

N° Série : ...../2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**BOUHADJA Mohammed, HADJADJ Younes**

**-THÈME-**

---

**MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DU  
CHAMP DE NEZLA SUD (TAGS)**

---

Soutenue le : 10 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	BOULAADJOUL Soumia		Univ. Ouargla
Examineur :	FROUHAT Rachid		Univ. Ouargla
Encadrant	BENTABBA Fatima Zohra		Univ. Ouargla
Co -Encadrant	CHETTI Djamel eddine		Univ. Ouargla

## **REMERCIEMENTS**

*Nous remercions tout d'abord Dieu le tout puissant qui nous éclaire  
Le bon chemin.*

*Mes vifs remerciements vont à notre encadreur BENTEBBA.F.Z ET  
CHETTI Djamel eddine Sous la direction du quel ce travail a été réalisé, pour  
ces nombreux Conseils fort utiles, ses entretiens enrichissants, ses  
encouragements, sa Confiance, sa disponibilité constante et son affabilité.*

*On remercie les membres de jury Mme. BOULAADJOUL Soumia et  
Mr FROUHAT Rachid , merci de nous avoir fait l'honneur d'accepter  
d'évaluer ce travail. Nous vous remercions aussi pour votre regard attentif  
et plus que pertinent sur l'ensemble du mémoire. Cela nous apporte sans  
doute des éclaircissements sur des points importants, et nous devons d'y  
prêter plus d'attention pour orienter nos réflexions dans les travaux de  
recherche futurs.*

*Nous tenons à remercier vivement nos Co-encadreurs A.Abbou chef  
service technique puits et A.DEROUICHE chef service Réservoir et  
M.Bedrouni , H.SAID , I. HATHAT , T.SEKHRI Ingénieurs production à  
Gassi Touil pour leur suivi, et orientations Pratiques, durant la réalisation de  
ce travail ainsi que la présentation de ce Mémoire dans sa forme finale.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur H.BOUSSIS chef division engringe et production et S. NEMLI Chef Service Mesures et Contrôle et A.BENABDRAHMEN chef service puits à Gassi Touil pour son suivi, ses conseils Précieux et son encouragement durant la réalisation de ce travail.*

## الإهداء

إلى من أروضعتني الحب والحنان إلى رمز الحب وبلسم الشفاء

إلى القلب الناصع بالبياض والدتي الحبيبة .

إلى من جرع الكأس فارغا ليسقيني قطرة حب إلى من كلت أنامله ليقدم لنا لحظة سعادة

إلى من حصد الأشواك عن دربي ليمهد لي طريق العلم والدي الكريم رحمة الله عليه

إلى القلوب الطاهرة الرقيقة والنفوس البريئة

إخوتي الأعرء كل باسمه ذكور وانات، إلى رفقاء الدرب طارق بوغباش , ياسين بن زعمان

إلى كل أصدقائي الأعرء .

الشكر موصول الى كل أساتذة وعمال كلية كل باسمه وشكر خاص الى كل من الأساتذة لبطاحي حميد, سيد رحو الحاج محمد , عجو

زكرياء , قادري أسماء

إلى زملائي وزملائي دفعة 2024 خاصة مسؤولة الدفعة حود ميسة رائدة على المجهودات المبذولة .

وأخص بالذكر شريكي يونس حجاج , سفيان براهمي , أسامة فرطاس العين على كل لحظات الفرح التي قضيناها معًا .

محمد بوحجة

## الإهداء

إلى من أرضعتني الحب والحنان إلى رمز الحب وباسم الشفاء

إلى القلب الناصع بالبياض والدتي الحبيبة رحمة الله عليها .

إلى من جرع الكأس فارغا ليسقيني قطرة حب إلى من كلت أنامله ليقدّم لنا لحظة سعادة

إلى من حصد الأشواك عن دربي ليمهد لي طريق العلم والدي الكريم رحمة الله عليه

إلى القلوب الطاهرة الرقيقة والنفوس البريئة

إخوتي الأعمام كل باسمه ذكور وإناث، إلى رفقاء الدرب طارق بوغباش , ياسين بن زغمان

إلى كل أصدقائي الأعمام .

الشكر موصول إلى كل أساتذة وعمال كلية كل باسمه وشكر خاص إلى كل من الأساتذة لبطاحي حميد, سيد رحو الحاج محمد , عجز زكرياء ,

قادري أسماء

الشكر موصول كذلك إلى كل عمال قسم الإنتاج قاعدة الحياة قاسي طويل على الدعم والمجهودات والنصائح المقدمة.

إلى زملائي وزملائي دفعة 2024 خاصة مسؤولة الدفعة حود ميسة رائدة على الجهود المبذولة .

وأخص بالذكر شريكي , سفيان براهمي , أسامة فرطاس العين على كل لحظات الفرح التي قضيناها معاً .

يونس حجاج

## **RESUME**

L'étude d'un gisement a pour but d'établir un projet de développement et optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée.

Notre travail consiste à étudier le développement des champs de NEZLA SUD de la région de Gassi Touil pour une exploitation optimale des gisements et l'estimation de :

- ✓ Volume d'hydrocarbure initialement en place.
- ✓ Potentiels de production des puits.
- ✓ Dimensionnement du réseau de collecte pour le raccordement des puits du projet vers le CPF existant.

Pour ce faire ,nous avons établi une étude PVT et nous avons évalué les réserves de gaz initialement en place par deux méthode volumétrique et bilan matière.

A l'aide de l'analyse nodale, nous avons réalisé un modèle de puits et une étude de sensibilité sur les pertes de charges. Après estimation de réserves et validation du modèle de puits , on a modélisé le réseau de collectes .

**Mots clés :** champ NEZLA SUD , PVT, PIPESIM , MBAL, MODELISATION

## Summary

The study of a reservoir aims to establish a development project and optimize the recovery of hydrocarbons within a given economic policy framework.

Our work consists of studying the development of the NEZLA SUD fields in the Gassi Touil region for optimal exploitation of the reservoirs and the estimation of:

- Volume of hydrocarbons initially in place.
- Production potentials of the wells.

Sizing of the gathering network for connecting the project wells to the existing CPF (Central Processing Facility).

To do this, we conducted a PVT (Pressure-Volume-Temperature) study and evaluated the gas reserves initially in place using both volumetric and material balance methods. Using nodal analysis, we built a well model and conducted sensitivity analysis on pressure losses. After estimating reserves and validating the well model, we modeled the gathering network.

Keywords: NEZLA SUD field, PVT, PIPESIM, MBAL, modeling.

