.41626.10 ⁴	0.6690577	-0.69521 08

➤ **Corrélation de Twu :**

Twu (1984) a proposé des relations permettant de calculer les propriétés critiques des fractions d'hydrocarbures males définies, les données nécessaires sont la masse moléculaire, la gravité, le point d'ébullition de cette fraction. Les relations exprimant les quantités en unités SI sont les suivantes :

➤ **Température critique :**

$$T_c = T_b \left[a_1 + a_2 T_b + a_3 T_b^2 + a_4 T_b^3 + \frac{a_5}{(a_6 T_b)^{13}} \right]$$

$$a_1 = 0.533272$$

$$a_2 = 0.191017.10^{-3}$$

$$a_3 = 0.779681.10^{-7}$$

$$a_4 = -0.284376.10^{-10}$$

$$a_5 = 0.959468.10^2$$

$$a_6 = 0.01$$

➤ **Volume critique :**

$$v_c = [1 - B_1 + B_2\alpha + B_3\alpha^3 + B_4\alpha^{14}]^{-8}$$

$$\alpha = 1 - \frac{T_b}{T_c}$$

$$B_1 = -0.419869$$

$$B_2 = 0.505839$$

$$B_3 = 1.56436$$

$$B_4 = 9481.7$$

➤ **Pression critique :**

$$P_c = [A_1 + A_2\alpha^{0.5} + A_3\alpha + A_4\alpha^2 + A_5\alpha^4]^2$$

$$\alpha = 1 - \frac{T_b}{T_c}$$

$$A_1 = 3.83354$$

$$A_2 = 1.19629$$

$$A_3 = 34.8888$$

$$A_4 = 36.1952$$

$$A_5 = 104.193$$

Facteur acentrique d'après la corrélation d'Edmister (1958) :

$$\omega = \frac{3[\log(P_c/14.70)]}{7[T_c/(T_{b-1})]} - 1$$

Point d'ébullition normal-corrélation de Riazi-Daubert (1980) :

$$P_c = 3.48242 \cdot 10^9 T_b^{-2.3177} \gamma^{2.4853}$$

$$T_c = \exp[3.9934718 T_b^{0.08615} \gamma^{0.04614}]$$

$$M = 1.4350476 \cdot 10^{-5} T_b^{2.3776} \gamma^{-0.9371}$$

Fractionnement des pseudo-composants :

Tous les fluides exigent le calage des données mesurées de laboratoire avant que l'équation d'état la méthode puisse alors être employée pour prévoir les propriétés non mesurées. Une grande partie de l'effort consenti se concentre sur les pseudo-composants. L'opération devrait normalement commencer par un pseudo qui représente la fraction plus. Ceci peut être C7+ C10+, C20+ etc...avec les huiles on utilise habituellement seulement un pseudo-composant mais il peut y avoir de bonnes raisons de créer plus. L'opération de fractionnement est employée pour créer ces pseudos additionnels.

Tout pseudo simple représente des centaines de composants avec une grande variété de propriétés. Pendant le processus fractionnement le pseudo est décomposé ou en beaucoup de composants. La quantité de chaque composant est déterminée par une distribution continue qui change avec la méthode de fractionnement. Les composants sont ensuite recombinaés pour donner le nombre désiré de fractions.

Méthode de fractionnement de pétroleum experts 1 :

La distribution des composants se compose d'une combinaison des fonctions exponentielles l'une croissante et l'autre décroissante qui se rencontrent au poids moléculaire apparent entré du pseudo.

Ce schéma donne un exemple de ce type de distribution.

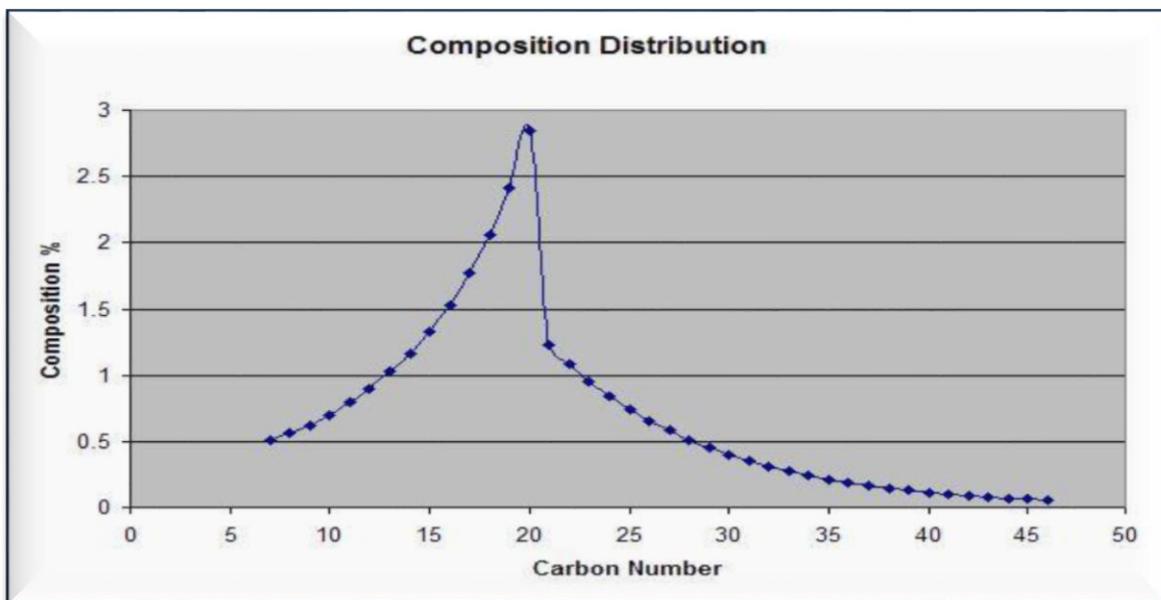


Figure V.1 : Exemple de distribution de la composition du pseudo composant.

Le fractionnement peut s'avérer bénéfique pour :

- Traiter les fluides difficiles.
- Avoir un meilleur matching.
- Facilite les calculs de séparation.

V-7. Cas Pratique :

V-7-1. Reservoir TAGS :

Etape 1 : éditer la composition et définir les pseudo-composants

Il n'y avait qu'une analyse PVT disponible pour le réservoir TAGS à Rhourde Nous, l'échantillon a été pris du puits RN 28 et l'analyse a été résumée dans le rapport #54/92 de SONATRACH. La pression de rosée est de 323 kg/cm² (4594.14 psi) à 100.6°C.

Le facteur de compressibilité Z à la pression rosée pour le test CVD est de manière significative inférieur au facteur de compressibilité Z pour le test CCE. Les deux facteurs de compressibilité doivent être les mêmes à la pression de rosée. Au-dessous de cette pression, dans le domaine biphasé, les facteurs de compressibilité pour les deux expériences ne devraient pas être identiques parce que la composition change dans le test CVD, mais devraient être plus étroits que ceux rapportés. Les résultats des deux tests sont montrés dans les tableaux suivants :

Table V-2: Test CVD pour l'échantillon de TAGS

Tableau V.1 : Test CVD	
Pression relative (kg/cm²)	Facteur de compressibilité Z
323.0	0.854
300.4	0.841
251.2	0.819
213.1	0.824
180.5	0.837
148.4	0.855
118.4	0.861
89.2	0.894
69.5	0.916

Table V-3: Test CCE pour l'échantillon de TAGS

Tableau V.2 : Test CCE	
Pression relative (kg/cm²)	Facteur de compressibilité Z
403.1	1.094
380.2	1.057
352.5	1.017
330.1	0.988
323.0	0.976
314.8	0.969
281.5	0.930

Pression relative (kg/ cm ²)	Facteur de compressibilité Z
250.1	0.888
215.4	0.882
168.5	0.863
140.8	0.866
121.5	0.869
107.5	0.880
97.5	0.881

L'équation d'état de Peng-Robinson a été utilisée pour caractériser le fluide du réservoir de Rhourde Nous. La fraction lourde est constituée par les éléments C12+.

Le GOR calculé par le modèle était plus haut au point de rosée que le GOR mesuré (GOR mesuré=25 17 m³/m³). La composition a été ajustée en ajoutant du C9, C10, C11, et C12+ aux dépens de C2 (voir les tableaux VI.3 et VI.4).

Après avoir entré la composition chimique du gaz brut, les conditions de référence (pression, température du réservoir), il faut maintenant définir le pseudocomposant C12+ par sa densité et sa masse moléculaire. Ensuite le logiciel se chargera du calcul des autres propriétés : température d'ébullition, TC, PC, VC et le facteur acentrique ω du pseudo-composant. La température d'ébullition est calculée en utilisant la corrélation de petroleum experts alors que pour les propriétés critiques et le facteur acentrique c'est la corrélation de Twu/Edmister qui a été utilisée.

Un premier calage est réalisé et permet de modifier les propriétés du pseudocomposant (C12+ dans notre cas) de telle sorte que les densités de liquide dans les conditions standard calculées avec la corrélation de Costald et avec l'EOS soient identiques. L'équation d'état EOS ne peut prédire la densité du liquide dans les conditions standards seule, c'est grâce à ce calage qu'on peut assurer un bon début à l'étalonnage de l'EOS.

Vérification (Quick Calculation QC) :

Après le premier calage, on procède à une première vérification pour s'assurer que l'étalonnage est sur la bonne voie il faut comparer entre les valeurs mesurées et celles calculées par le modèle de :

- ✓ la pression de saturation,
- ✓ le GOR et densité de l'huile dans les conditions du séparateur.

La densité et la masse moléculaire du pseudo-composant C12+ ont été ajustées de manière à obtenir une bonne approche entre les valeurs mesurées et celles calculées de ces trois paramètres.

Remarque :

Le but de cette partie est de faire un premier matching entre les données de l'EOS et celles du laboratoire pour diminuer le nombre d'itérations nécessaires dans la régression plus tard. Toutefois, si les résultats ne concordent pas, ce n'est pas très grave à ce stade de matching.

Pour le calage de l'EOS et les résultats du laboratoire on utilise toujours les propriétés des pseudo-composants.

Table V-4: Composition du fluide du réservoir (rapport du CRD 1992).

Numéro	composant	Pourcentage molaire	Masse molaire du composant
1	N ₂	0.63	28.01
2	CO ₂	0.77	44.01
3	C ₁	78.92	16.04
4	C ₂	7.93	30.1
5	C ₃	3.54	44.1
6	iC ₄	1.11	58.1
7	nC ₄	1.52	58.1
8	iC ₅	0.70	72.2
9	nC ₅	0.69	72.2
10	C ₆	0.92	86.2
11	C ₇	0.89	99.5
12	C ₈	0.63	112
13	C ₉	0.43	125
14	C ₁₀	0.35	137
15	C ₁₁	0.22	149
16	C ₁₂₊	0.75	179
Total	100	24.8	

Table V-5: Composition ajustée du fluide du réservoir.

Numéro	composant	Pourcentage molaire	Masse molaire du composant
1	N ₂	0.63	28.01
2	CO ₂	0.77	44.01
3	C ₁	78.72	16.04
4	C ₂	7.53	30.1
5	C ₃	3.54	44.1
6	iC ₄	1.11	58.1
7	nC ₄	1.52	58.1
8	iC ₅	0.70	72.2
9	nC ₅	0.69	72.2
10	C ₆	0.92	86.2
11	C ₇	0.89	99.5
12	C ₈	0.63	112
13	C ₉	0.53	125
14	C ₁₀	0.55	137
15	C ₁₁	0.32	149
16	C ₁₂₊	0.95	197
Total	100	25.64	

Pression de rosée=323 kg/cm² Température de fond=100.6°C

Z facteur à la pression de rosée=0.854 Richesse initiale=235.8 g/m³

Volume du liquide rétrograde=5.65% GORmodèle =2516.8 m³/m³

GORmesuré =2517 m³/m³

Conditions du séparateur : Température du séparateur=28°C Pression du séparateur=59 kg/cm²

Etape 2 : Fractionnement du pseudo-composant et calcul des coefficients BI

Durant la première vérification (QC), on a remarqué que pour avoir un bon matching de la pression d saturation il est nécessaire de diviser le pseudocomposant C12+ en fractions.

Ceci peut être réalisé en utilisant la méthode de petroleum expert 1. Il faut noter que cette méthode a été développée pour les gaz à condensat. Le choix de la méthode de fractionnement dépend en général de la composition et du type du fluide utilisé.

Le nombre de fractions lourdes peut être choisi, dans notre cas c'est le nombre maximum de fractions possibles qui sera utilisé (c.-à.-d. 10 pseudocomposants).

Après fractionnement, une vérification de la pression de saturation, du GOR et de la densité du condensat s'avère nécessaire.

On remarque d'après la courbe ci-dessous (méthode de Hoffmann) que les composants s'alignent sur une même droite. Ceci prouve que le calcul des coefficients d'équilibres et le

fractionnement du pseudo-composant ont été effectués avec succès.

Après fractionnement il faut calculer les coefficients BI pour tenir compte des interactions entre les différents composants. Après calcul des coefficients BI une vérification des trois paramètres cités précédemment est nécessaire.



Etape 3 :

Insertion des données pour la régression

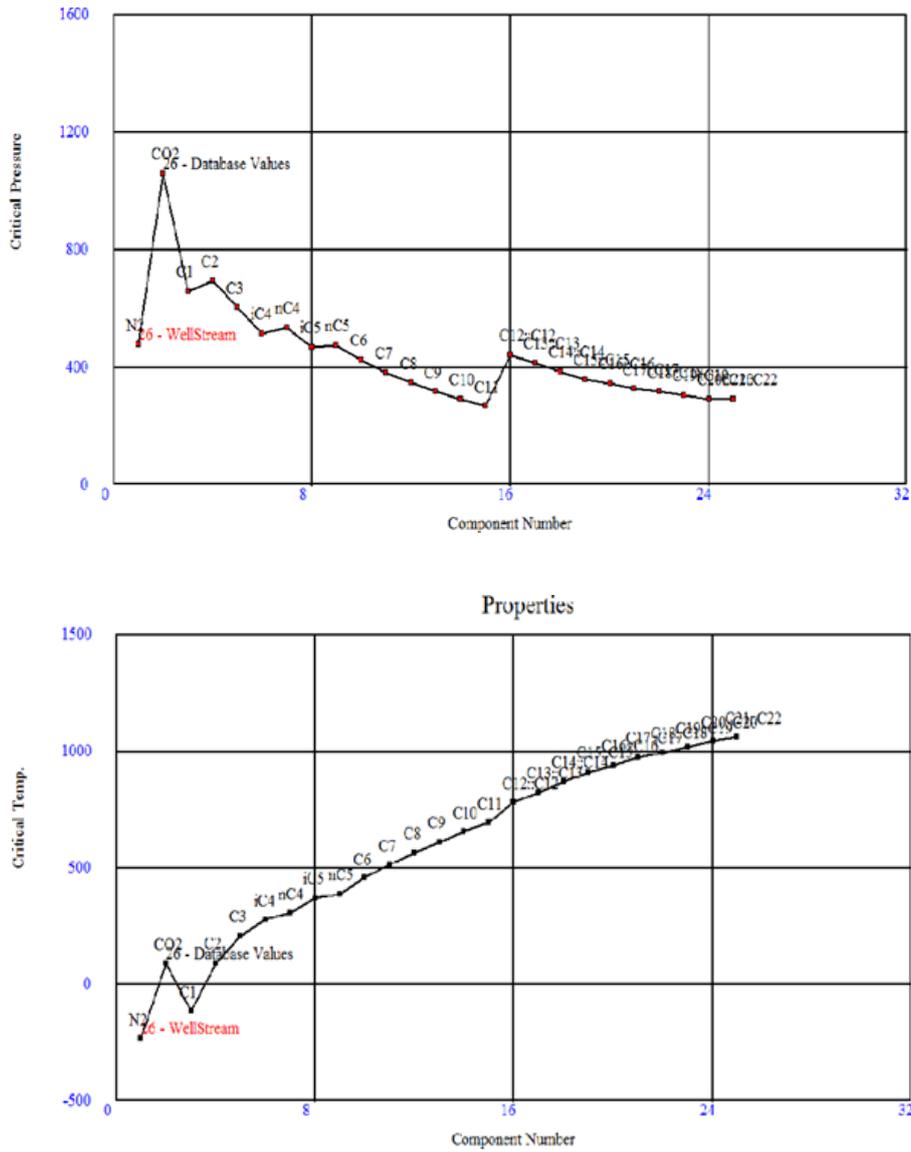
La régression est utilisée pour ajuster les paramètres de l'équation d'état. La régression repose sur les valeurs de p_c , T_c , V_c , ω et c (le volume shift) pour les pseudo-composants. Il est impératif pour avoir un bon modèle représentatif et pouvant être utilisé par la suite dans MBAL (bilan matière) que les données de fond (réservoir) soient aussi bien matchées que les données de surface.

Pour les réservoirs de gaz à condensat, les données (minimales requises) pour le matching sont :

- La pression de saturation à la température du réservoir
- Les résultats du test CCE ou CVD
- Le facteur de compressibilité Z à la pression de saturation
- Le GOR
- La densité de l'huile dans les conditions du séparateur

Etape 4 : Régression

On arrête la régression lorsque l'erreur est suffisamment faible. Dans notre cas ce n'est qu'au bout de la 70^{ème} itération que la régression s'est achevée, l'erreur est de 0.001.



3. Résultats

Après régression un très bon modèle a été obtenu pour le fluide du TAGS.