## المخلص

دراسة الحقل تهدف إلى إنشاء مشروع تطوير وتحسين استرداد الهيدروكربونات في إطار سياسة اقتصادية محددة. عملنا يتمثل في دراسة تطوير حقول نزلة الجنوب في منطقة قاسي طويل لاستغلال مثلى للموارد وتقدير

- حجم الهيدروكربونات الموجودة في الموقع بدايةً.
- الإمكانيات الإنتاجية للأبار.
- تحديد حجم الشبكة الجامعة لربط آبار المشروع بالمنشأة المركزية للمعالجة الموجودة.

وقيمنا الاحتياطيات الغازية الأولية باستخدام طريقتين: الحجمية وتوازن المواد. باستخدام PVT لتحقيق ذلك، أجرينا دراسة التحليل العقداني، قمنا ببناء نموذج بئر وأجرينا تحليلاً حساساً لخسائر الضغط. بعد تقدير الاحتياطيات وتحقق من نموذج البئر، قمنا بتنمية الشبكة الجامعة

كلمات مفتاحية: حقل نزلة الجنوب، PVT، PIPESIM، MBAL،

# Sommaire

<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	1
<b>DESCRIPTION GEOLOGIQUE DE CHAMP &amp; ETUDE PVT</b> .....	3
I.1- Présentation du champ de Gassi Touil.....	3
I.2- Présentation du champ de Nezla.....	4
I.2.1- Description du champ de Nezla sud.....	5
I.3- Etude pvt :.....	7
I.3.1- L'échantillonnage :.....	7
I.3.2- Choix et conditionnement du puits. Echantillonnage des gaz à condensat :.....	7
I.4- Évolution des paramètres :.....	8
I.6 - Caractéristiques du fluide de réservoir.....	9
<b>ESTIMATION DES RESERVES INITIALEMENT EN PLACE</b> .....	10
II.1- Introduction.....	10
II.2- Méthode bilan matière :.....	10
II.2.1- Equation de bilan matière pour les réservoirs à gaz :.....	11
II.2.2- Équation de bilan matière sous forme d'équation de droite :.....	12
II.3- Méthodes d'estimation des réserves de gaz(OGIP).....	12
II.4- l'outil d'estimation des réserves.....	16
II.4.1- Définition.....	16
II.4.2- Fonctionnement.....	17
II.4.3- Contexte technique L'outil peut gérer :.....	18
<b>OPTIMISATION ET ANALYSE NODALE</b> .....	19
III.1- Optimisation.....	19
III.1.1- Critère d'optimisation sur le système de production de pétrole.....	19
III.1.2- Modèle d'optimisation.....	19
III.1.2.1- Le fonctionnel.....	20
III.1.2.2- les contraintes.....	20
III.1.3- Identification des variables de décision.....	21
III.2- Analyse nodale.....	21
III.2.1- Importance de l'analyse Nodale dans les gisements.....	22
III.2.2- Concept de l'analyse nodale.....	24

III.2.3- Procédé d'application de l'analyse nodale .....	26
III.2.4- Objectifs de l'analyse nodale .....	26
III.2.5- Application de l'analyse nodale.....	27
<b>PERTE DE CHARGE DANS LE SYSTEME PRODUCTION .....</b>	<b>28</b>
IV.1- Perte de charge dans le réservoir .....	<b>28</b>
IV.1.1-Notions sur les pertes de charge dans le milieu poreux .....	28
IV.1.2- Les équations de base du mouvement des fluides.....	28
IV.1.2.1- Ecoulement linéaire.....	29
IV.1.2.2- Ecoulement radial.....	30
IV.1.3- Les corrélations d'IPR dans les puits verticaux .....	32
IV.2- Pertes de charge dans le tubing .....	<b>32</b>
IV.2.1- les pertes de charges .....	33
IV.2.2- Configuration de l'écoulement vertical diphasique .....	33
IV.2.3- L'équation générale de l'énergie .....	34
IV.2.4-Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing .....	36
IV.3- Perte de charge dans le réseau de collecte .....	<b>37</b>
IV.3.1- Différents types de réseau de collecte .....	37
IV.3.1.1-Liaisons individuelles .....	37
IV.3.1.2- Liaison manifold.....	38
IV.3.1.3- Autres types de liaison .....	39
IV.3.2- Les accessoires des collectes .....	39
IV.3.3- Pertes de charge diphasique dans les conduites horizontales .....	41
IV.3.4- l'outil de calcule les pertes de charge dans le système de production. ....	41
<b>MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DE CHAMP</b>	
<b>NEZLA SUD .....</b>	<b>42</b>
V.1- Estimation des réserves .....	<b>42</b>
V.1.1- Les données d'entrée .....	42
V.2- optimisation de la complétion (tubing) .....	<b>48</b>
V.2.1- Les données d'entrée .....	49
V.2.2- Etude d'IPR.....	51
V.2.3- l'optimisation des tubings .....	53
V.2.4- conclusion.....	57
V.3- Optimisation du réseau de collecte .....	<b>57</b>
V.3.1- Modélisation du système de production .....	58

V.3.2- Les données d'entrée .....	58
V.3.3- Optimisation du réseau de collecte .....	59
V.3.4- Schéma de raccordement .....	59
V.3.5- Modélisation du réseau de collecte .....	60
V.3.5.1- Dimensionnement des collectes des puits (flow line): .....	60
V.3.5.2- Dimensionnement collecteur Manifold -CPF (trunkline): .....	62
V.3.6- Optimisation des débits de production .....	62
V.3.7- Etude prévisionnelle .....	63
CONCLUSION GENERALE .....	65
RECOMMANDATIONS .....	66
BIBLIOGRAPHIE .....	67
A. ANNEXE .....	68

## Liste des figures

Figure I-1 : la situation géographique de Gassi-Touil .....	4
Figure I-2 : présentation du champs Gassi-Touil.....	5
Figure I-3 : Carte Stratigraphie de champ NEZLA .....	6
Figure I-4 : Echantillonnage sur séparateur .....	7
Figure I-5 : l'évolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression .....	8
Figure I-6 : l'évolution du Bg en fonction de la pression.....	9
Figure II-1 : Méthode P/Z.....	13
Figure II-2 : Méthode P/Z (over pressured) .....	14
Figure II-3: Méthode Havlena Odeh (over pressured) .....	15
Figure II-4: Méthode Cole ((F-We)/Et).....	15
Figure II-5: Méthode Roach (unknown compressibility) .....	16
Figure III-1 : Système de production simple.....	22
Figure III-2 : les pertes de charge dans le système de production .....	23
Figure IV-1 : Ecoulement linéaire .....	30
Figure IV-2 : Ecoulement radial .....	31
Figure IV-3 : Conduit incliné .....	33
Figure IV-4 : modèles d'écoulement des fluides physiques .....	34
Figure IV-5 : réseau de collecte à liaisons individuelles.....	38
Figure IV-6 : réseau de collecte à liaisons manifold .....	39
Figure V-1 : modèle de MBAL.....	45
Figure V-2 : La méthode D/Z (Over pressured ) .....	46
Figure V-3 : comparaison du cumule de production et la pression entre l'historique et la simulation	47
Figure V-4 : Modèle du puits .....	50
Figure V-5 : IPR de puits NZ12.....	51
Figure V-6 : l' AOF des puits.....	52
Figure V-7 : Comparaison entre les corrélations .....	52
Figure V-8 : erreur moyen des corrélations.....	54
Figure V-9 : La courbe IPR-VLP.....	54
Figure V-10 : VLP v IPR avec différent diamètre de tubing .....	55

Figure V-11 : $Q_g = f(D_{\text{tubing}})$ .....	56
Figure V-12 : modèle de système de production .....	57
Figure V-13 : Schéma de raccordement .....	59
Figure V-14 : Perte de charge des flows line .....	60
Figure V-15 : Erosional Velocity Ratio.....	60
Figure V-16 : Résultats de simulation (trunkline): .....	61
Figure V-17 : Résultats de simulation (débit): .....	62
Figure V-18 : prévision de production.....	64

## Liste des Tableaux

Tableau I-1: la composition de fluide de gisement.....	9
Tableau V-1 : PVT MATCH.....	43
Tableau V-2 : la perméabilité relative .....	43
Tableau V-3 : Historique de production .....	44
Tableau V-4 : Estimation de réserves par différentes méthodes.....	46
Tableau V-5 : Les données PVT .....	48
Tableau V-6 : Les données des équipements .....	49
Tableau V-7 : les paramètres de réservoir .....	50
Tableau V-8 : les résultats des essais des puits .....	51
Tableau V-9 : les résultats des IPR .....	52
Tableau V-10 : Erreur moyenne des corrélations .....	53
Tableau V-11 : les points de fonctionnement des puits .....	55
Tableau V-12 : débits des puits avec différents diamètres des tubings .....	56
Tableau V-13 : Résultats final de simulation .....	62
Tableau V-14 : Résultat de prévision de production avec pression de séparation de 30 bar .....	63

## *Nomenclature*

CPF	Usine traitement de gaz.	
BRD	Champ du Brides.	
GEA	Champs du Gassi El Adem.	
TOU	Champs du Toul.	
NZ	Champs du Nezla.	
TAGS	Trias argilo-gréseux supérieur.	
TAGI	Trias argilo-gréseux inférieur.	
QH	Quartzite Hamra.	
SIL	Silurien.	
MF	Manifold.	
J	Jonction.	
FWHP	Pression en tête	psig.
FBHP	Pression de font	psig.
Psep	Pression de séparateur	psig.
P	Pression de réservoir	psig.
Pi	Pression initiale de réservoir	psig.
$\Delta P$	perdes de charge	Psig
GOR	Gaz Oil Ratio.	
WOR	Water Oil Ratio.	
Qg	Débit de gaz	Sm <sup>3</sup> /j.

Bg	Facteur volumétrique de gaz	Facteur de	$m^3/Mm^3$
Z	Compressibilité.		
Zi	Facture de compressibilité de gaz à pi.		
$\emptyset$	Porosité		%
K	Perméabilité du milieu poreux		md.
MBE	Equation de bilan matière.		
OGIP	Volume de gaz initialement en place		B $Sm^3$ .
Gp	Production cumulée de Gaz		B $Sm^3$ .
$n_p$	Nombre de moles de Gaz produit		mol.
$n_i$	Nombre de moles de gaz initial		mol.
$n_f$	Nombre de moles de gaz restant dans le reservoir		mol.
We	Les entrées d'eau cumulées .		
Wp	Production cumulée de l'eau.		
F	Soutirage.		
$E_g$	Expansion du gaz.		
$E_{fw}$	L'expansion du l'eau et de la roche.		
S	surface de la roche imprégnée d'huile		[ $m^2$ ].
$S_w$	Saturation en eau.		
AOF	Absolute Open Flow Potential		$Sm^3/j$ .
IPR	Inflow performance relationship.		
VLP	Vertical Lift Performance		

# INTRODUCTION GENERALE



## INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole est une source d'énergie vitale pour le monde et il le restera vraisemblablement pour de nombreuses décennies à venir, et ce, même selon les hypothèses les plus optimistes quant à la croissance des sources d'énergie de remplacement. La plupart des pays sont touchés de façon significative par l'évolution du marché pétrolier, que ces derniers soient producteurs, ou consommateurs, ou les deux en même temps.

L'Algérie est un pays riche en Pétrole et en Gaz. Comme son économie est appuyée principalement sur les rentes des ventes de ces ressources, sa position économique dans le monde en est aussi fortement dépendante. Pour cela, elle a donné une grande importance au développement de ces gisements d'hydrocarbures.

Le développement d'un gisement est un projet qui doit être réalisé dès la découverte d'un réservoir productif en cherchant à optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée. Les spécialistes continueront toujours à étudier le gisement pendant la durée de vie afin d'en trier les informations nécessaires à l'exploitation optimale de ce dernier.

L'exploitation d'un champ à la découverte nécessite l'installation de plusieurs équipements de puits et de surface assurant l'acheminement du brut depuis le réservoir jusqu'au séparateur. Comme ces équipements ne sont pas installés arbitrairement, on doit les installer de telle façon à résoudre pratiquement tous les problèmes qui peuvent surgir durant l'exploitation du champ. Ainsi, on doit optimiser de telle façon à permettre le puits de fonctionner avec le régime le plus rationnel.

L'optimisation du système de production est basée sur l'approche connue dans le monde pétrolier sous le nom de l'analyse nodale. C'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 dont l'objectif principal recherché est de faire produire le gisement exploité, le plus longtemps possible à son plus haut potentiel.

Actuellement, le champ Nezla Sud est un gisement déplétif. Sa pression ne peut pas acheminer d'une part, le gaz à condensât jusqu'au centre de séparation à cause des grande pertes

de charge sur le système de production et d'autre part, la condition nécessaire de fonctionnement du séparateur à une pression de service élevée qui est de 30 bars.

Dans cette optique, nous avons étudié les performances du système à l'aide du modèle de notre champ. L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le système de production du champ de Nezla sud en minimisant d'une part, les pertes de charge par l'utilisation de la technique de l'analyse nodale et d'autre part, abaisser la pression de séparation par l'utilisation de Boosting.

Pour atteindre cet objectif, nous vous proposons le plan de travail suivant :

1- La description géologique du champ de Nezla sud afin d'examiner les caractéristiques pétro physiques.

2- L'aperçu sur les propriétés des fluides du gisement pour mettre en évidence l'importance de l'étude PVT dans le système de production.

3- L'étude des différentes méthodes pour l'estimation des réserves en place.

4- La théorie de la technique d'optimisation d'un champ par l'analyse nodale.