La différence entre la pression de saturation mesurée et celle calculée par le modèle est de :

$\Delta P = 0.01 \text{ psi}$ l'erreur relative est de : $2.176 \cdot 10^{-4} \%$

a) **Masse moléculaire :**

$M_a = 25.649 \text{ g/mol}$

b) **Densité :**

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28.96} \text{ g/mol}$$

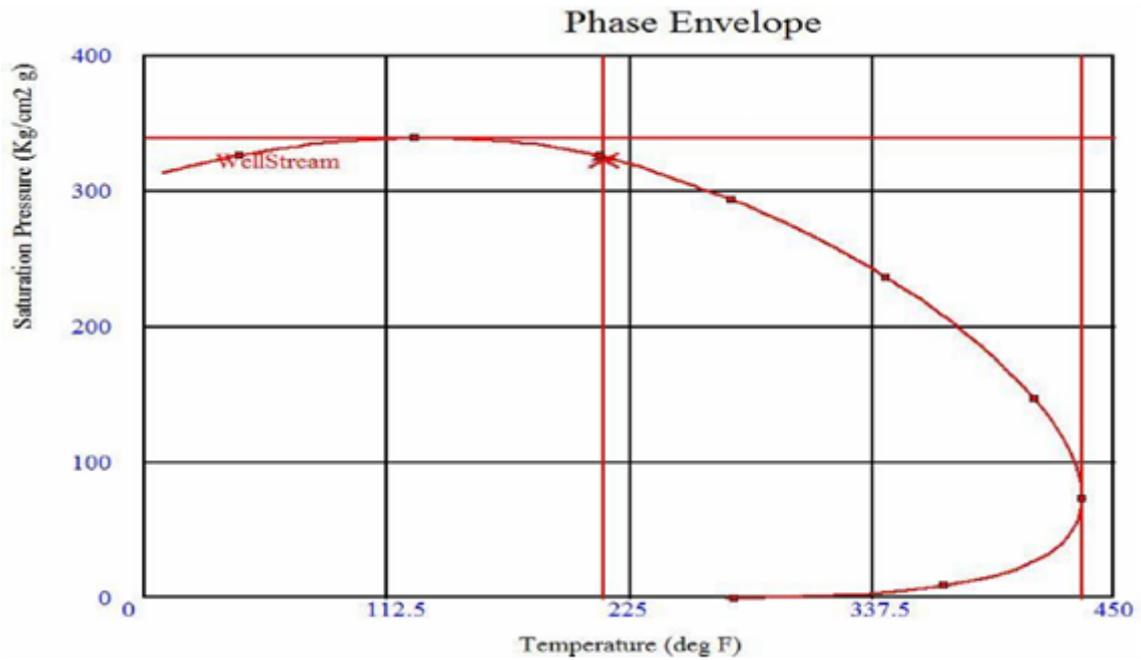
c) **Enveloppe de phases :**

$$P_{cricondenbar} = 393.3 \text{ kgf/cm}^2$$

$$T_{cricondenbar} = 129.3 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$P_{cricondenthem} = 74.5 \text{ kgf/cm}^2$$

$$T_{cricondenthem} = 74.5 \text{ } ^\circ\text{F}$$



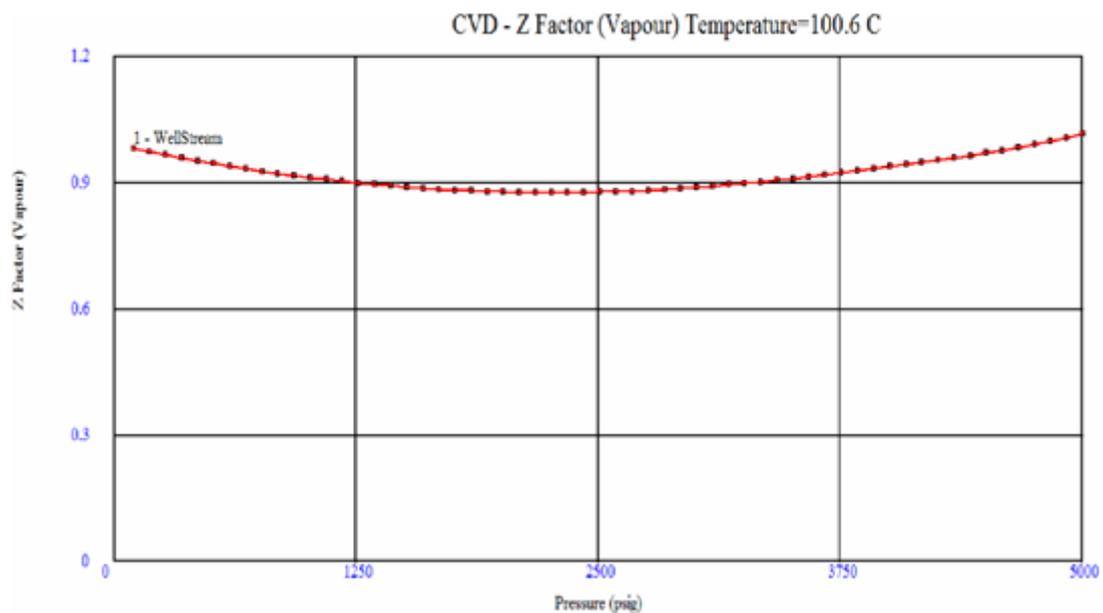
d) Pression de saturation :

Pression de saturation = 4594,13 p

e) Résultats du test CVD :

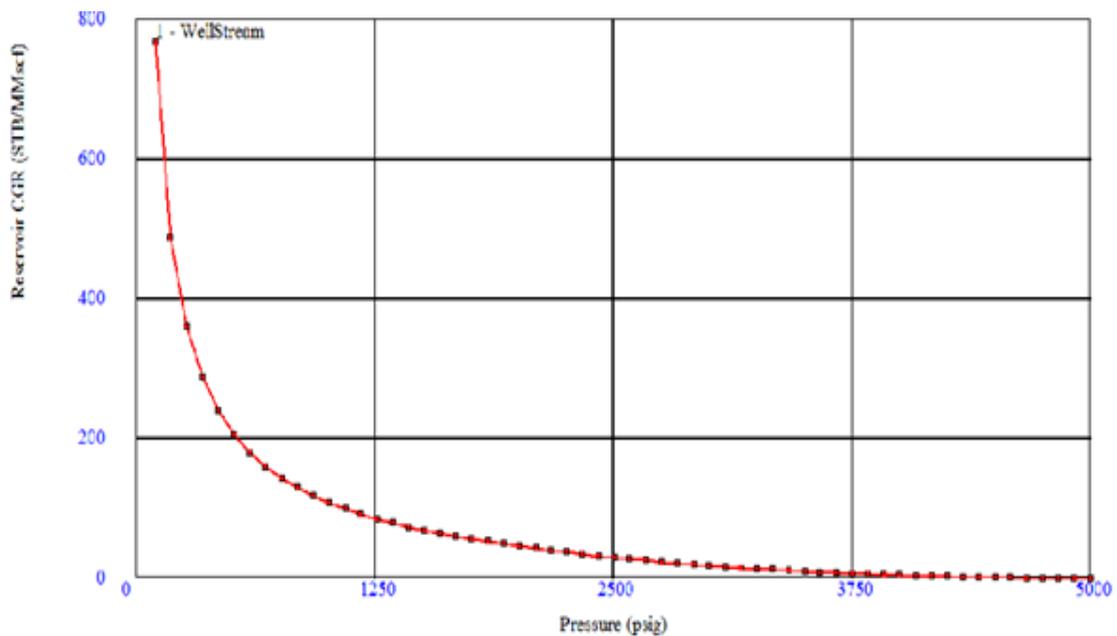
Les résultats de la simulation du test CVD du laboratoire sont présentés dans l'annexe.

f) Facteur de compressibilité du gaz Z :

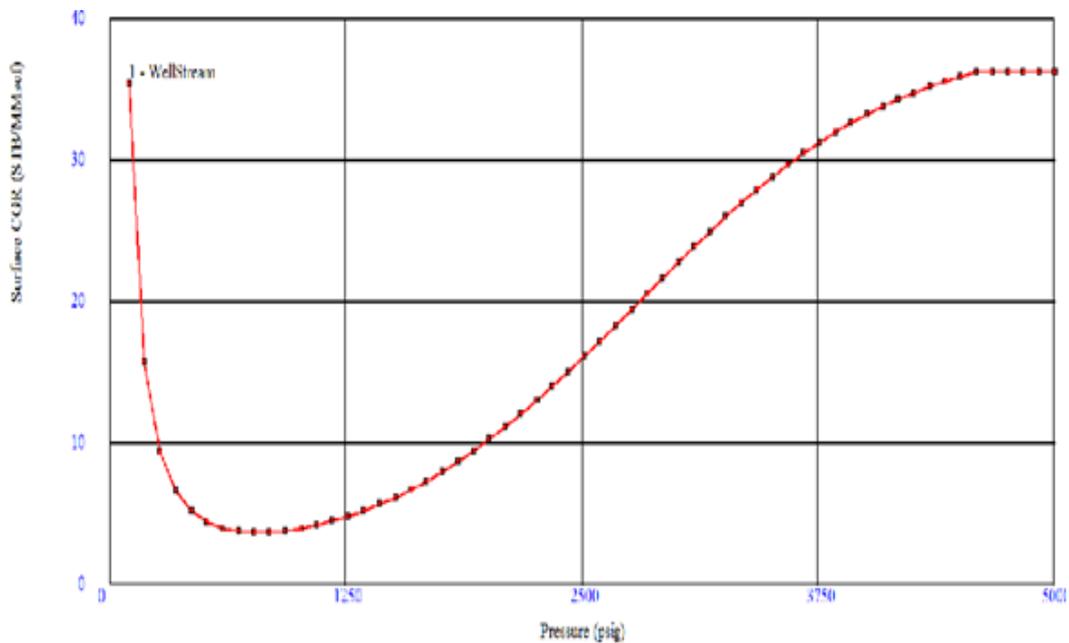


On remarque que la valeur du facteur de compressibilité à la pression de saturation donnée par le modèle est de $Z=0.98$ s'approche beaucoup de la valeur donnée dans le rapport d'analyse $Z=0.976$ (test CCE).

g) Réservoir CGR :

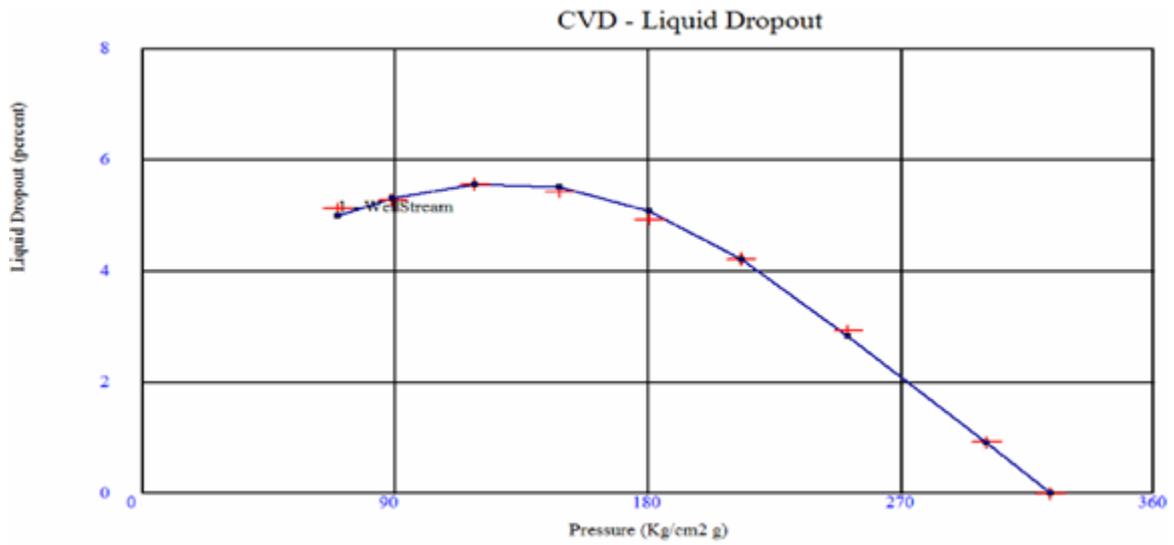


h) Surface CGR :

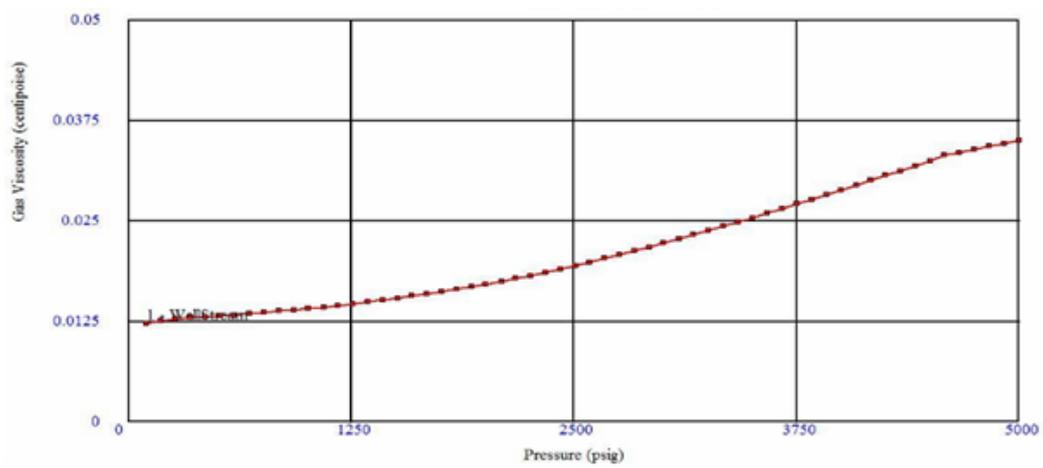


g) Dépôt de liquide :

La figure ci-dessous illustre le dépôt de liquide (liquid dropout) donné par le modèle (ligne bleue) et mesuré au laboratoire (points rouges). Encore une fois on remarque le très bon calage entre les valeurs calculées par le modèle et celles mesurés. La figure montre que le pourcentage maximum de liquide est de 5.562% atteint à une pression proche de 120 kgf/cm² (1700 psi).



i) Viscosité du gas :



k) Facteur de récupération gaz et huile en surface :

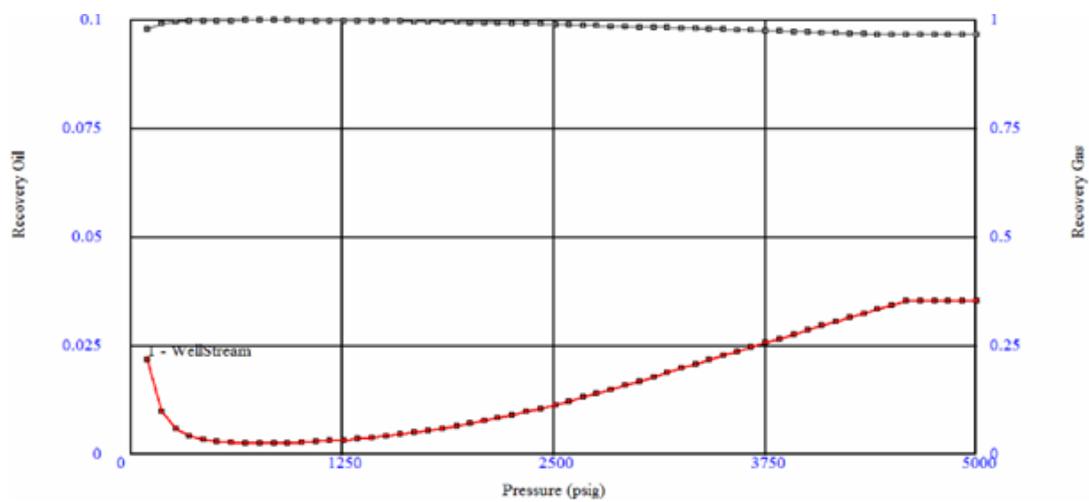


Table V-6: Résultats au séparateur.

Température (° F)	82,4
pression (psig)	839,17
densité du gaz (EOS)	53,5205
densité de l'huile EOS (kg/m³)	654,002
densité de l'huile COSTALD (kg/m³)	655,123
Tension interfaciale (dyne/cm)	13,3548
viscosité du gaz (cp)	0,0123232
viscosité de l'huile (cp)	0,36022
FVF du gaz (ft³/scf)	0,0152943
FVF de l'huile (rb/stb)	1,52438
GOR (scf/stb)	14132,1
enthalpie spécifique de la vapeur (BTU/lbmol.R)	8495,69
enthalpie spécifique du liq (BTU/lbmol.R)	10129,9
entropie spécifique de la vap (BTU/lbmol.R)	38,986
entropie spécifique du liq (BTU/lbmol.R)	59,7018
facteur Z (vap)	0,85 1243
facteur Z (liq)	0,276259

On remarque clairement que le $GOR_{mesuré} = 14133 \text{ scf/stb}$ est sensiblement proche au GOR calculé par le modèle, aussi les deux valeurs de la densité de l'huile dans les conditions du séparateur

V-7-2. Reservoir Quartzite Hamra :

L'échantillon a été pris du puits RN110 d'une profondeur de 3846 m, et l'analyse a été résumée dans le rapport #20/11 de SONATRACH. La pression de rosée est de 363.3 kg/cm² (5341 psig) à 126.87°C.

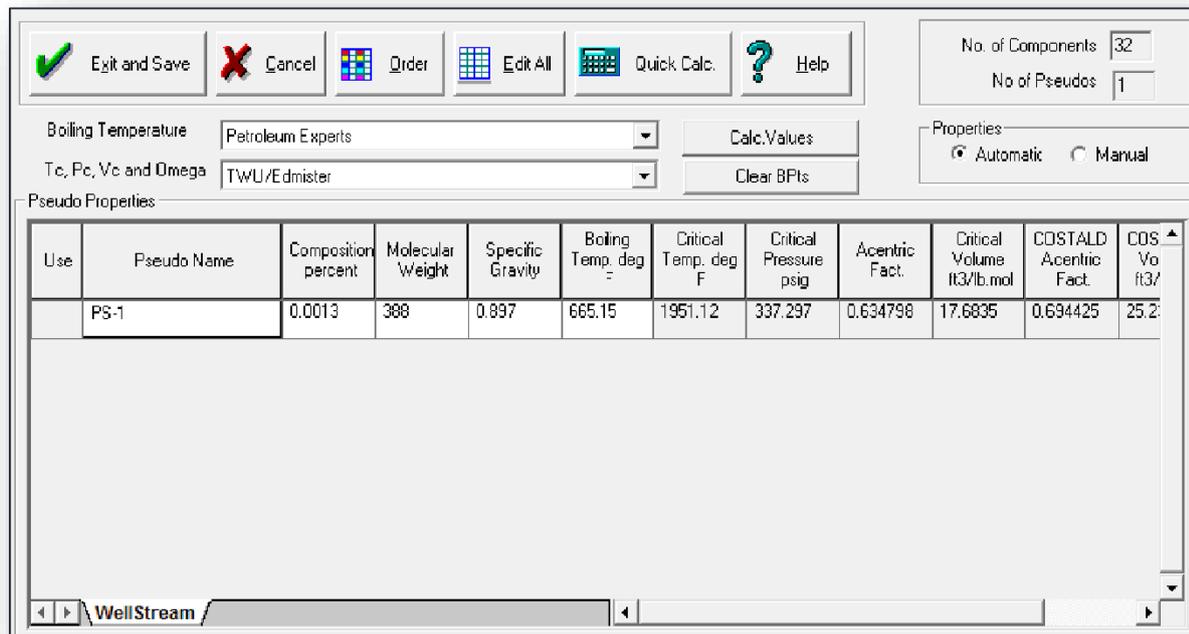
V-7-2-1. Entrer la composition et définir le pseudo-composants :**Table V-7: Composition molaire du gaz brut - puits (RN-110).**

Constituants	MW (g/mol)	Fraction molaire (%)
N ₂	28.014	0.594
CO ₂	44.01	8.501
C ₁	16.043	76.333
C ₂	30.07	5.182
C ₃	44.097	2.065
iC ₄	58.124	0.735
nC ₄	58.124	0.755
iC ₅	72.151	0.527
nC ₅	72.151	0.284
C ₆	86.178	0.768
C ₇	96.000	0.821
C ₈	107.000	0.764
C ₉	121.000	0.679
C ₁₀	134.000	0.501
C ₁₁	147.000	0.373
C ₁₂	161.000	0.276
C ₁₃	175.000	0.235
C ₁₄	190.000	0.161
C ₁₅	206.000	0.128
C ₁₆	222.000	0.089
C ₁₇	237.000	0.067
C ₁₈	251.000	0.054
C ₁₉	263.000	0.040
C ₂₀	275.000	0.026
C ₂₁	291.000	0.017
C ₂₂	305.000	0.011
C ₂₃	318.000	0.007
C ₂₄	331.000	0.004
C ₂₅	345.000	0.002
C ₂₆	359.000	0.001
C ₂₇	374.000	0.00026
C ₂₈₊	388.000	0.00013

➤ **Définir le pseudo composant :**

L'objectif de cette étape est de caractériser le pseudo composant C₂₈₊, où la densité et le poids moléculaire de ce composant peuvent être entrées.

Il est possible d'utiliser ces informations et certaines corrélations (Petroleum Experts pour le point d'ébullition et TWU/Edmister pour T_c , P_c , V_c et ω) afin de déterminer les propriétés restantes de la Pseudo Composant.



FigureV-70: Les propriétés et les caractéristiques du pseudo composant C28+.

✓ **Auto-match (l'ajustement) :**

Le bouton "Auto-Match" peut être utilisé pour modifier les propriétés de C_{28+} , afin d'ajuster la densité de Costald dans les conditions standard.

L'EOS ne permet pas de prévoir la densité dans la condition standard, alors on adapte cette densité aux certaines corrélations pour assurer un bon départ dans le processus d'ajustement.

En fait, l'objectif de cette première partie d'ajustement de l'EOS est d'obtenir une équation qui interprète et qui soit assez proche du fluide réel afin de réduire la magnitude de régression nécessaire plus tard. Par conséquent, même s'il y'a une différence plus importante dans la densité obtenue, elle se reste acceptable à ce stade.

V-7-2-2. Entrez et sélectionnez les données pour l'ajustement :

L'étape suivante consiste à que toutes les propriétés importantes incluses dans le rapport de laboratoire sont appariées et bien ajustées, et que les paramètres de l'EOS (T_c et P_c des pseudo_ composants, changement de volume) seront bien régressés.

➤ **Saisir les données mesurées dans le laboratoire :**

Table V-8: Comportement à masse constante (CCE) du gaz brut à $T_g= 126.87^\circ\text{C}$.

Pression (Psig)	Dépôts liquides (%)	$V/V_{sat}(cm^3/cm^3)$	Z	ρ (kg/m ³)
7000		0.886	1.174	328.947
6500		0.916	1.127	318.369
6000		0.952	1.081	306.278
5500		0.985	1.026	295.945
5341	0.000	1.000	1.011	
5000	1.04	1.036	0.980	
4500	2.77	1.104	0.940	
4000	4.16	1.182	0.895	
3500	5.39	1.316	0.871	
3000	6.35	1.519	0.862	
2500	6.89	1.805	0.854	
2000	6.73	2.272	0.860	
1500	6.35	3.060	0.869	

Table V-9: Comportement à volume constant (CVD) du gaz brut à $T_g= 126.87^\circ\text{C}$.

Pression (Psig)	Dépôts liquides (%)	Facteur de compressibilité Z	$B_g \times 100$ (m ³ /m ³)
5341	0.00	1.011	
4500	2.77	0.987	0.439
4000	3.89	0.976	0.488
3000	5.58	0.944	0.629
2500	6.00	0.932	0.929
1500	5.85		1.251
1000	5.43		1.919

➤ **Sélection le minimum des données pour l'ajustement :**

Il est important, au moins dans la première phase d'ajustement de faire régresser le minimum des paramètres nécessaires. Parce que l'obtention d'un bon modèle avec des bonnes capacités de prévision, oblige l'utilisation de minimum des données pour calibrer l'EOS, et qui devrait prévoir raisonnablement d'autres données mesurées.

V-7-2-3.La régression :

Cette étape consiste à exécuter une régression en ajustant la température critique, pression critique, coefficient d'interaction binaire (BI) et la variation de volume (Volume Shift) du pseudo composants.

➤ **L'ajustement des propriétés :**

Dans la régression des propriétés, on sélectionne pour chacun une pondération moyenne comme la montre la figure ci-dessous :

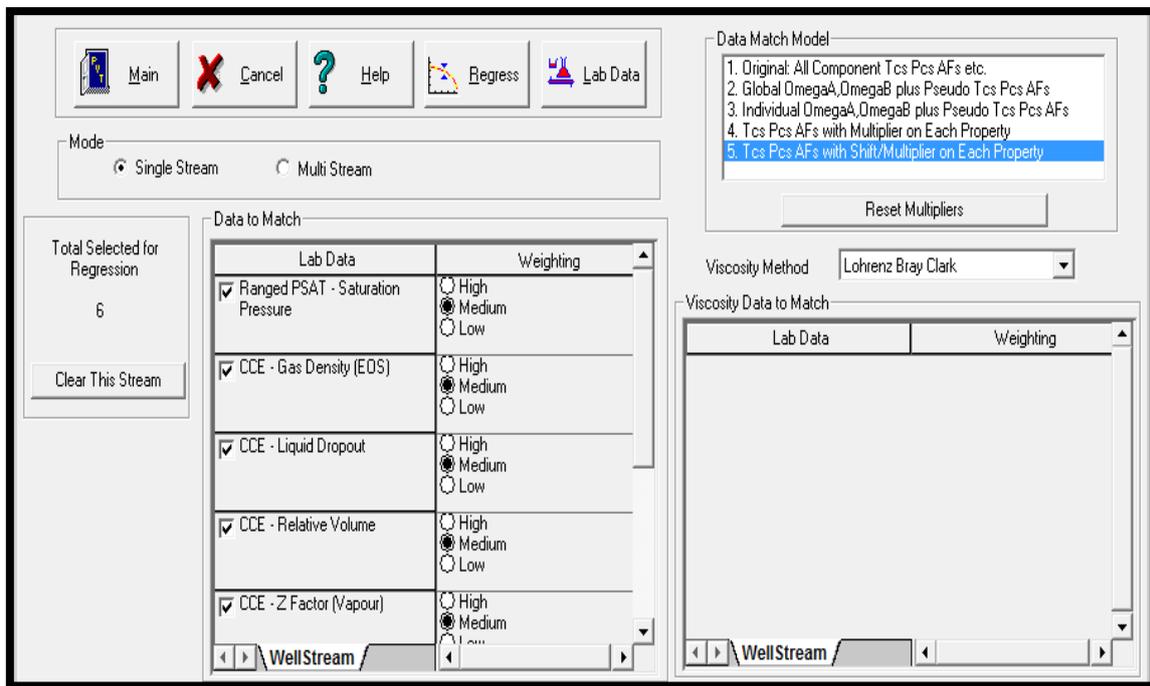


Figure V-71: Le modèle sélectionné pour la régression des propriétés de laboratoire.

En outre, il y a une nécessité d'effectuer des corrections excessives aux ces paramètres de la façon suivante :

- T_c et P_c pour le pseudo composant seulement.
- Facteur acentrique pour le pseudo composant seulement.
- La variation de volume (Volume shift) pour tous les composants (à l'exception du CO_2 et N_2).

Remarque : au cours de la régression on fait attention à la meilleure erreur, qui devrait être le plus faible possible.

V-7-2-4. Validation de calibrage de l'EOS :

Cette étape est la plus importante dans le processus de calibrage de l'EOS qui a pour objectif de veiller à ce que cette équation interprète et correspond aux données du rapport de laboratoire.

Pour effectuer la validation, le menu de calcul sera utilisé pour comparer Les données des tests de laboratoire avec l'EOS ajustée.

➤ **Étape 1 : P_{sat}**

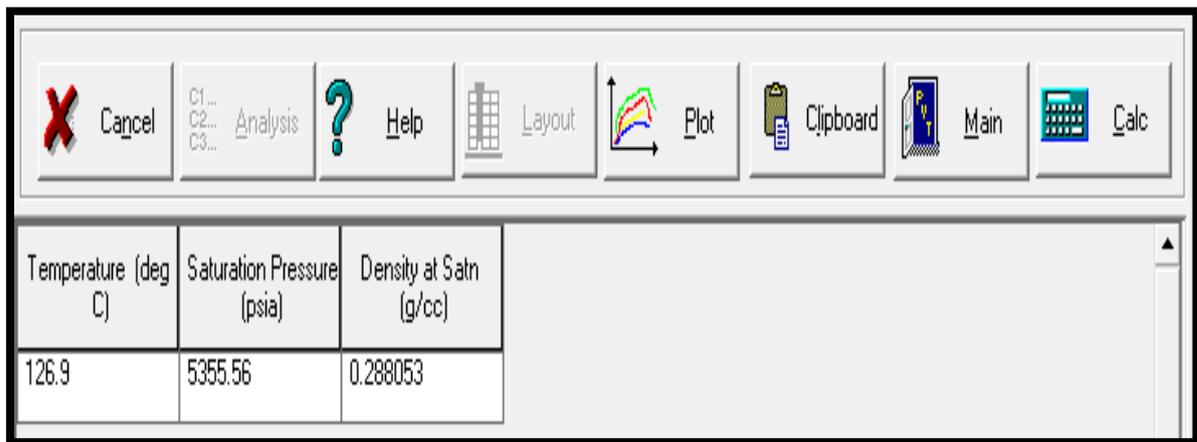


Figure V-72: La pression de saturation obtenue par l'EOS.

Il est possible de vérifier que la P_{SAT} est très bien ajustée.

➤ **Etape 2 : La phase d'enveloppe**

Il est utile de vérifier l'enveloppe de phase pour vérifier qu'il a une forme régulière

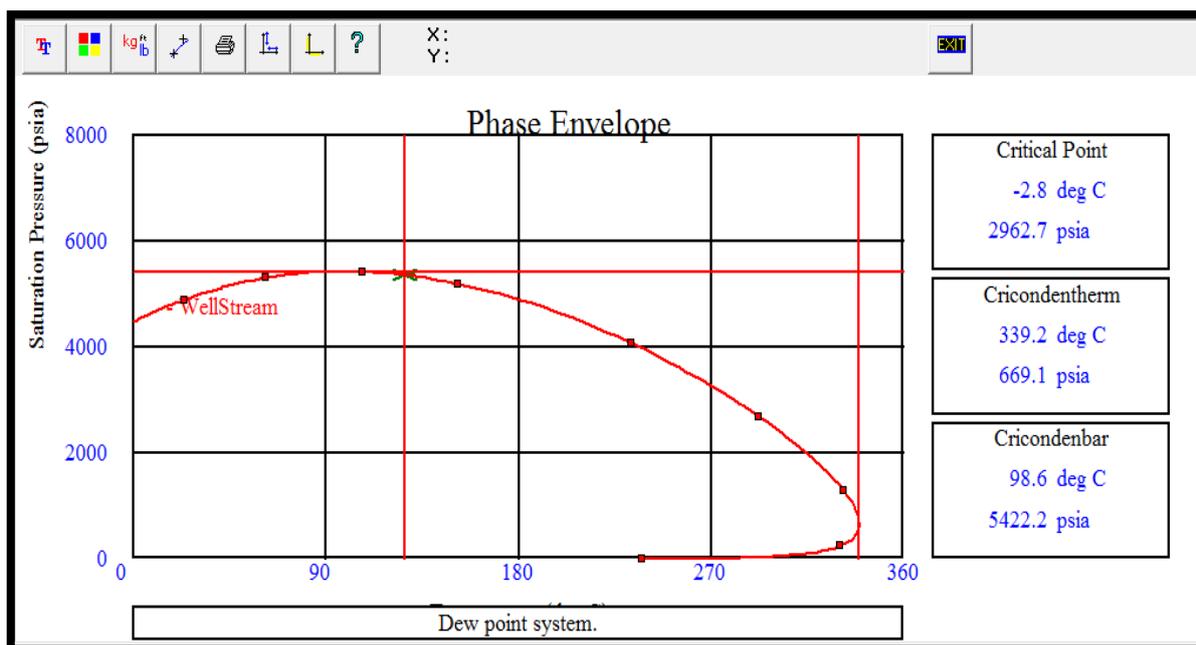


Figure V-73: la phase d'enveloppe obtenue par l'EOS.

➤ **Etape 3 : CCE (l'Expansion à Composition Constante)**

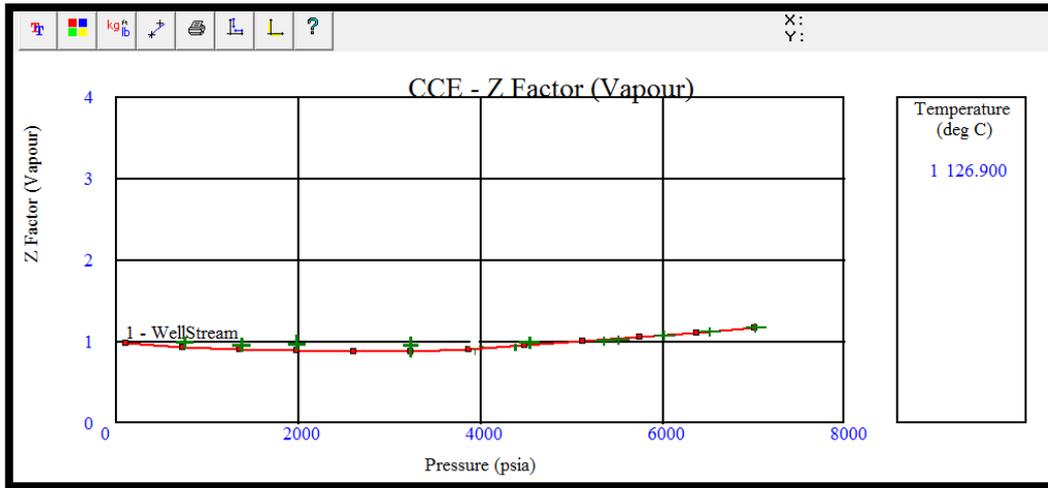


Figure V-75: La variation du facteur Z (vapeur) obtenue par l'EOS.

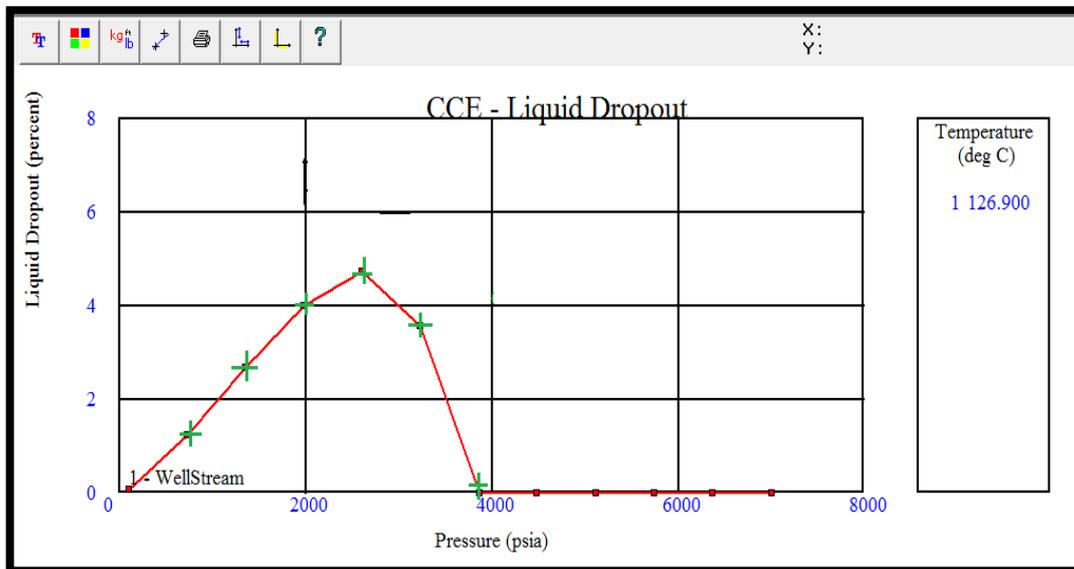


Figure V-74: le changement obtenu par l'EOS du liquide Dropout en fonction de la pression.