5- L'étude de différentes pertes de charge dans le système de production (réservoir, tubing, réseau de collecte) ainsi que les corrélations utilisées.

# CHAPITRE I

## DESCRIPTION DES CHAMPS & ETUDE PVT

## CHAPITRE I

### DESCRIPTION GEOLOGIQUE DE CHAMP & ETUDE PVT

#### I.1- Présentation du champ de Gassi Touil

Le champ de Gassi Touil est situé à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 1000 km d'Alger, sur la route nationale RN 3 reliant Ouargla à In Aménas.

Altitude: 210 m environ.

Climat: Chaud et sec.

Température: Maximale (été) = 50°C.

Minimale (hiver) = - 5°C.

Type de paysage: Plateaux de sable avec des cordons de dunes.

Vents dominants: Nord Est - Sud Ouest.

Périodes de vents de sable: Février, Mars et Avril.

Pluviométrie: Très faible pendant l'hiver, nulle pendant le reste de l'année.

Superficie: 120 km<sup>2</sup> environ

Coordonnées géographiques :

UTM

x = de 6°28'00" à 6°30'00"

x = de 258 550 à 264 681

Y = de 30°30'00" à 30°17'00"

Y = de 3 373 250 à 3 353 29

La région de Gassi\_Touil englobe les champs suivants :

**Champs :**

**Type :**

Gassi\_Touil (TAGS)

Gaz à condensât + Huile

Gassi\_Touil (TAGI)

Huile

Nezla Nord

Huile + Gaz à condensât

Nezla Sud (TAGS)

Gaz à condensât

Hassi Chergui (N, S)

Huile

Hassi Touareg (N, S)

Gaz à condensât

Gassi El Adem

Gaz à condensât

Toual (TAGS, TAGI)

Gaz à condensât

Brides

Gaz à condensât

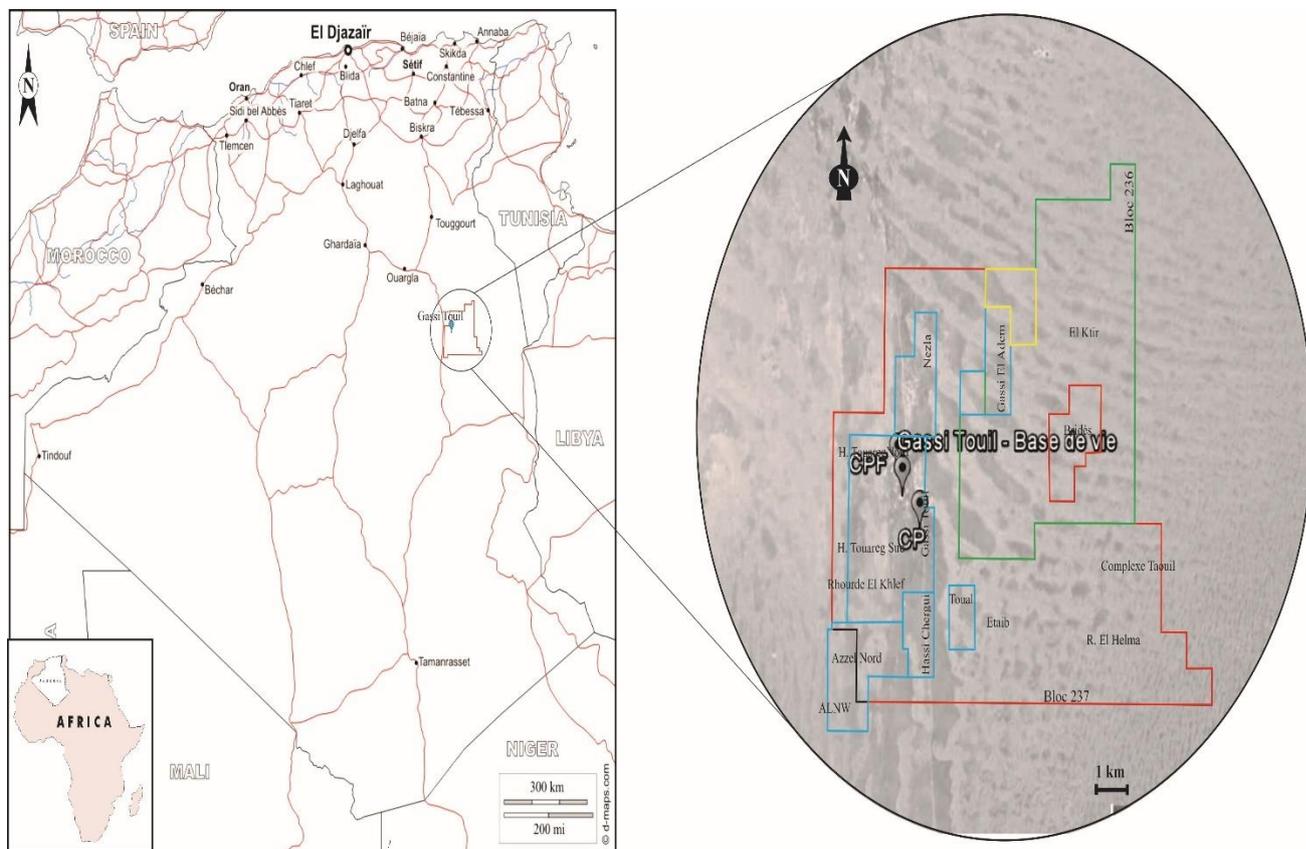


Figure I-1 : la situation géographique de Gassi-Touil

### I.2- Présentation du champ de Nezla

La structure de Nezla Sud a été mise en évidence par la sismique réflexion sur le Permis de Hassi Touareg par (COPEFA en 1958), et a donné lieu à l'implantation de 02 forages : NZ-1 en 1960 et NZ-2 en 1961.