Le facteur Z (vapeur) est correspondant aux celles du laboratoire, ainsi que le liquide Dropout.

Alors toutes les propriétés ont été ajustées correctement, ceci termine la phase de calibrage de l'EOS.

LE SIXIEME CHAPITRE

VI -Modélisation et optimisation du système de production

VI-1 Présentation du Logiciel d'optimisation " PROSPER" :

Le logiciel **PROSPER** (**PRO**duction and **SYS**tems **PER**formance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production permet d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement triphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- ✓ L'écoulement à travers le réservoir
- ✓ L'écoulement à travers la complétion
- ✓ L'écoulement à travers le tubing
- ✓ L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

PROSPER est utilisé par les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse.

Les calculs de sensibilités que PROSPER nous offre permettent d'optimiser le design existant et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, PROSPER assure que les calculs sont aussi exacts que possible.

Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ Prosper est utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios, et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de surface

La représentation schématique du système de production est illustrée comme suit :

En fonction du problème à traiter et des données à disposition, un point d'analyse appelé «Node » peut être choisi au fond, dans le réservoir ou en surface ; d'où le nom d'analyse nodale.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet :

- ✓ L'analyse de la performance des puits.
- ✓ L'optimisation des complétions.
- ✓ L'optimisation du gas-lift.

Le système de production est divisé en 2 segments :

L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre les limites du réservoir et le fond du puits.

L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le fond du puits et le séparateur.

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits.

Dans un écoulement diphasique il a été prouvé théoriquement que le graphique du débit en fonction de la pression de fond est une courbe au lieu d'une droite, donc la valeur de l'Index de Productivité n'est pas une constante. Pour cette raison Gilbert proposa des méthodes d'analyse des puits qui utilisent toute la courbe de débit, ce graphe est appelé courbes IPR (Inflow Performance Relationship). La détermination de cette courbe est

importante dans l'analyse nodale, elle peut être définie comme étant la capacité d'un puits complété, à évacuer ou à acheminer un fluide du réservoir jusqu'en surface et l'IPR peut être utilisé pour prédire le débit après un traitement de stimulation.

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur.

A signaler par ailleurs que l'écoulement à travers la collecte n'est pas pris en considération pour le cas de Hassi Messaoud à cause de l'étendu du réseau de collecte (longues distances).

VI-1-1. Les différentes corrélations utilisées par le logiciel Prosper :

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface. Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascension.

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit.

Parmi les corrélations utilisées par Prosper on peut citer :

- ✓ Duns et Rosmodified (1963) Oil.
- ✓ Hagedorn et Brown (1963) Oil.
- ✓ Fancher et Brown(1963).
- ✓ Mukergee et Brill.
- ✓ Beggs et Brill (1973).
- ✓ Orkiszewski (1967).

VI-1-2. Application du Prosper dans le domaine d'activation des puits :

L'utilisation du Prosper dans le domaine de l'activation des puits passe par les étapes suivantes :

- ✓ Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent Build Up ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- ✓ Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.
- ✓ Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- ✓ Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré. Dans notre cas, deux paramètres sont susceptibles d'être changé : ce sont le diamètre et la profondeur de concentrique.
- ✓ Une simulation du puits avec le changement de complétion (diamètre et profondeur de concentrique) peut à présent être envisagé ce qui permettra

de connaître qu'elle est la performance du puits considéré avec ce concentrique.

- ✓ En fonction de la réponse du puits au changement de la complétion,

Nous pourrions conclure que le puits est ou n'est pas candidat à cette méthode d'activation.

VI-1-3. Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

- ✓ Rapports géologiques.
- ✓ Rapports de complétion du puits.
- ✓ Données de tests.
- ✓ Données de jaugeages.
- ✓ Historique de production du puits.

VI-2. L'interprétation des puits :

LE PUIITS RN 110 :

Description

Le fluide de réservoir à utiliser dans cette analyse est un gaz à condensât, cela implique que la méthode de calcul à suivre est EOS (équation of state). Le rapport PVT montre que la séparation est passe par plusieurs étages (multi stage séparation), le type de ce puits est un puits producteur, le fluide de type Newtonien s'écoule dans le tubing et dans une seule branche.

La complétion :

Le tableau suivant tiré à partir de la fiche technique de puits montre les informations de complétion de ce puits.

Tableau 11: la complétion du puit RN110.

Type	Measured depth (m)	Tubing ID (inches)	Roughness (Inches)	Casing ID (inghes)	Roughness (Inches)
Tubing	3104.46	3.92	0.0006	-	-
Casing	3130	-	-	6.184	0.0006
Casing	3825	-	-	3.92	0.0006

Les données PVT :

Les données sous forme de tableaux ci-dessous ont été prises de l'analyse d'échantillon du puits RN #110 (rapport PVT), et calibrées dans le chapitre précédent ces données PVT seront employées durant toute cette étude.

L'Entrée des données du système :

La section d'entrée des équipement de système et subdivisée en 5 sous-section :

- ✓ Le survey de la déviation
- ✓ Les équipements de surface
- ✓ Les équipements du fond
- ✓ Le gradient géothermique

Le survey de la déviation :

Le puits **RN110** est un puits vertical de profondeur de 3846 mètre.

TableauVI-12: le Survey De La Déviation RN110.

Measured Depth in m	True Vertical Depth in m
0	0
3846	3846

Les équipements du fond :**Tableau VI-13: Les Equipement De Fond du Puits RN110.**

Type	Measured depth (m)	Tubing ID (inches)	Roughness (Inches)	Casing ID (inghes)	Roughness (Inches)
Tubing	3104.46	3.92	0.0006	-	-
Casing	3130	-	-	6.184	0.0006
Casing	3825	-	-	3.92	0.0006

Le gradient géothermique :

Le gradient géothermique est obtenu à travers l'essai de puits à chaque 500 m, on effectue un arrêt de 10 min et on enregistre la pression et la température et comme ça on génère le gradient géothermique.

Tableau VI-14: Le Gradient Géothermique.

Measured Depth in (m)	Static temperature in deg F
0	30.01
500	49
1000	65
1500	77
2000	89
2500	101
3000	117
3103	126
3846	165

Les chaleurs spécifiques sont estimées comme suit :

$$C_p \text{ oil} = 0.53 \text{ BTU/lb/}^\circ\text{F}$$

$$C_p \text{ gas} = 0.51 \text{ BTU/lb/}^\circ\text{F}$$

$$C_p \text{ water} = 1 \text{ BTU/lb/}^\circ\text{F}$$

Reservoir Input Data:**Tableau VI-15: Réservoir Input Data Du Puit RN110.**

IPR model :	Petroleum Experts / Enter Skin by hand
Static Reservoir Pressure :	6000 psig
Reservoir Temperature:	274 degF
Water Gas Ratio :	0 stb/MMscf
Total GOR	6943.98 scf/stb
Compaction Permeability Reduction model :	No
Rervoir Permeability :	25 mD
Reservoir Thickness (True stratigraphic thickness)	100 ft
Drainage Area :	340 acres
Dietz shape factor :	31.6
Well bore radius (Drill bit radius):	0.354 ft
Perforation Interval:	100 ft
Time since production :	1 day
Reservoir Porosity:	0.25 (fraction)
Connate water saturation :	0.2 (fraction)
Non-Darcy Flow Factor (D):	Calculated
Permeability Entered:	Total Permeability
Mechanical skin :	5

Les options du system:**Fluid:** Retrograde Condensate**Method:** Equation of State**EOS model:** Peng Robinson**Optimisation Mode:** Medium**Optimise Repeat Calculation:** Yes

Volume Shift / Full Composition: Yes
Reference Temperature: 60 degF
Reference Pressure: 0psig
Phase detection method: Advanced

Inflow Performance Relation (IPR):

Tableau VI-16: Inflow Performance Relation (IPR).

IPR model :	Petroleum Experts / Enter Skin by hand
Static Reservoir Pressure :	5501 psig
Reservoir Temperature :	158 degC
Water Gas Ratio :	0 stb/MMscf
Total GOR :	2847.36 scf/stb
Compaction Permeability Reduction model :	No

IPR data entry :

Tableau vi-17: IPR Data entry.

Reservoir Permeability :	25 mD
Reservoir Thickness (True stratigraphic thickness) :	100 ft
Drainage Area :	100 acres
Dietz shape factor :	31.6
Well bore radius (Drill bit radius):	0.354 ft
Perforation Interval :	100 ft
Time since production :	1 day
Reservoir Porosity :	0.25 (fraction)
Connate water saturation :	0.2 (fraction)
Non-Darcy Flow Factor (D):	Calculated
Permeability Entered:	Total Permeability

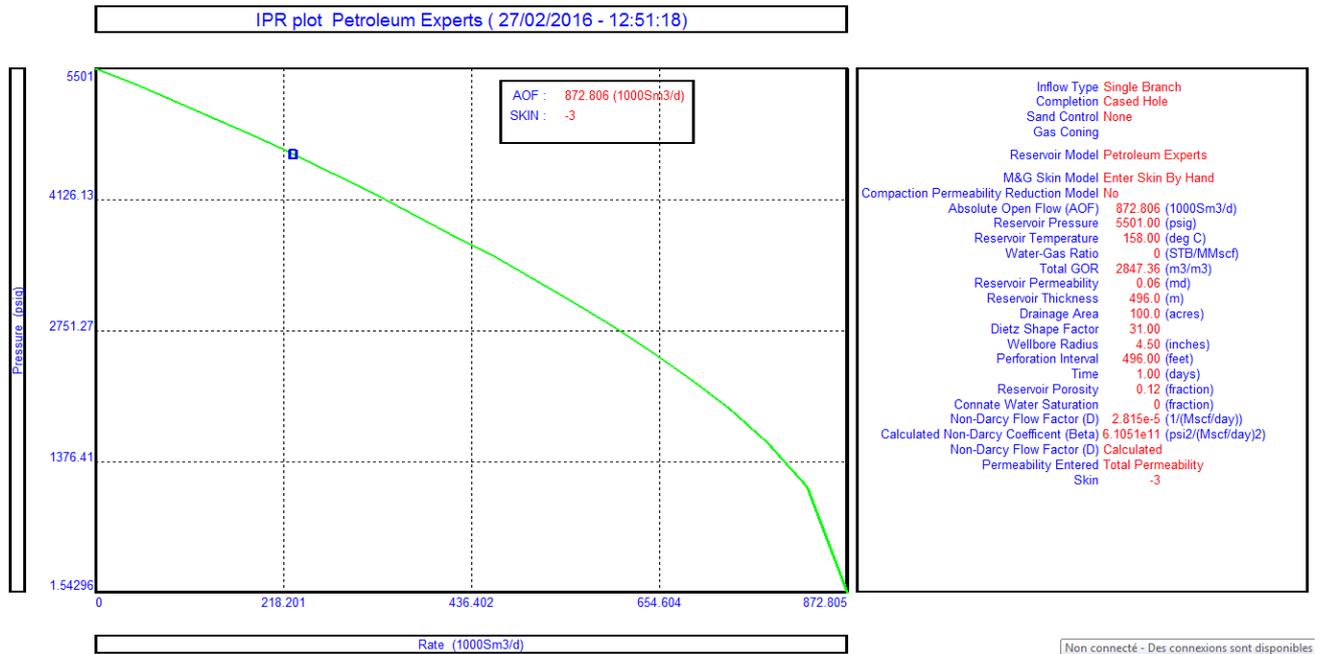


Figure VI-76: IPR Du Puits 110 matché.

Analyse de VLP:

Beggs and Brill réservoir model donne offre un bon calage pour la courbe VLP, la fig VI-77 montre les résultats obtenus par différents corrélations

Pour calibrer les deux paramètres la densité et le facteur de friction, nous avons testé toutes les options possibles fournies par PROSPER et on a trouvé que la corrélation de beggs and Brill qui donne des résultats optimums avec :

Paramètre 1 : 0.9981

Paramètre 2 : 0.9943

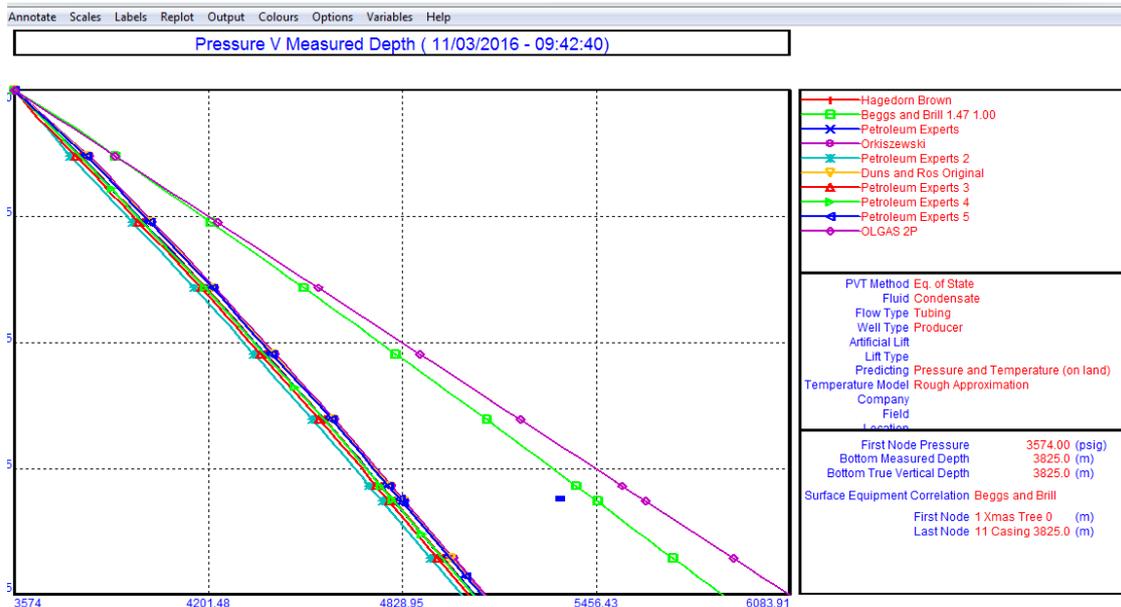


Figure VI-77: corrélation pour le calage VLP et le point Test.

Le matching IPR-VLP :

La calibration de modèle Prosper se fait à l'aide des données du Test potentiel suivant :

Tableau VI-18: Les Données du Test pour la calibration de modèle.

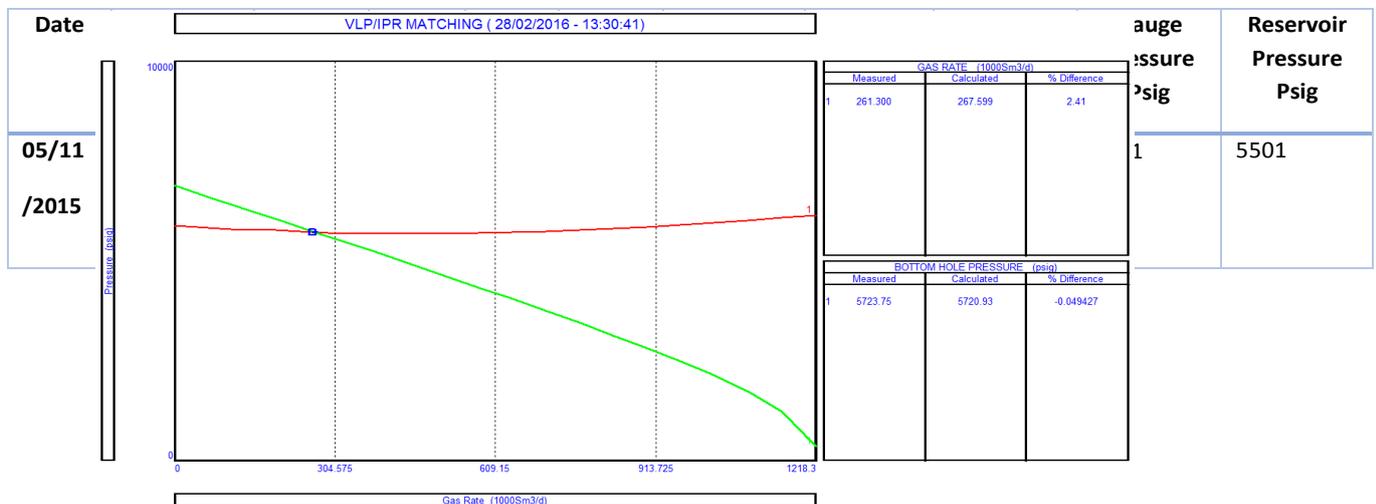


Figure VI-78: Matchin VLP/IPR.

Analyse de Système de puits RN 110 : (Sensitivité)

Une fois que le modèle est calibré les courbes d'Inflow et Outflow sont générées. Il est possible d'estimer le débit optimum du puits en faisant une étude de la sensibilité sur les paramètres de puits :

Le diamètre de tubing :

Train de test avec un diamètre (ID= 2.55")
 Tubing 4" avec un ID =3.47"

Tubing 2^{7/8}" avec un ID 2.32 "
 Tubing 4^{1/2}" avec un ID 3.95 "

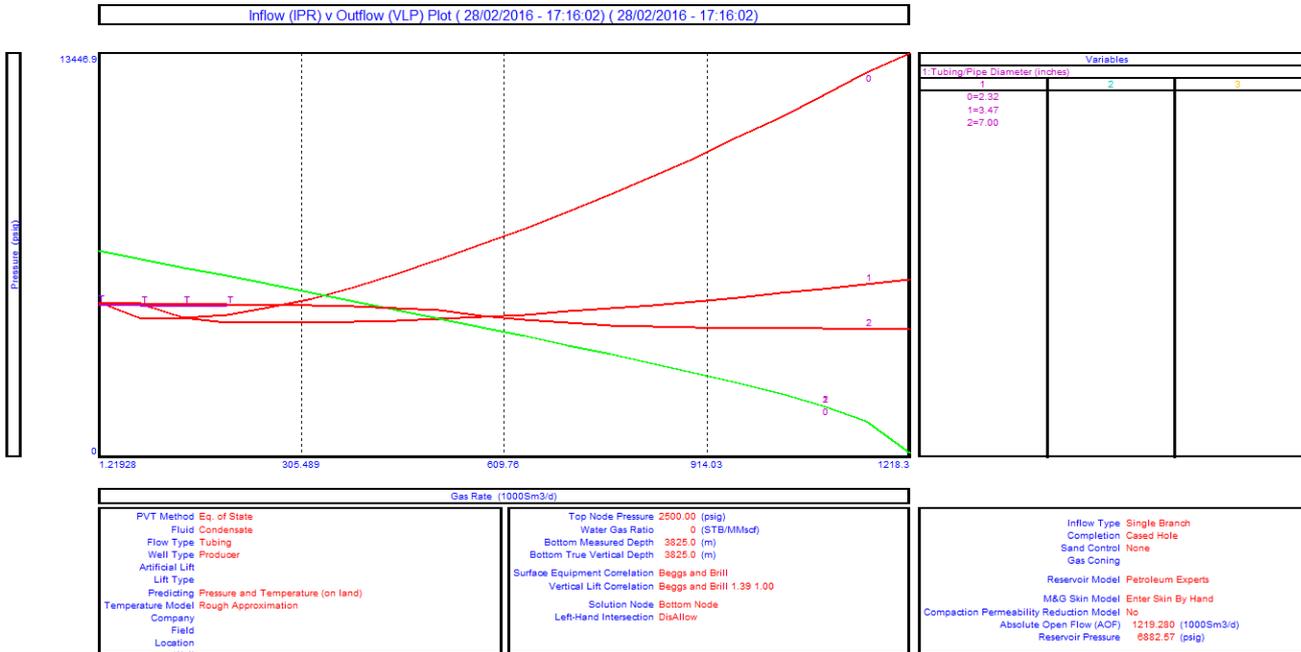


Figure VI-79: Influence De changement du Tubing sur la production du Puits RN 110.

Pression de tête :

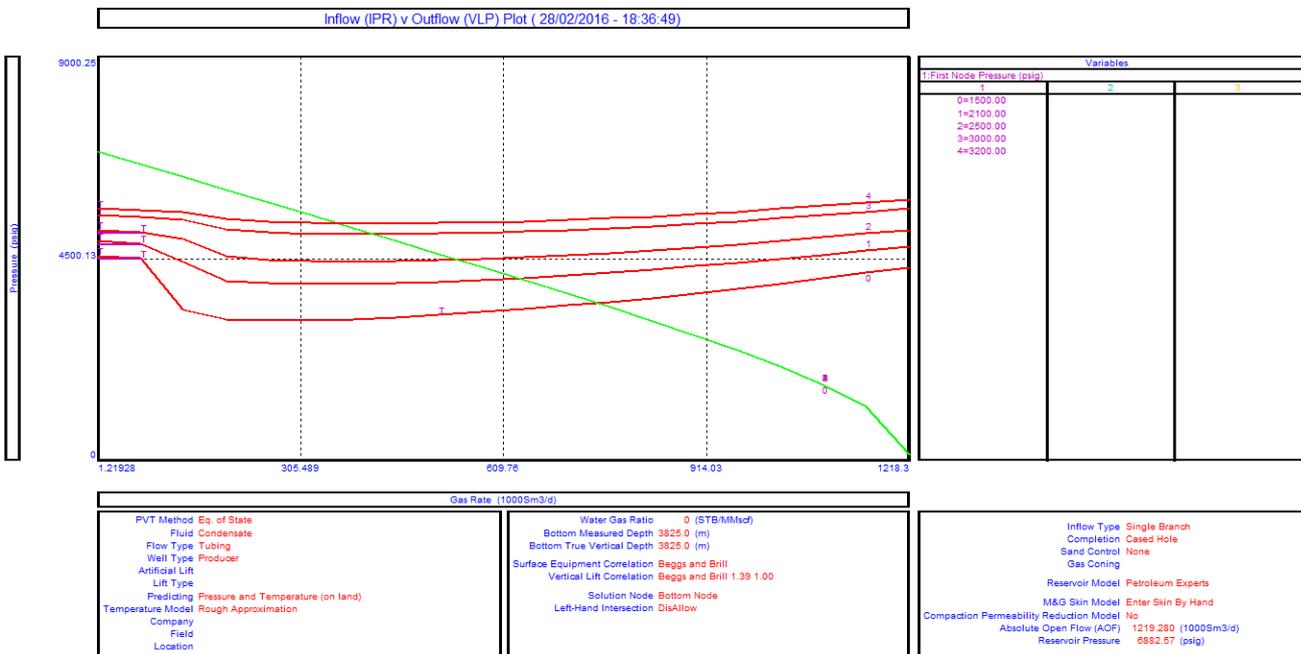


Figure VI-80: Influence De changement De La Pression de tête sur la production du Puits RN 110.

LE PUIITS RN 17 :

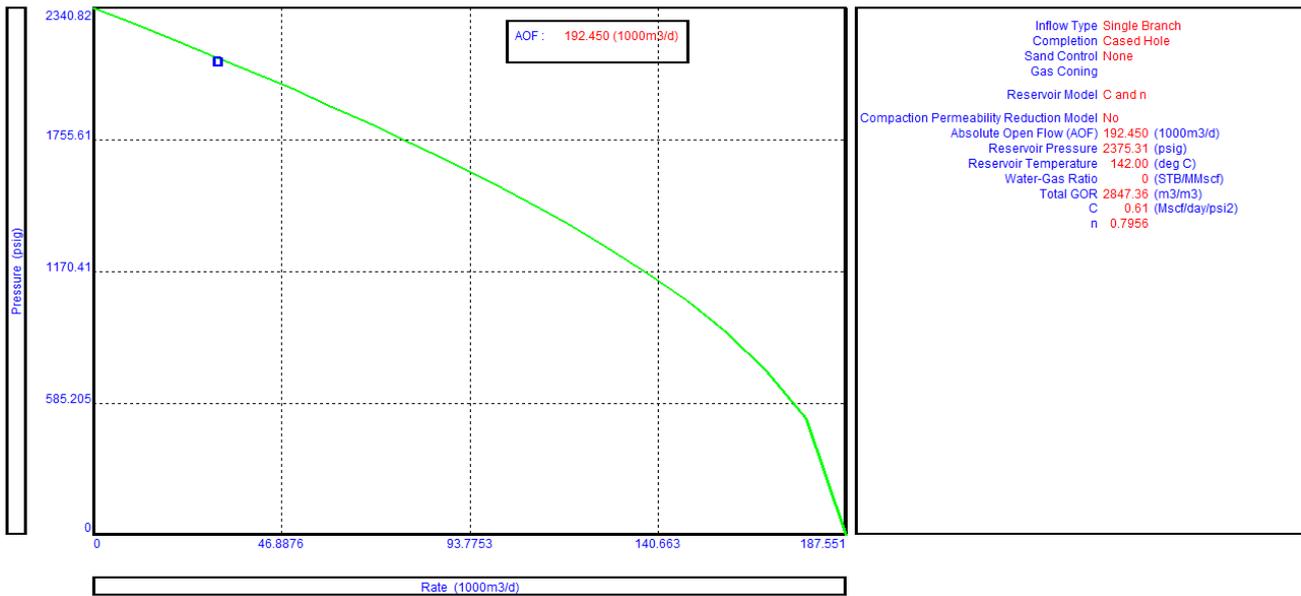


Figure VI-83: IPR Du Puits 17 matché.

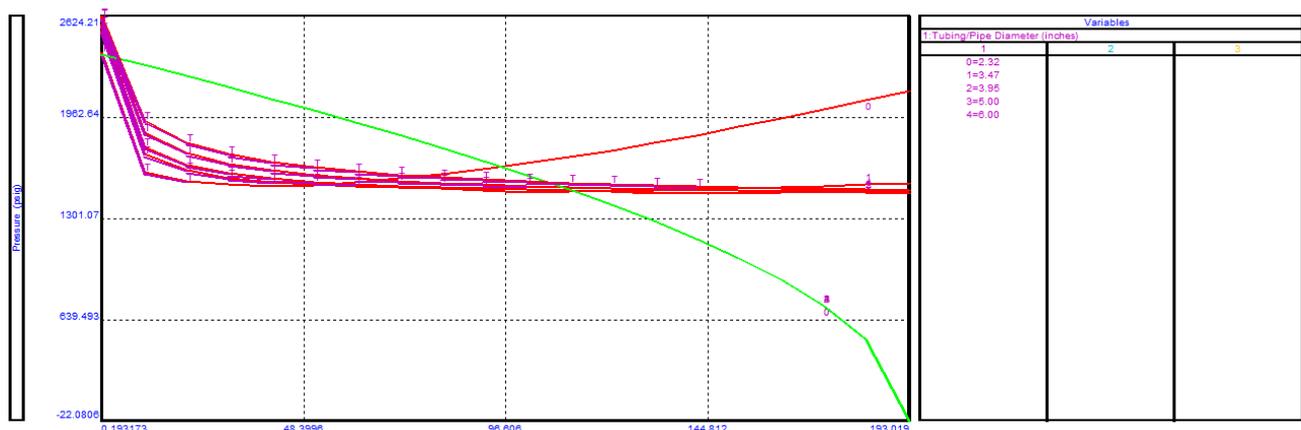


Figure VI-82: Influence De changement du Tubing sur la production du Puits RN 17.

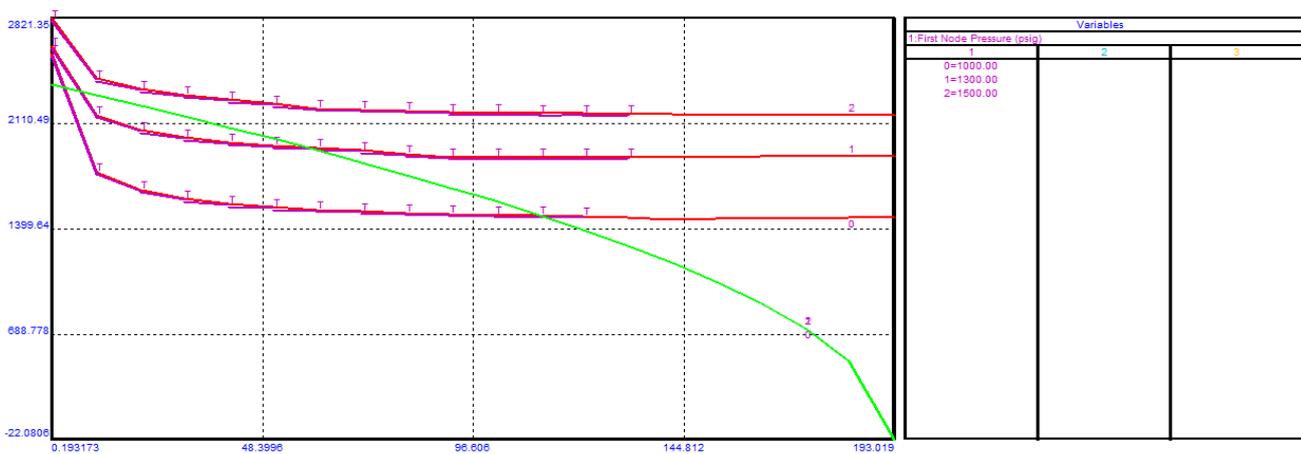


Figure VI-81: Influence De changement De La Pression de tête sur la production du Puits RN 17

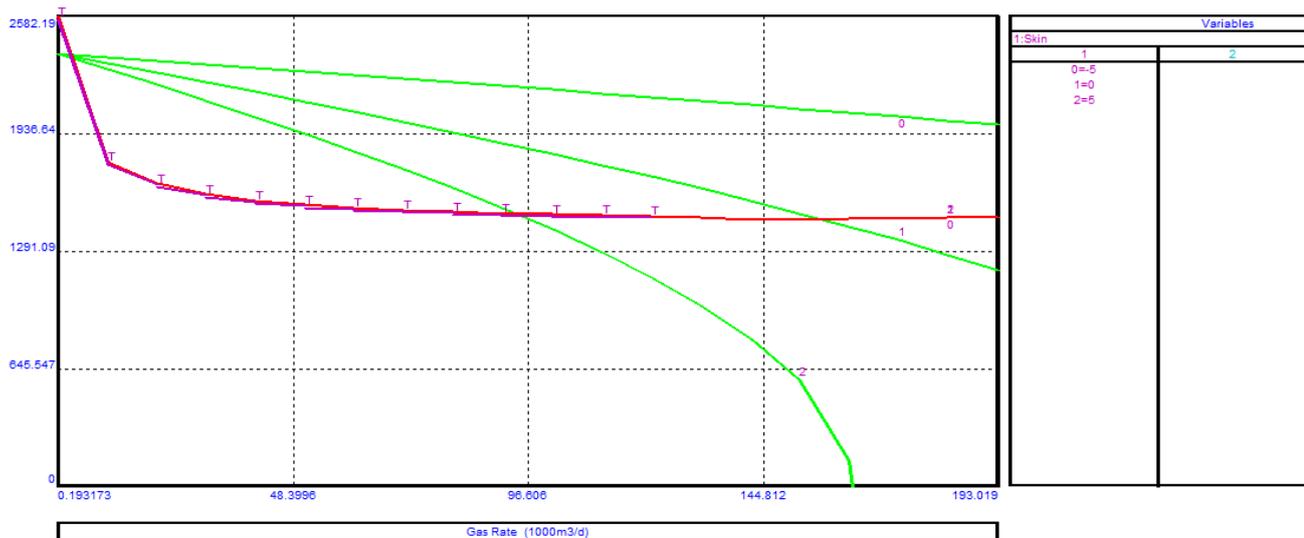


Figure VI-84 : L'Effet Du Skin.

Commentaire sur les résultats de Prosper sur le puits RN17 :

On constate que notre système possède 2 points de fonctionnement l'un est stable et l'autre instable que l'on négligera dans notre étude, on remarque aussi le changement du tubing n'a aucun effet sur le système de production donc on va négliger cette proposition et on insiste sur la stimulation de la formation qui a un gain important.

LE PUIITS RNA 07 :

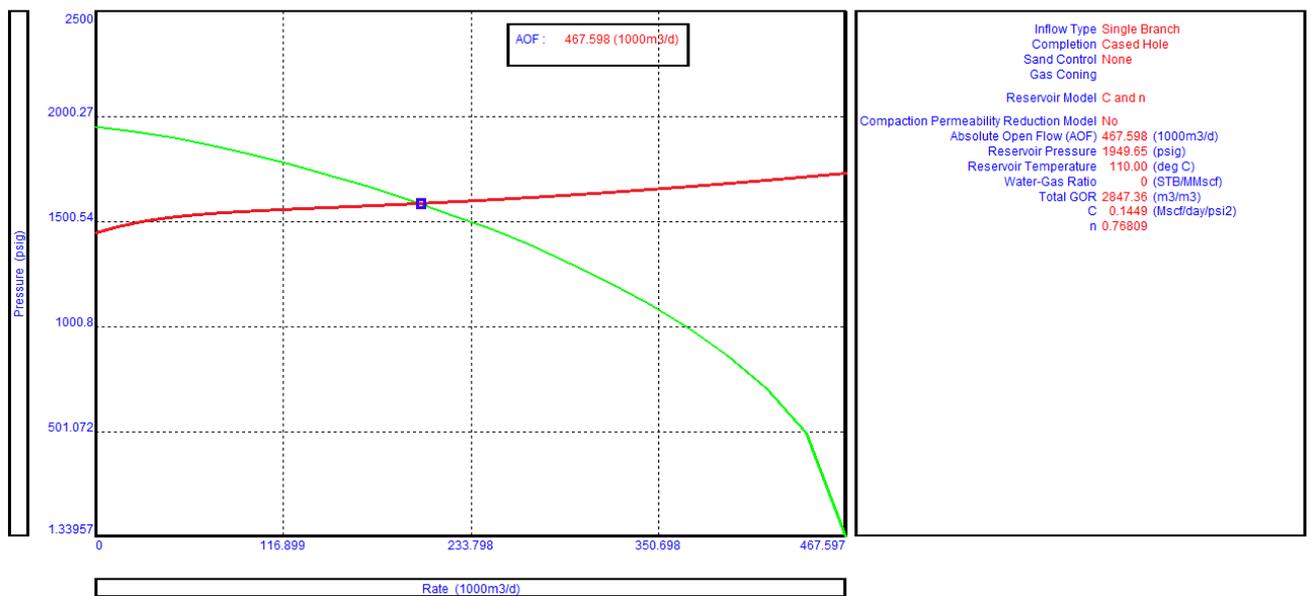


Figure VI-85: Matchin VLP/IPR du puits RNA07

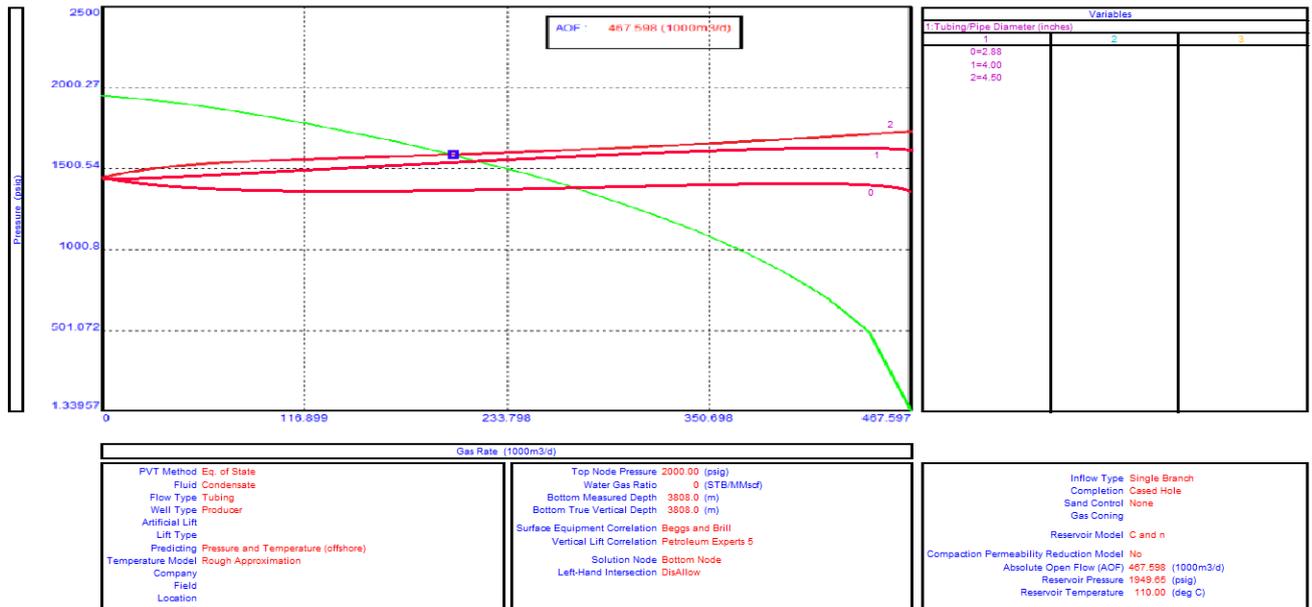


Figure VI-86: L'effet de changement du tubing sur la production du puits RNA07.