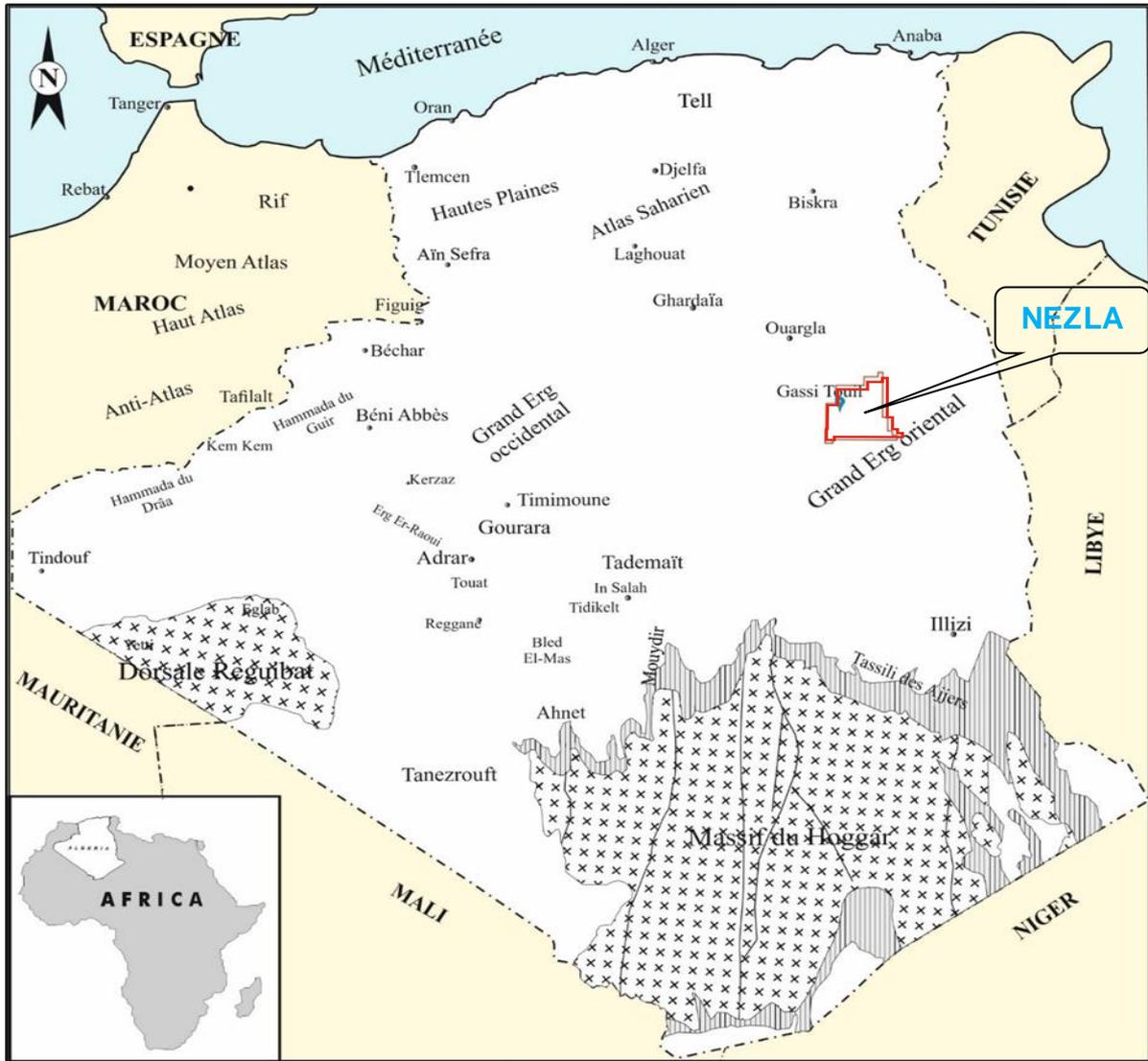


Figure I-2 : Présentation du champs Gassi-Touil

**I.2.1- Description du champ de Nezla sud**

La colonne stratigraphique comprend deux étages structuraux :

La série Paléozoïque et la série Méso-cénozoïque.

✓ La série Paléozoïque est incomplète du fait que le Trais argilo-gréseux inférieur repose directement sur l’Ordovicien.

✓ Au sein de la série Mésozoïque, la discordance autrichienne est bien visible ; les sables de l’Albien discordants, surmontent parfois les différents termes du Lais. Le Barrémien n’a pas été rencontré du tout. Le Néocomien n’est traversé que par les puits forés sur les flancs.

✓ Le Cénozoïque est représenté par le Mio-pliocène qui affleure en surface, il repose en discordance sur le sénonien carbonaté.

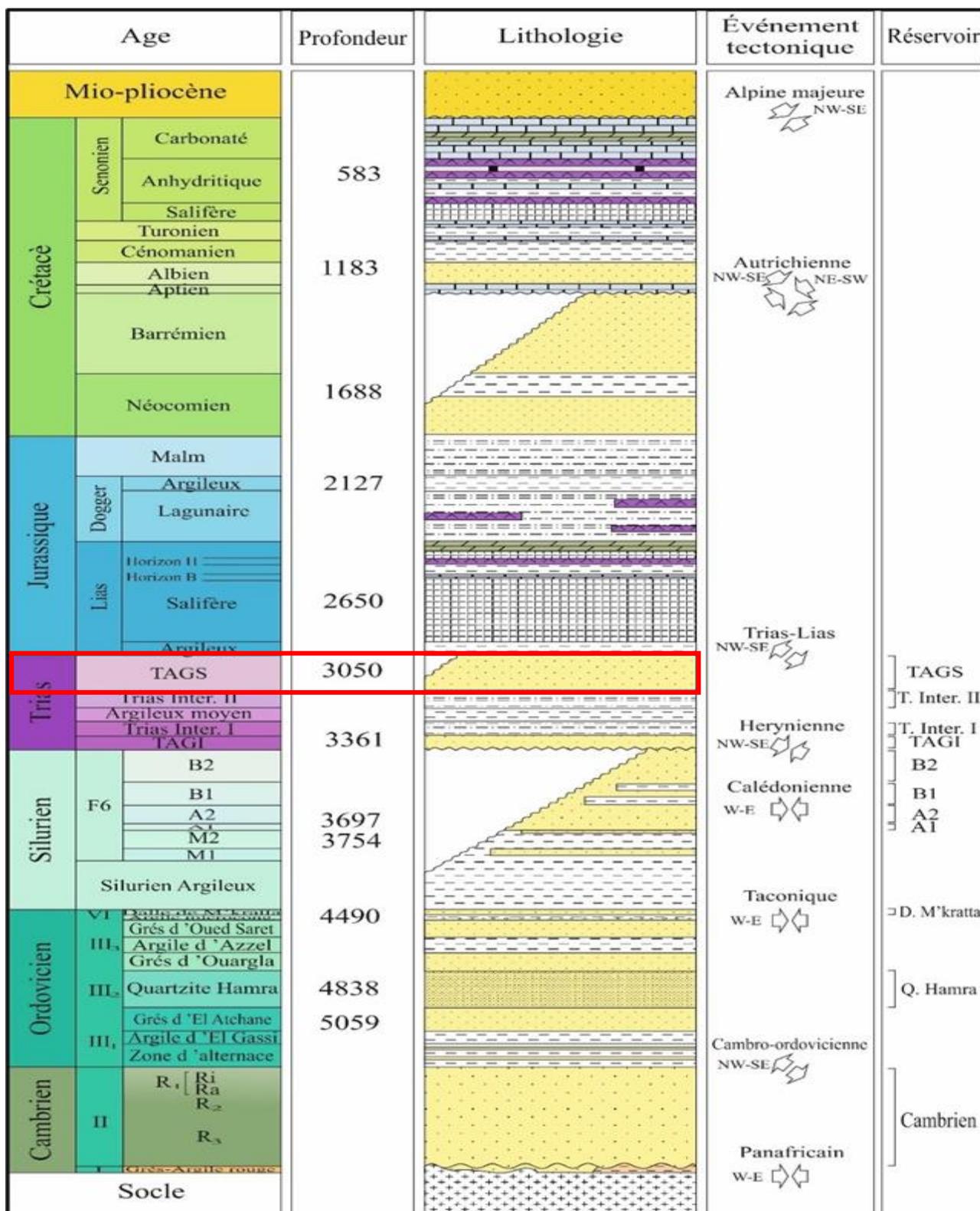


Figure I-3 : Carte Stratigraphie de champ NEZLA

### I.3- Etude PVT :

La connaissance des propriétés des fluides en place sont primordiales pour le développement du gisement compte tenu de la nature de plus en plus critique des fluides exploités. L'étude PVT est une suite d'opérations et d'analyses qui définissent les grandeurs thermodynamiques caractérisant le fluide. Son but est de déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement. Ainsi que de simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface.

#### I.3.1- L'échantillonnage :

L'échantillonnage de surface est plus couramment pratiqué dans le cas d'un gaz naturel. Pour un gaz sec, il peut être effectué en tête de puits ou sur la ligne de production.

Dans le cas d'un gaz à condensat ou d'un gaz humide conduisant à la production d'un effluent diphasique, l'échantillonnage est réalisé au niveau de la séparatrice haute pression en prélevant un échantillon de gaz et un échantillon de liquide. Les propriétés du gisement global peuvent être connues par une recombinaison qui nécessite une mesure précise des débits de phase gazeuse et de phase liquide.

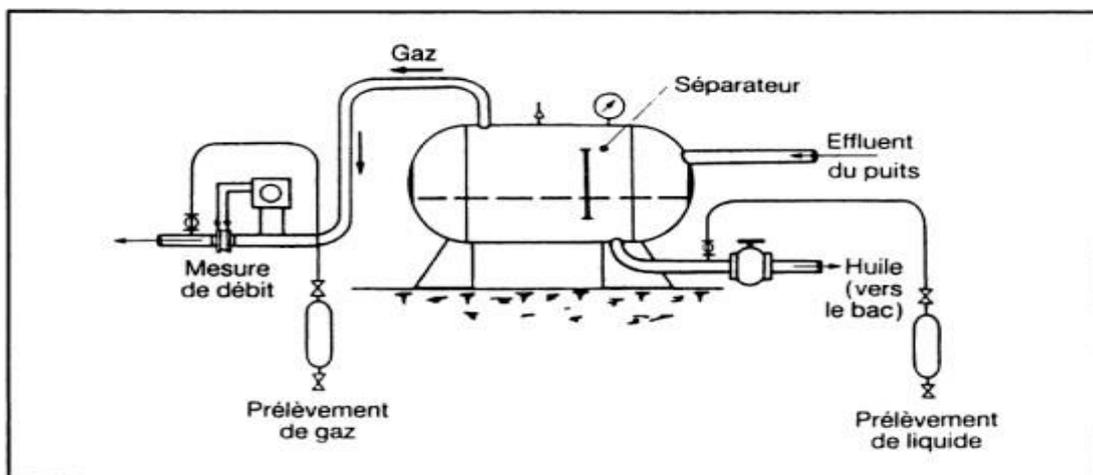


Figure I.4 Echantillonnage sur séparateur

#### I.3.2- Choix et conditionnement du puits. Echantillonnage des gaz à condensat :

L'échantillonnage est effectué de préférence sur les puits les plus récemment mis en exploitation de manière à opérer à une pression aussi proche que possible de la pression initiale.

La première phase de préparation du puits consiste à renouveler la colonne de fluide contenu dans le tube de production de manière à éliminer toute source de contamination.

L'échantillonnage d'un gaz à condensat doit être effectué en réduisant le débit de manière à minimiser l'écart de pression entre le fond et la surface et à limiter autant que possible l'effet de condensation rétrograde. Tout en assurant une vitesse suffisante pour faire remonter les gouttelettes de liquide.

Il existe certaines conditions à satisfaire concernant le conditionnement du puits :

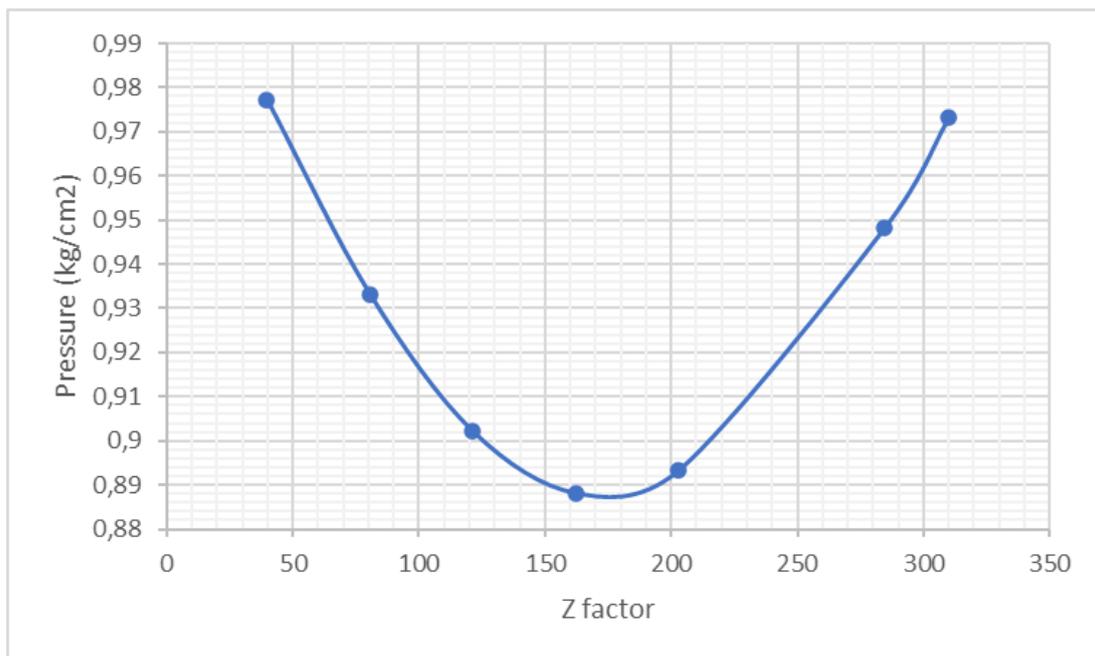
- ✓ Un régime d'écoulement permanent.
- ✓ La pression en tête n'excède pas 1% de sa valeur initiale pendant 24 heures.