Commentaire sur le puit RNA07 :

Le puits RNA07 a un skin négative de -1.62 c'est pour cela on a négligé la possibilité de le stimulé une autre fois et on a opté a changé le tubing avec 2^{7/8} puisque son rendement acceptable 250000 m³/jour

LE PUITES RNZ 115 :

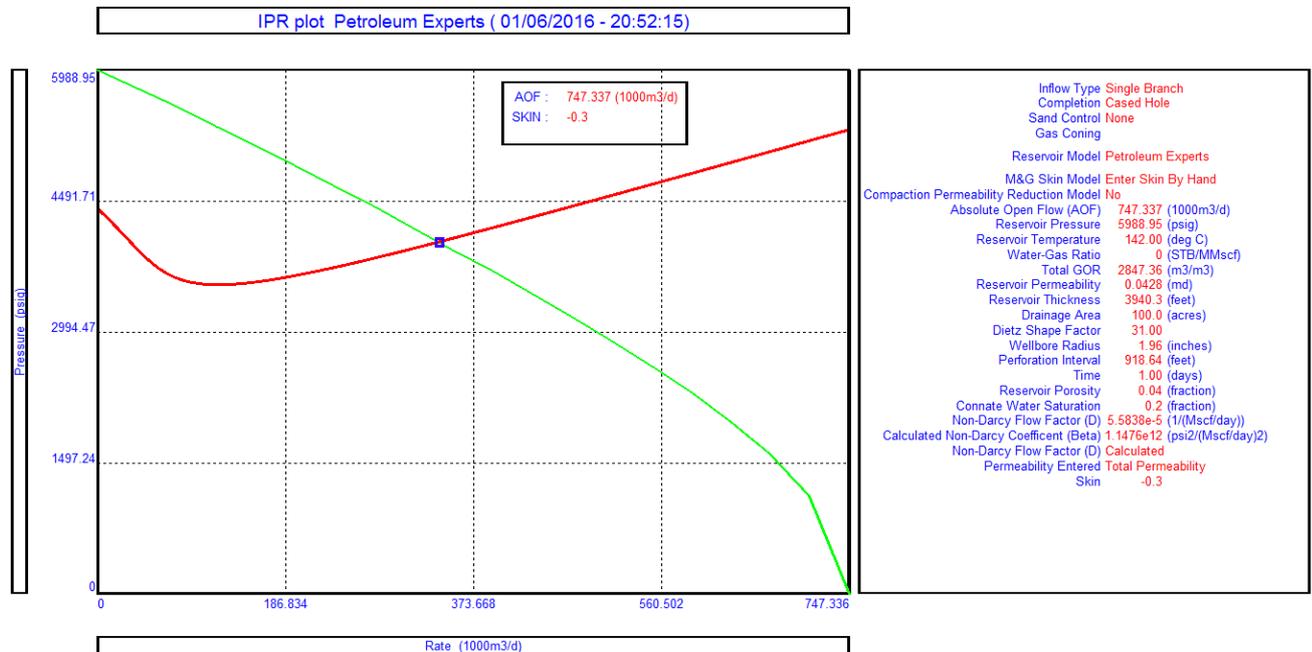
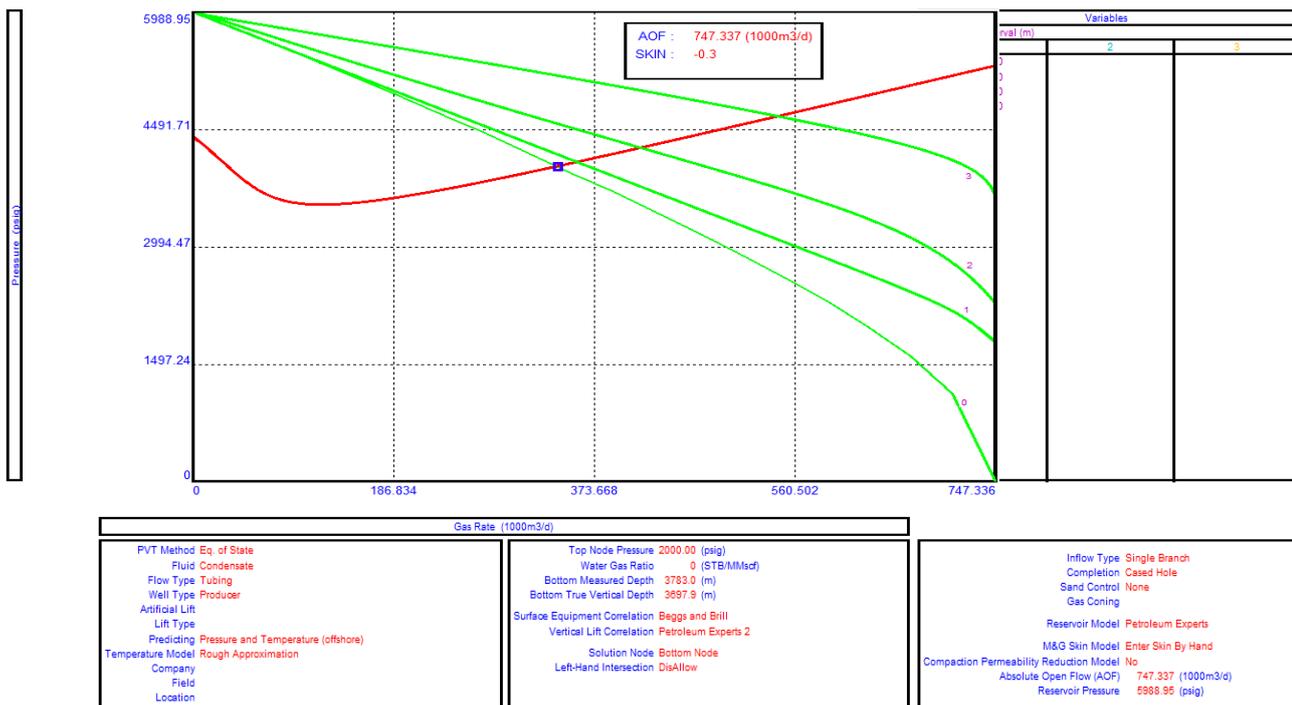


Figure VI-87 : Matchin VLP/IPR du puits RNA07.



FigureVI-88: Effet de l'augmentation de l'intervalle de la perforation.

Commentaire sur le puits RNZ115 :

Ce Puits et un puits dévié sur un intervalle important mais l'intervalle de la perforation et faible rapport au l'intervalle du réservoir donc de perforer un autre intervalle est intéressant grâce à le gain de production due

CONCLUSION

A la fin de notre étude nous sommes arrivés à caller d'une manière satisfaisante les réponses des quatre puits et extraire les paramètres caractéristiques (skin, pression, perméabilité...).

Nous pouvons aussi conclure l'empreinte de la double porosité des réservoirs fissurés ainsi que l'écoulement pseudo permanent dans le réservoir de Quartzite Hamra ont été mis en évidence par les réponses transitoire de Well test en concordance avec l'étude des carottages.

Il faut signaler que pour le puits RN17 la réponse du Well test n'a pas montré l'existence d'une faille bien que celle-ci est prise en considération dans la carte géologique. Ceci peut être interprété par la courte durée de test. En effet, on peut conclure que : L'observation de différents régimes d'écoulement dépend de la durée du test.

Par ailleurs, après avoir calé l'équation d'état des fluides de gisement à l'aide du logiciel PVTp nous avons remarqué que les pseudo-composants peuvent erroner le calage du fait que les pressions et les températures critiques de ces derniers sont mal définies.

En fin dans une dernière étape, nous avons intégré les résultats obtenus par les étapes précédentes dans le logiciel Prosper et avons reproduire les courbes de VLP et IPR pour chaque puits. En faisant une étude de sensibilité pour ces courbes sous plusieurs scenarios nous sommes arrivés à prédire le rendement des puits.

Recommandation

Notre travail est essentiellement la modélisation et optimisation du réservoir de Rhourd Nouss et tout particulièrement (Quartzite Hamra, TAGS). A partir de l'analyse des résultats nous recommandons les points suivants :

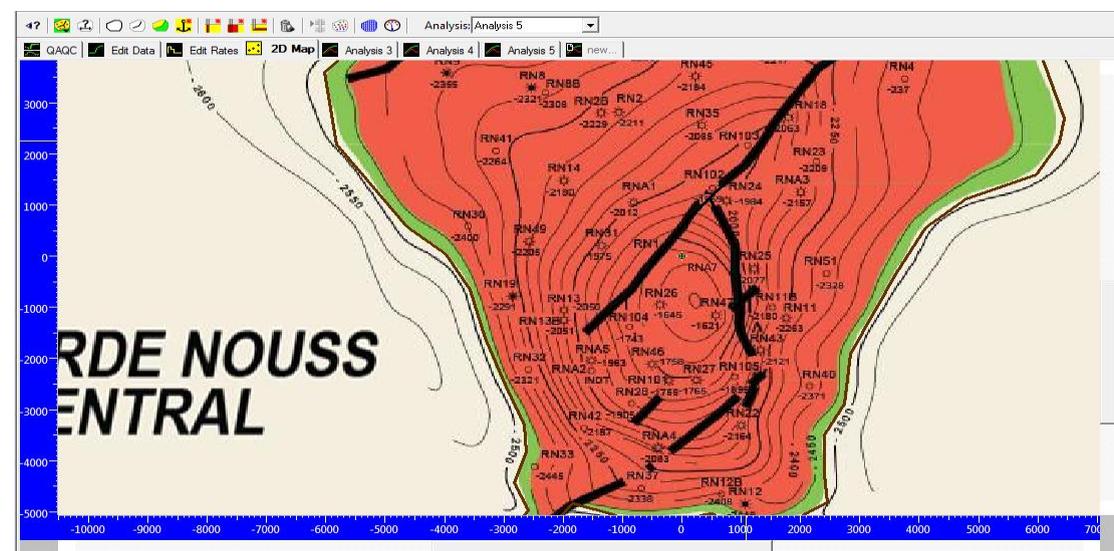
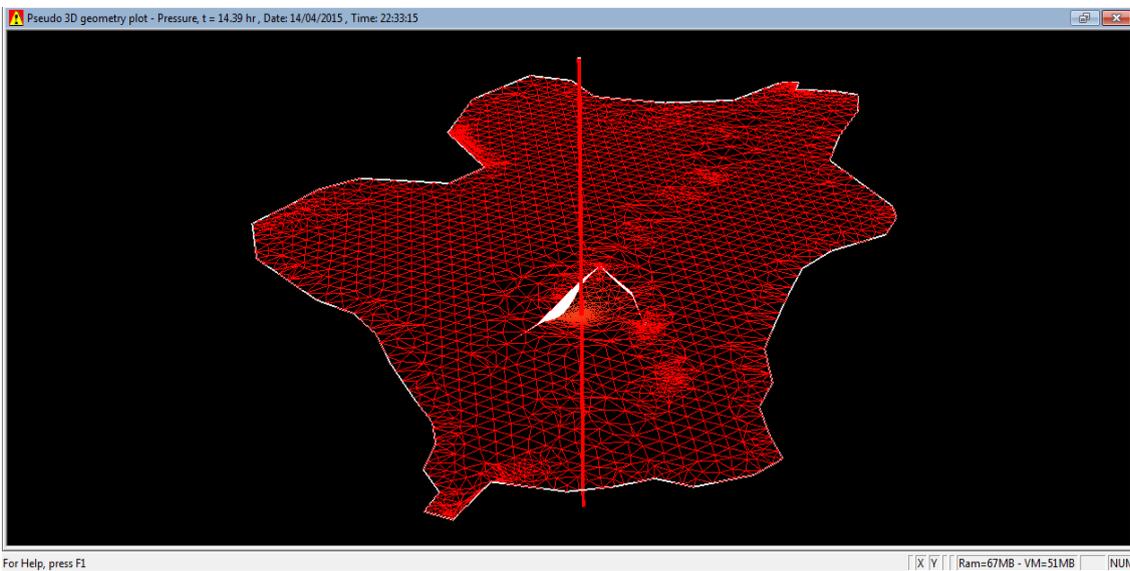
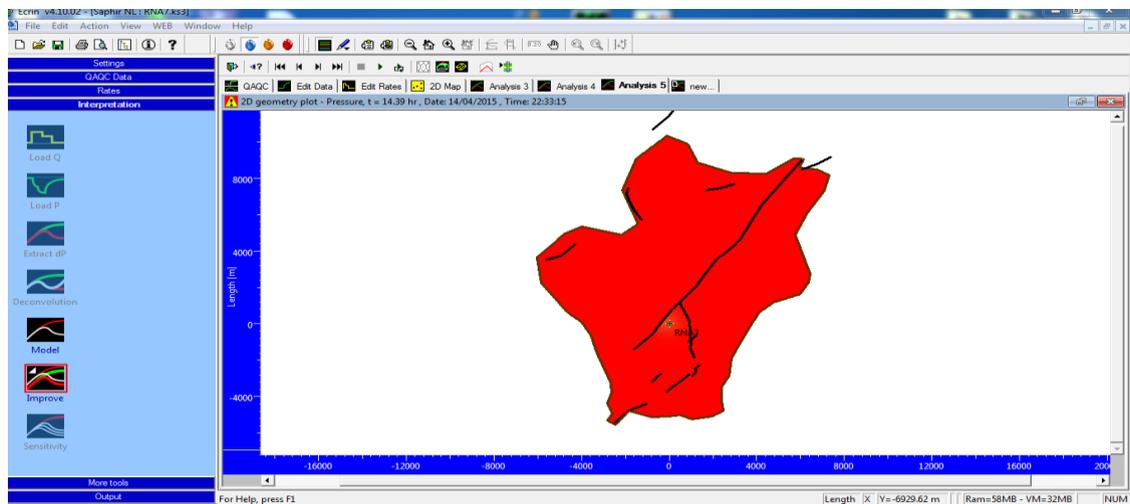
- ✓ Commencer Le recyclage du gaz sec dès le début du développement d'un champ de Gaz à condensat afin de maintenir la pression du réservoir aussi longtemps que possible au-dessus de la pression de rosée et produire ainsi un fluide riche en condensables et minimiser les pertes par condensation rétrogradée.
- ✓ Faire des analyses PVT plus fréquemment pour permettre aux ingénieurs réservoir de mieux étudier et modeler le réservoir.
- ✓ Réaliser des fermetures au fond (Down hole shut in) : afin de diminuer la durée de l'effet de capacité du puits.
- ✓ Collecter et informatiser les données (acquisition des données) de tous les anciens rapports et analyses effectués sur le champ pour faciliter l'accès.
- ✓ Utiliser des logiciels d'interprétation de Well test plus performants qui assurent le matching automatique et qui puissent minimiser les erreurs de décision des ingénieurs vis-à-vis des modèles géologiques surtout lorsqu'il y a un manque de données géologique.
- ✓ Généraliser cette étude pour les puits restants de la région afin de produire des débits plus grands que ceux produits actuellement.
- ✓ Cette étude d'ordre technique a pour but de construire une image sur le projet et avoir une idée sur les possibilités de développement, mais elle sera mieux consolidée par une étude économique.

Bibliographie

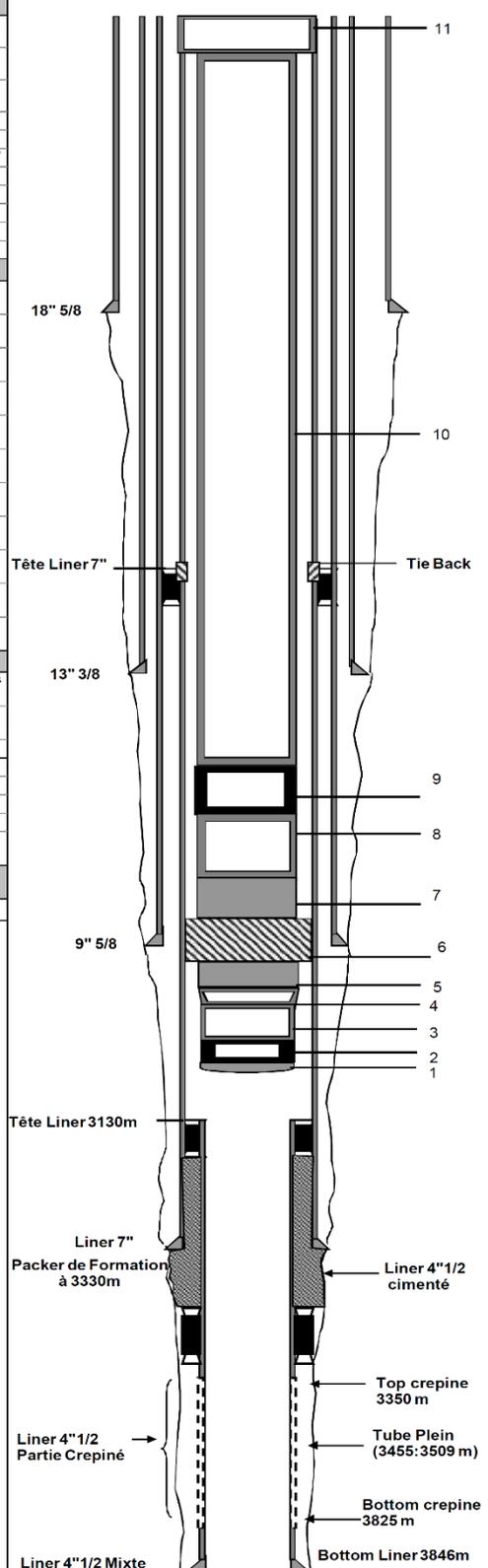
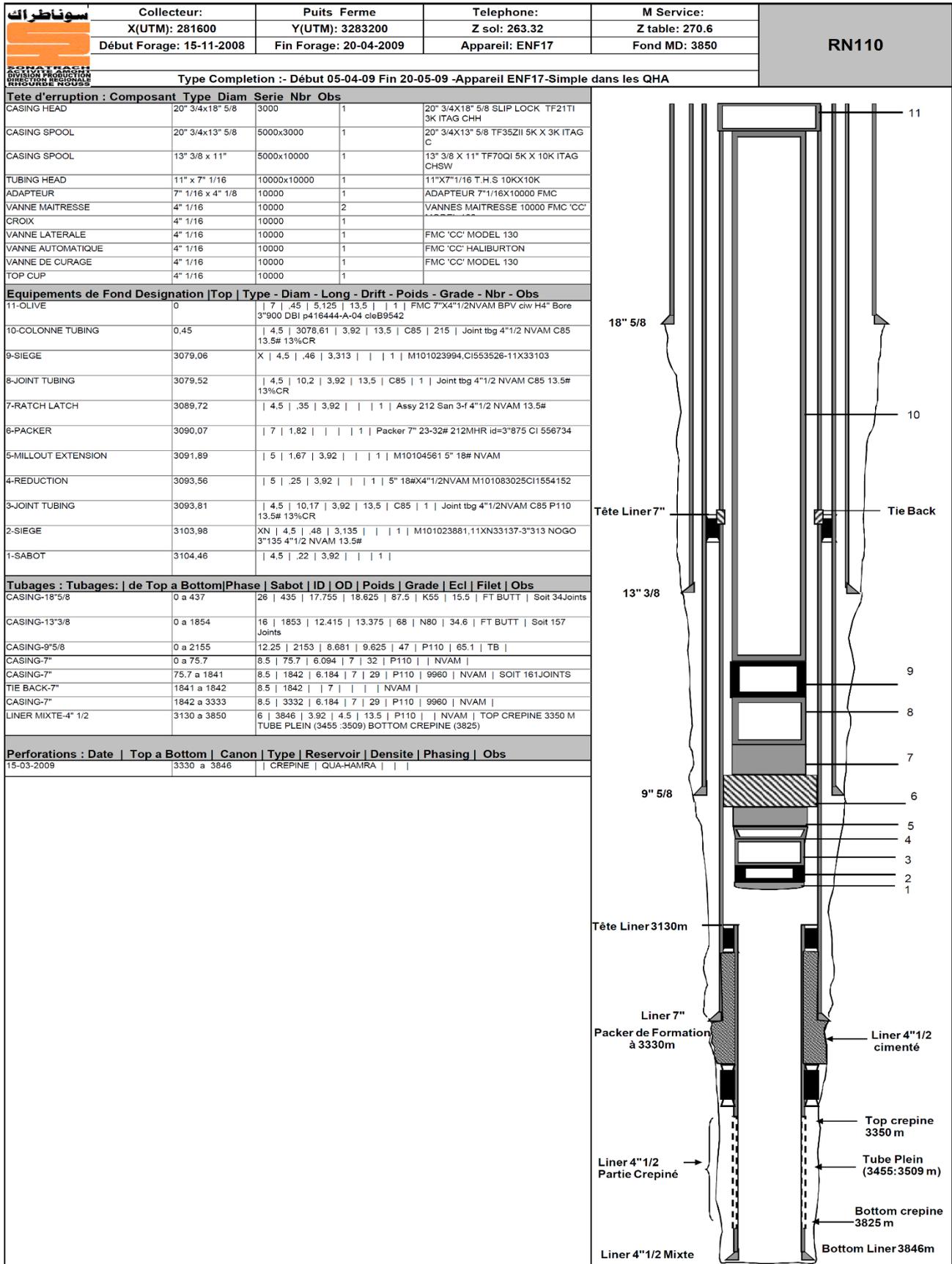
- [1] . **A.DANESH**, PVT and phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluid,1998,Elsevier.
- [2] . **C.WHITSON**,Phase Behavior,Monographe SPE .
- [3] . **BEGGS, D. H**,Production Optimization Using Nodal Analysis,1991,Tulsa,Oklahoma.
- [4] . **BRILL, J. P., & BEGGS, D. H**, Tow-Phase flow in pipes,1991, Oklahoma: Univesity of Tulsa.
- [5] . **T.AHMED**,Advanced well Testing Handbook .
- [6] . **C. IKOKU**, Natural gas production enginnering, 1984, john Wiley and Sons.
- [7] . **F.JAHN**,Hydrocarbon exploration and exploitation.
- [8] . **BATH**, Introduction to well Testing, March 1998,England.
- [9] . **P.DONNEZ**,Essentials of Reservoir Engineering .
- [10] . **U. CHAUDHRY**,Oil Well testing Handbook . Amanat .
- [11] . **L.P.DAKE**,Fundamentals of Reservoir Engineering,1983,vol 08,Elsevier.
- [12] . **k.NASIFAR, S.** A compressed liquid density correlation,November 1999, Shiraz University
- [13] . **J.LEE**, well testing,1982,Texas: Texas A&m University .
- [14] . **L.P.DAKE**,The Practice of Reservoir Engineering,2001,Elsevier.
- [15] . **M.LATIL**,Enhaced Oil Recovery,1980,Edition Technip.
- [16] . **ROSSITT, D**,Analyse d'essai de puits,2015,Boumerdes .
- [17] . **NACNAUGHTON, D. A**,Reservoir Enginnering study of Certain Fiels in Rhourde Nouss Region ALGERIA,February 1999,ILIZI .
- [18] . **H.S.NAJI**,Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components.
International Journal Of Engineering & Technology IJET-IJENS vol:10No:02.
- [19] . **H.Xuan VO,R**, Composition Variation during flow of Gas-Condensate Wells,
Septenmber 2011,Stanford University .
- [20] . Manuel de PVTp.
- [21] . **T.Djebbar**,Gas Reservoir Engineering
- [22] . Historique et Présentation de la région de Rhoude Nouss.

- [23] . **T.AHMED**, Hydrocarbon Phase Behavior, 1989.
- [24] . **T.AHMED**, Reservoir Engineering Handbook, 2006, Third Edition .
- [25] . **U.CHAUDHRY**, Gas Well Testing handbook, 2003, Amanat .
- [26] . Récupéré sur <http://biz.yahoo.com/e/120510/rexx10-q.html>.
- [27] . Récupéré sur <http://www.swiftenergy.com/menus/OP-Marketing.htm>.

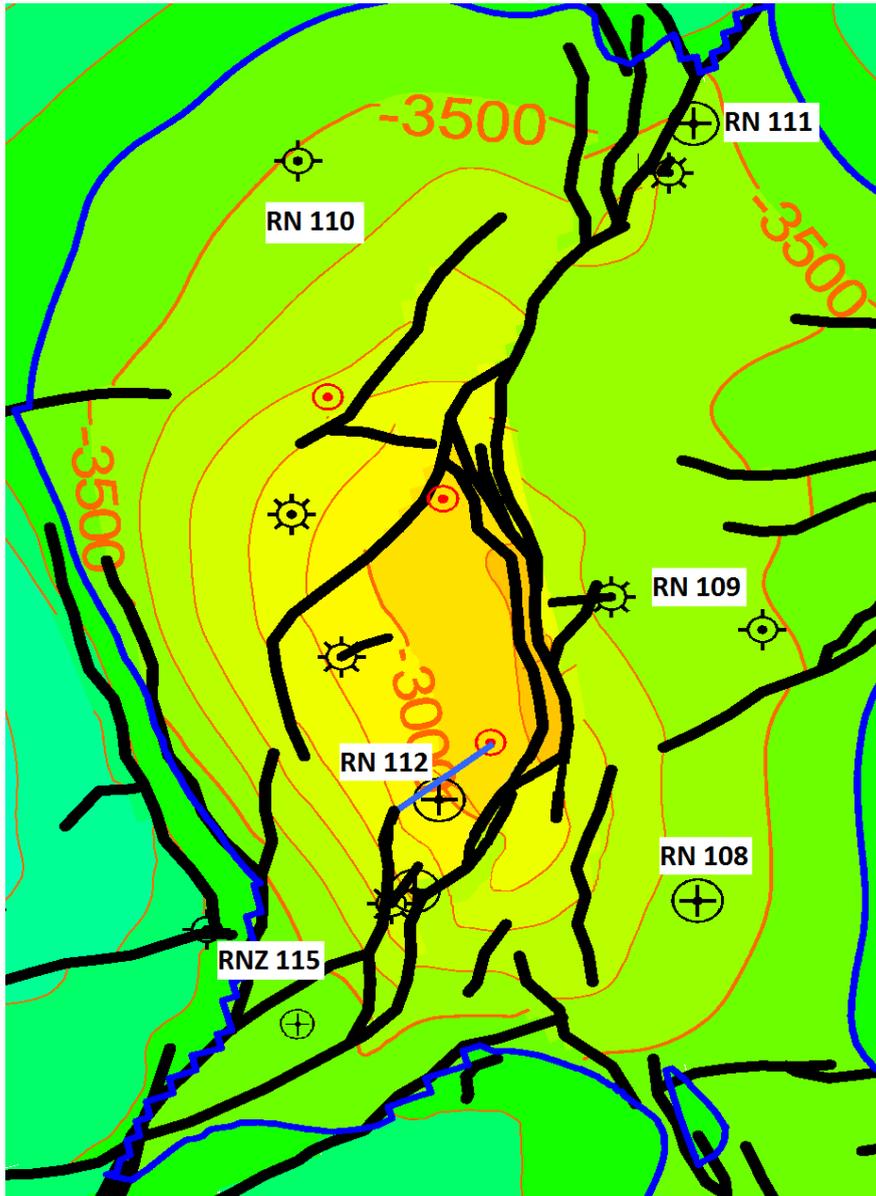
ANNEXE



Modélisation du puits par Ecrin



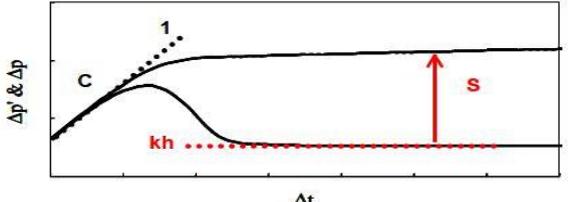
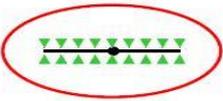
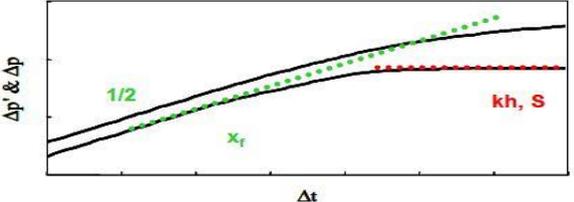
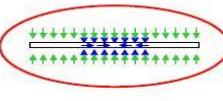
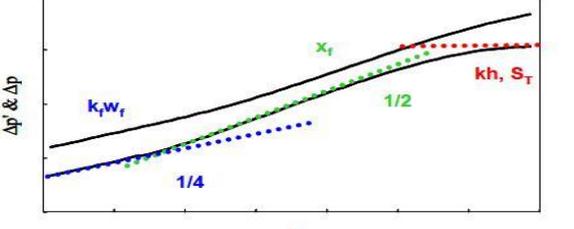
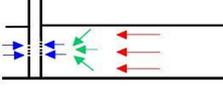
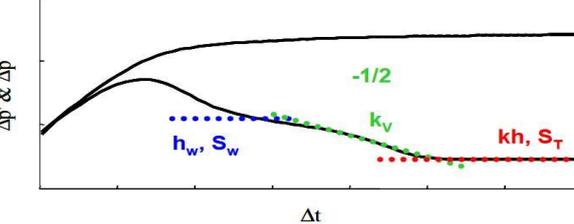
معلومات	Collecteur:	Puits Product Gaz	Telephone:	M Service:	RNZ115						
 SONATRACH DIVISION PRODUCTION DIRECTOR REGIONALE RHOURDE NOUSS	X(UTM): 282105,5	Y(UTM): 3284040	Z sol: 293,19	Z table: 304							
	Début Forage: 19-04-2011	Fin Forage: 02-10-2011	Appareil: TP198	Fond MD: 3892							
	Type Completion : Deviated Well - Début 22-09-11 Fin 02-10-11 - Appareil TP198 Simple										
Tete d'erruption : Composant Type Diam Serie Nbr Obs											
CASING HEAD	ITAG	20" 3/4 x 18" 5/8	3000	1							
CASING SPOOL	ITAG	20" 3/4 x 13" 5/8	3000 x 5000	1							
CASING SPOOL	ITAG	13" 5/8 x 11"	5000 x 10000	1							
TESTING FLANGE	FMC	11"	10000	1							
TUBING HEAD	FMC	11" x 4" 1/16	10000	1							
ADAPTEUR	FMC	7" 1/16 x 4" 1/16	10000	1							
VANNE MAITRESSE	FMC	4" 1/16	10000	2							
CROIX		4" 1/16	10000	1							
VANNE AUTOMATIQUE	FMC	4" 1/16	10000	1							
VANNE LATERALE	FMC	4" 1/16	10000	1							
TOP CUP	FMC	4" 1/16	10000	1							
Equipements de Fond Designation Top Type - Diam - Long - Drift - Poids - Grade - Nbr - Obs											
11-OLIVE	0					7,0625 .45 1 Olive 7"1/16 OD 4"1/2 NVAm box/box BPV 3"63/64					
10-COLONNE TUBING	0,45					4,5 2423,57 3,92 C85 240 Tubing 4"1/2 13% Chrome Super					
9-SIEGE	2424,02	X	4,5	4,5	3,313	1					
8-JOINT TUBING	2424,47		4,5	10,19		C85 1					
7-RATCH LATCH	2434,66		4,5	.35		1					
6-PACKER	2 435,01	MHR	7	1,82		1					
5-MILLOUT EXTENSION	2436,83		5	1,6		18 1 Tubing 4"1/2 13% Chrome Super					
4-REDUCTION	2438,43	NVAM	5	.26	3,92	1					
3-JOINT TUBING	2438,69	NVAM	4,5	10,17	3,92	C85 1 Tubing 4"1/2 13% Chrome Super					
2-SIEGE	2448,86	XN	4,5	.46	3,313	1					
1-SABOT	2449,32	NVAM	4,5	.22		1					
Tubages : Tubages: de Top a Bottom Phase Sabot ID OD Poids Grade Ecl Filet Obs											
CASING-18" 5/8	0 a 551		26	467	17,755	18,625	87,5	K55		STC	
CASING-13" 3/8	0 a 1675		16	1674	12,415	13,375	68	N80		LTC	
CASING-9" 5/8	0 a 1970		12,25	1969	8,535	9,625	53,5	P110		NVAM	
CASING-7"	0 a 3119		8,5	3118	6,094	7	32	P110		NVAM	soit un total de 263Jts
LINER MIXTE-4" 1/2	2582 a 3783		6	3783	3,92	4,5	13,5	P110		NVAM	(Soit 57 Joints Crépinés)S
Sabot@ 3783 m , L/C@ 3227m , ECP @ 3214m et le TOP LINER @2582 m											
Perforations : Date Top a Bottom Canon Type Reservoir Densite Phasing Obs											
03/09/2011						3612 a 3892		CREPINE	QUA-HAMRA		
Plug et Restrictions : Date Top Bottom Type Obs											
03-09-2011 3214m ECP											
						11					
						18" 5/8					
						10					
						13" 3/8					
						9" 5/8					
						9					
						8					
						7					
						6					
						5					
						4					
						3					
						2					
						1					
						Tête Liner 4" 1/2 @2582m					
						Sabot 7" @3119m ECP @ 3214m					
						Sabot 4" 1/2 @3783					
						Fond @3892m					