Au niveau de séparateur, la variation du débit et de la pression ne doit pas dépasser les 5%.

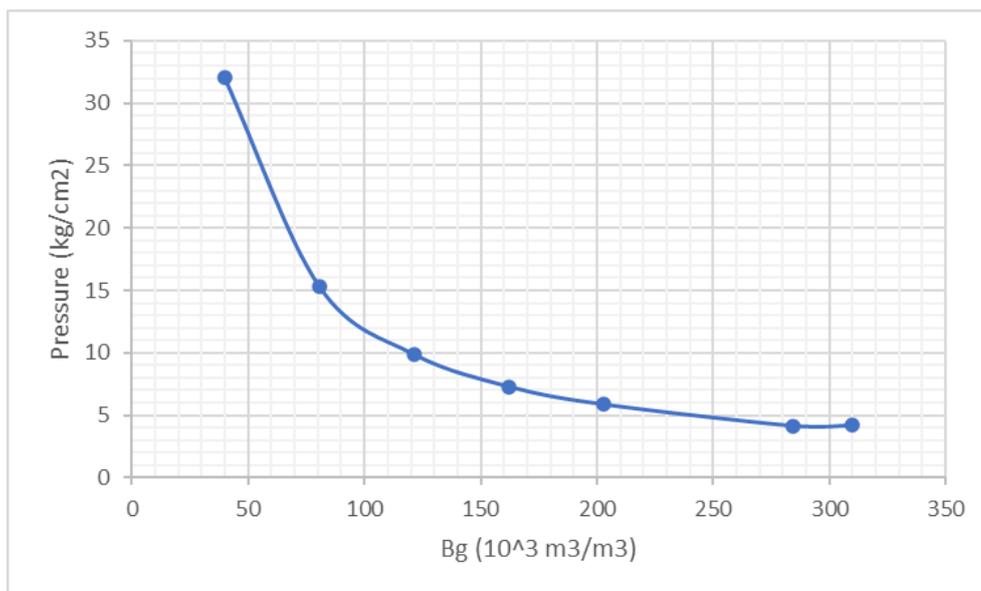
#### I.4- Évolution des paramètres :

L'évolution des propriétés du fluide des réservoirs en fonction de la pression d'après Les résultats de laboratoire sont donnés dans le tableau V -1 (voir chapitre V) :

Les données précédentes sont représentées dans les graphes suivants :



**Figure I-5 : l'évolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression**



**Figure I-6 : l'évolution du Bg en fonction de la pression**

### I.6 - Caractéristiques du fluide de réservoir

Pression initiale = Pression de Rosé : 305,1 bar.

A cette pression, nous avons la composition suivante :

**Tableau I-2 : la composition de fluide de gisement**

Constituants	Fractions moléculaires	Constituants	Fractions moléculaires
CO <sub>2</sub>	0,0039	i-C <sub>5</sub>	0,0048
N <sub>2</sub>	0,0534	n-C <sub>5</sub>	0,0041
H <sub>2</sub> S	0	C <sub>6</sub>	0,0059
C <sub>1</sub>	0,7495	C <sub>7</sub>	0,0060
C <sub>2</sub>	0,1032	C <sub>8</sub>	0,0045
C <sub>3</sub>	0,0374	C <sub>9</sub>	0,0033
i-C <sub>4</sub>	0,0076	C <sub>10</sub>	0,0024
n-C <sub>4</sub>	0,0114	C <sub>11+</sub>	0,0026

CHAPITRE II  
ESTIMATION DES  
RESERVE  
INITIALEMENT EN  
PLACE

## CHAPITRE II

### ESTIMATION DES RESERVES INITIALEMENT EN PLACE

#### II.1- Introduction

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

On a utilisé deux méthodes pour l'évaluation des réserves de gaz initialement en place. La première est la méthode bilan matière (dynamique) basée sur le déplacement de fluide sous la différence de pression.

La deuxième étant la méthode volumétrique (statique) où l'on a pris en compte les incertitudes liés aux mesures des différent paramètres intervenants dans l'équation de la méthode et ce en utilisant la simulation de monté Carlo tout en ayant fait auparavant un traitement statistique des données pour en dégager les lois de distribution de chaque paramètre.

#### II.2- Méthode bilan matière :

Pour calculer le volume des hydrocarbures initialement en place dans n'importe quelle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminées avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place.

Cette technique est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération.

L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

$$\text{Volume originale en place} = \text{Volume produite} + \text{Volume restante}$$

Pour appliquer cette méthode nous avons besoin de :

- ✓ Calculer la production cumulée.
- ✓ Le profil de pression des différents puits ce qui vas nous aider à identifier le nombre de compartiment à adopter.
- ✓ Les propriétés PVT du fluide.

**II.2.1- Equation de bilan matière pour les réservoirs à gaz :**

Si l'on dispose d'un historique assez conséquent de production-pression, le volume de gaz initialement en place G et la pression initiale de réservoir  $P_i$  peuvent être calculées sans tenir compte ni des paramètres pétro physiques du réservoir ni de l'étendue de ce dernier. Ceci est Possible en formant un bilan de masse ou de mole sur le gaz comme suit :

$$n_p = n_i - n_f \tag{II,1}$$

- $n_p$ =nombre de mole de gaz produit.
- $n_i$ =nombre de mole de gaz initial.
- $n_f$ = nombre de mole de gaz restant dans le réservoir.

Représentant le réservoir de gaz par un récipient idéalisé de gaz, les nombres de mole de gaz dans l'équation (.1) peuvent être remplacés par leurs équivalents en utilisant la loi des gaz réels pour donner :

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc} R} = \frac{P_i G}{Z_i R T} - \frac{P[V - (W_e - W_p)]}{Z R T} \tag{II,2}$$

- $P_i$  = pression initiale de réservoir.
- $G_p$  = production cumulative de gaz,  $m^3$ .  $P$  = la pression courante de réservoir.
- $V$  = volume original de gaz,  $m^3$ .
- $Z_i$  = facteur de compressibilité de gaz à  $P_i$ .  $Z$ = facteur de compressibilité de gaz à  $p$ .
- $T$  = la température, °R.
- $W_e$  = les entrées d'eau cumulative  $m^3$ .
- $W_p$  = production cumulative de l'eau  $m^3$ .

L'équation (2) est essentiellement l'équation générale de bilan matière (MBE). Elle peut être

exprimée en nombreux formes sur le type de l'application et du mécanisme d'entraînement.