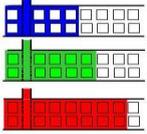
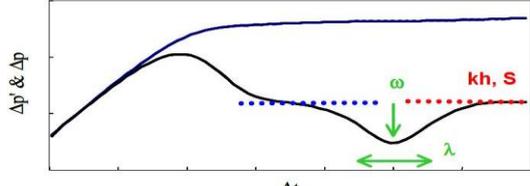
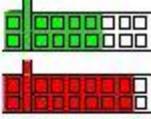
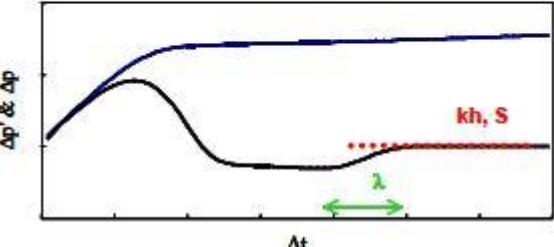
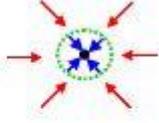
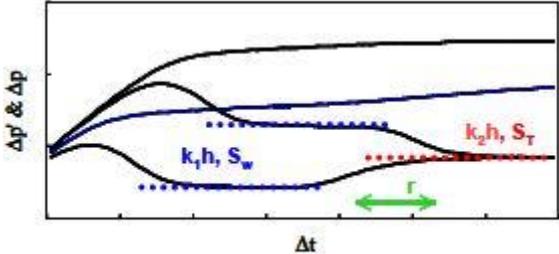
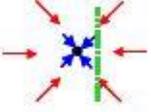
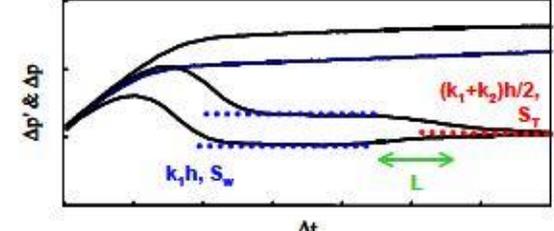
Carte structural au toit des Quartzites de Hamra

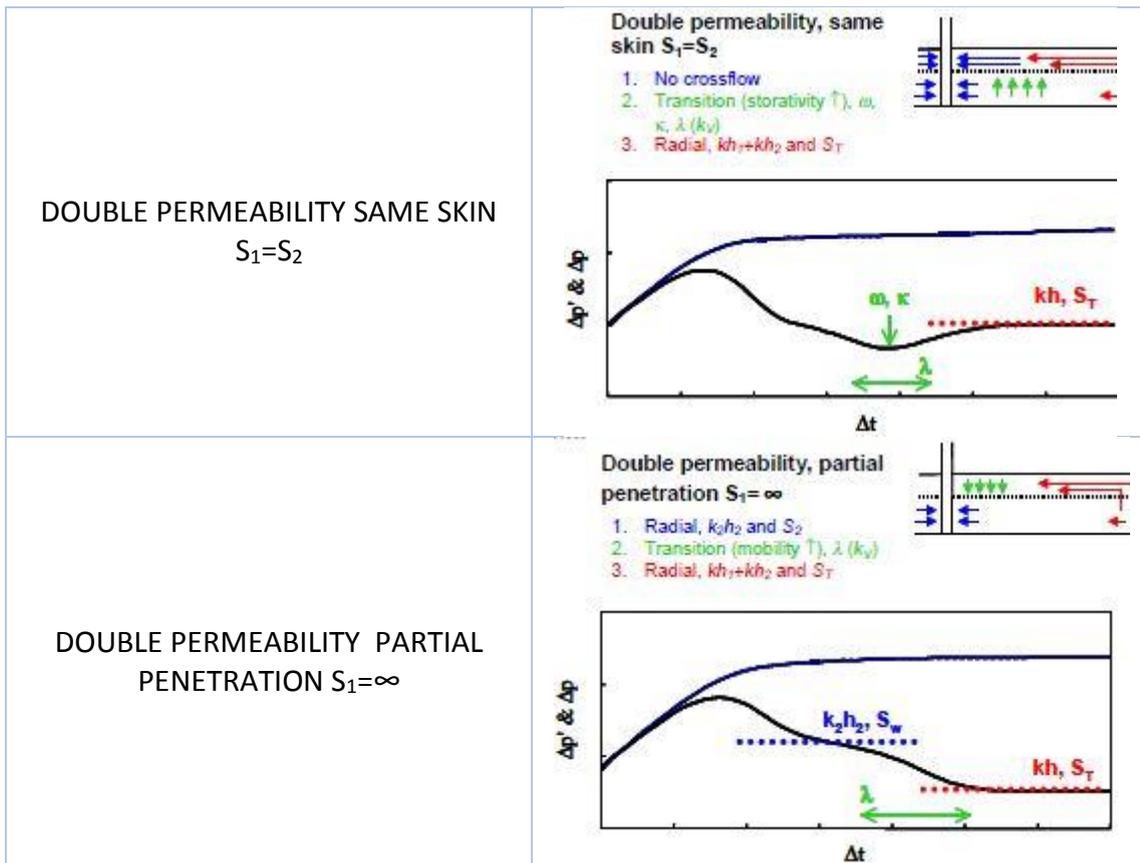
Représentation récapitulative des modèles d'interprétation des essais de puits :

1-Well bore model :

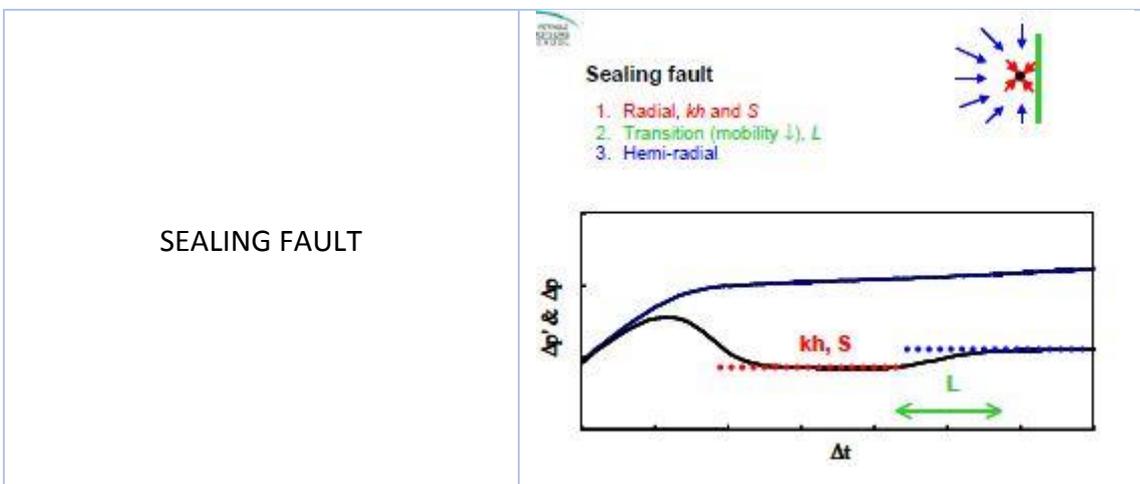
<p>WELL BORE STORAGE AND SKIN</p>	<p>Wellbore storage and Skin</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wellbore storage, C 2. Radial, kh and S  
<p>INFINITE CONDUCTIVITY FRACTURE</p>	<p>Infinite conductivity fracture</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Linear, x_f 2. Radial, kh and S_T  
<p>FINITE CONDUCTIVITE FRACTURE</p>	<p>Finite conductivity fracture</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Bi-linear, $k_f w_f$ 2. Linear, x_f 3. Radial, kh and S_T  
<p>PARTIAL PENETRATION</p>	<p>Partial penetration</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial, h_w and S_w 2. Spherical (mobility ↑), k_v 3. Radial, kh and S_T  

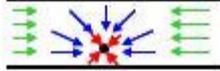
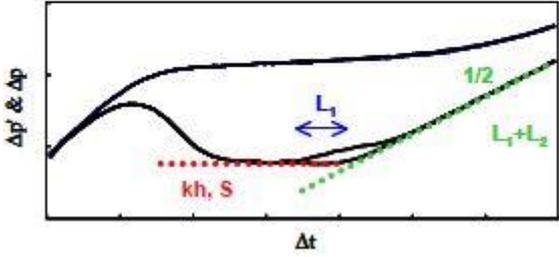
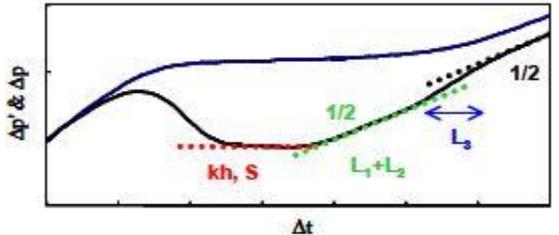
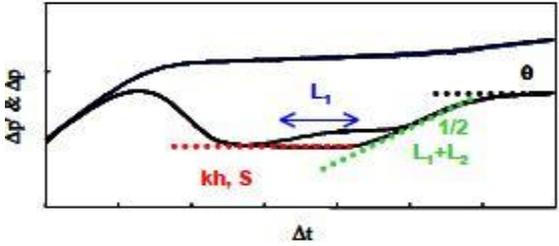
2-Reservoir models :

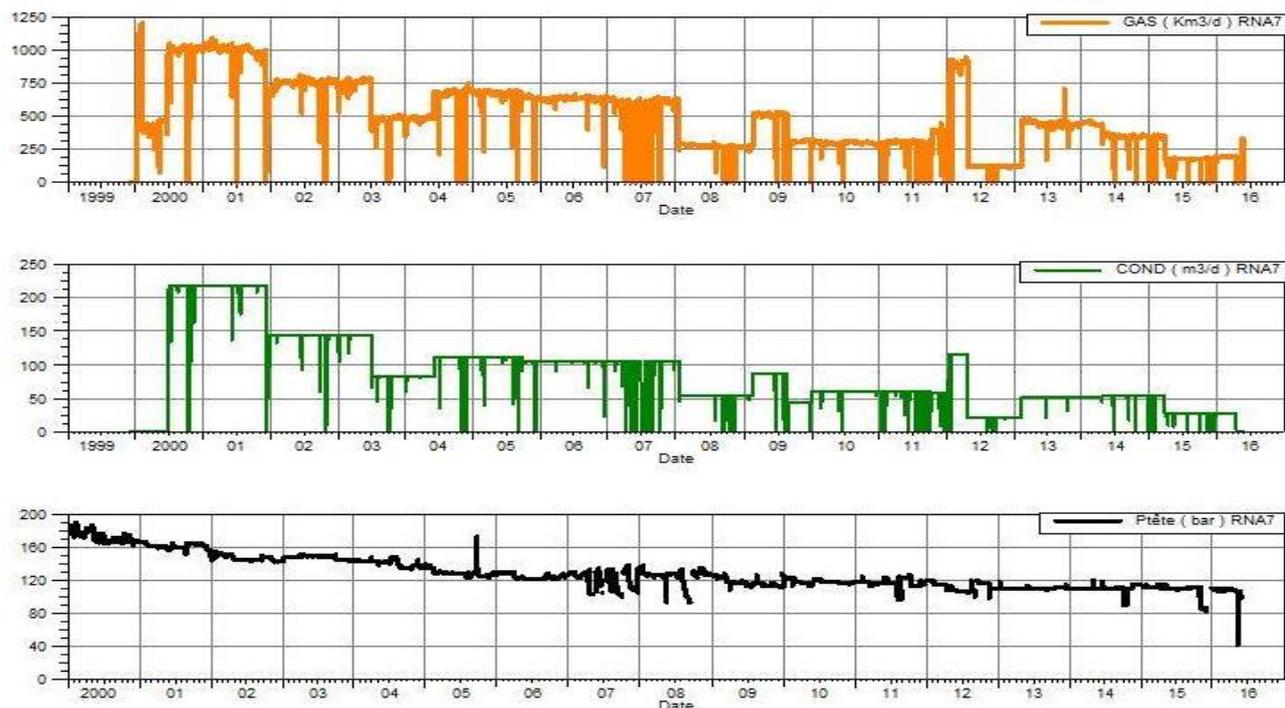
<p>DOUBLE POROSITY RESTRICTED INTERPOROSITY FLOW</p>	 <p>Double porosity, restricted interporosity flow</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial fissures, kh 2. Transition (storativity \uparrow), ω and λ 3. Radial fissures + matrix, kh and S 
<p>DOUBLE POROSITY UNRESTRICTED INTERPOROSITY FLOW</p>	 <p>Double porosity, unrestricted interporosity flow</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Transition, λ 2. Radial fissures + matrix, kh and S 
<p>RADIAL COMPOSITE</p>	 <p>Radial composite</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial inner, k_1h and S_w 2. Transition (mobility \uparrow or \downarrow), r 3. Radial outer, k_2h and S_T 
<p>LINEAR COMPOSITE</p>	 <p>Linear composite</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial inner, k_1h and S_w 2. Transition (mobility \uparrow or \downarrow), L 3. Radial total, $(k_1+k_2)h/2$ and S_T 



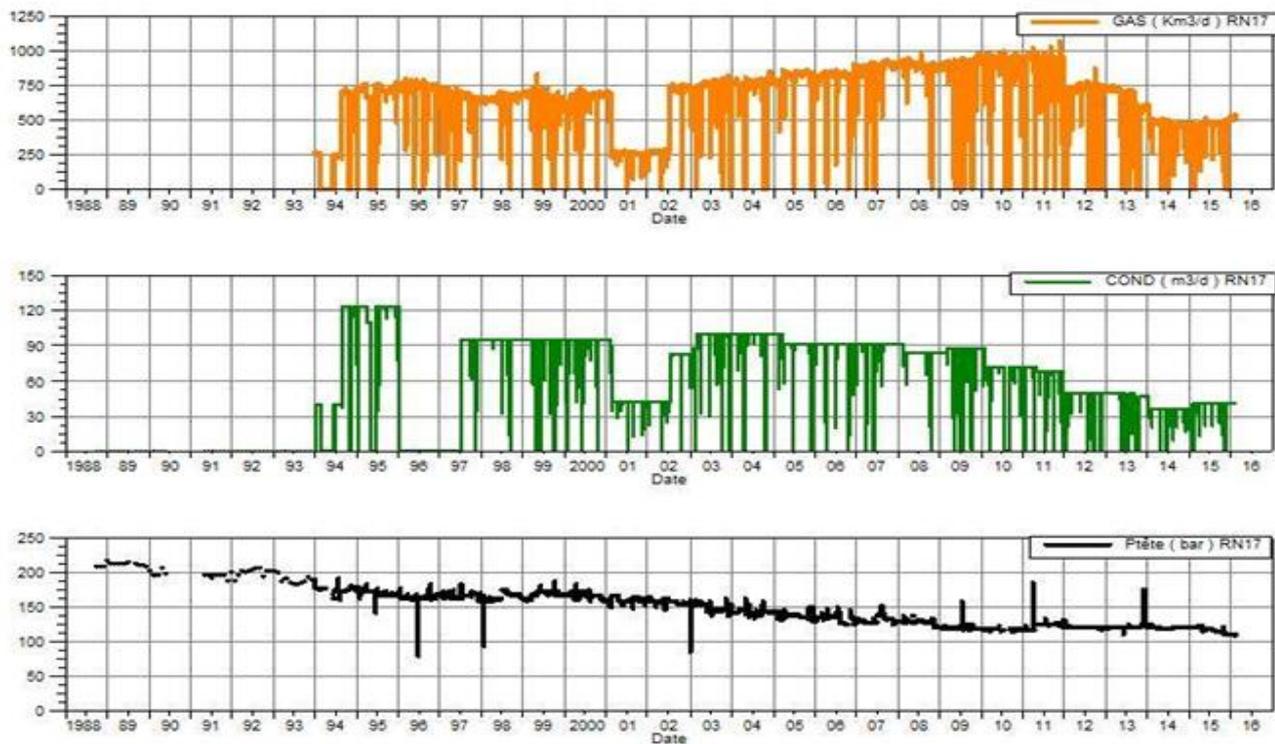
3-Boundary models :



<p>CHANNEL</p>	<p>Channel</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial, kh and S 2. (Hemi-radial, L_1) 3. Linear, L_1+L_2  
<p>CHANNEL CLOSED AT ONE END</p>	<p>Channel closed at one end</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial, kh and S 2. Linear, L_1+L_2 3. Transition (mobility ↓), L_3 4. Hemi-linear  
<p>INTERSECTING FAULTS</p>	<p>Intersecting faults</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Radial, kh and S 2. (Hemi-radial, L_1) 3. Linear, L_1+L_2 4. Fraction of radial, θ  



Historique de la production du puits RNA07



Historique de la production du puits RN 17

Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Slanted	
Reservoir	Two porosity PSS	
Boundary	Circle, No flow	
Top/Bottom	No flow/No flow	
Main Model Parameters		
TMatch	11.4	[hr]-1
PMatch	1.17E-8	[psi ² /cp]-
C	0.0355	bb/psi
Total Skin	4.72	--
k.h, total	43.7	md.ft
k, average	0.0476	md
Pi	5988.35	psia
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0355	bb/psi
Skin	-1.47	--
Geometrical S	6.19	--
hw	140	m
Zw	140	m
Well Deviation	0	°
Reservoir & Boundary parameters		
h	280	m
Pi	5988.35	psia
k.h	43.7	md.ft
k	0.0476	md
kz/kr	0.618	--
Omega	0.005	--
Lambda	4.02E-6	--

Résultat du well test du puits RNZ115

Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical	
Reservoir	Two porosity PSS	
Boundary	One fault	
Main Model Parameters		
TMatch	62.7	[hr]-1
PMatch	7.41E-9	[psi ² /cp]-
C	0.00858	bb/psi
Total Skin	17.9	--
k.h, total	18	md.m
k, average	0.06	md
Pi	5737.28	psig
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00858	bb/psi
Skin	17.9	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	5737.28	psig
k.h	18	md.m
k	0.06	md
Omega	0.1	--
Lambda	5.72E-6	--
L - No flow	64	m
Derived & Secondary Parameters		
Delta P (Total)	1.69247E+5	psi

Résultat du well test du puits RNZ110