### II.2.2- Équation de bilan matière sous forme d'équation de droite :

Havlena et Odeh (1963) ont exprimé le bilan de matière en termes du gaz produit, l'expansion de fluide, et les entrées d'eau

Le soutirage = expansion de gaz + expansion d'eau et la *compaction des pores* + les entrées d'eau

$$G_p B_g + W_p B_w = \underline{G}(B_g - B_{gi}) + G B_{gi} \frac{(C_w S_{wi} + C_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e B_w$$

II.3

En utilisant la nomenclature de Havlena et d'Odeh on obtient :

$$F = G(E_g + E_{fw}) + W_e B_w$$

II.4

Tel que :

- ✓ F : soutirage.
- ✓  $E_g$ : L'expansion du gaz.
- ✓  $E_{fw}$ : Expansions de l'eau et de roche.
- ✓ Supposant que l'expansion de roche et d'eau ( $E_{fw}$ ) est négligeable devant l'expansion

de gaz  $E_g$ , Equation (4) est réduit à :

$$F = G E_g + W_e B_w$$

II.5

### II.3- Méthodes d'estimation des réserves de gaz(OGIP)

- ✓ P/Z méthode
- ✓ P/Z( Over pressured ).
- ✓ Havlena Odeh (over pressured).
- ✓ Cole ((F-We)/Et).
- ✓ Roach (unknown compressibility).

L'équation générale du bilan matière pour le gaz

$$F = G (E_g + E_{fw}) + W_e$$

F : le volume cumulé produise.

$$F = G_p B_g + W_p B_w$$

E<sub>g</sub> : est expansion cumulative de gaz :

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

E<sub>fw</sub> : expansion cumulative de l'eau et de formation:

$$E_{fw} = B_{gi} \frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}} (P_i - P)$$

**a- méthode P/Z**

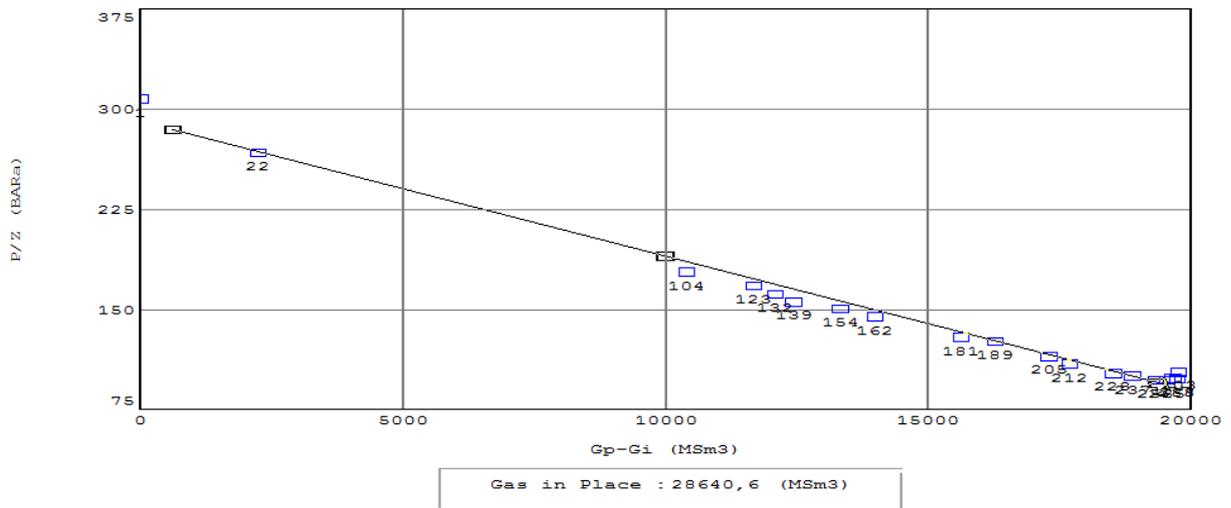
L'équation générale de bilan matière pour un gisement de gaz peut être convertie à une forme plus générale:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left[ 1 - \frac{G_p}{G} \right]$$

Cette équation est déterminée à partir des hypothèses suivantes :

- ✓ les compressibilités C<sub>f</sub> et C<sub>w</sub> sont négligeables.
- ✓ Seulement la déplétion due à l'expansion de gaz est considérée.

En traçant la courbe P/Z en fonction de G<sub>p</sub>, on obtient une ligne droite .OGIP peut être déterminé à partir de sa pente.



**Figure II-1: Méthode P/Z**

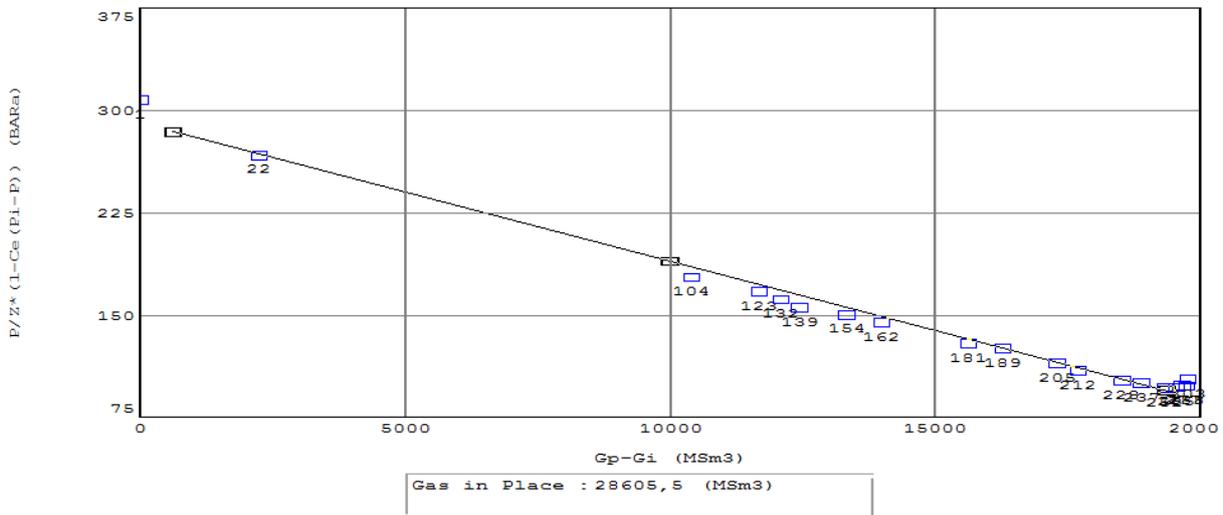
**b- Méthode P/Z( Over pressured )**

L'équation P/Z pour une pression de réservoir anormalement élevée est la même que l'équation précédente, à l'exception de  $C_f$  et  $C_w$  qui ne sont pas considérés négligeables. On obtient :

$$\frac{P}{Z} [1 - C_e(P_i - P)] = \frac{P_i}{Z_i} \left[ 1 - \frac{G_p}{G} \right]$$

$$C_e = \frac{C_f + C_w S_w}{1 - S_{wc}}$$

On trace  $\frac{P}{Z} [1 - C_e(P_i - P)]$  en fonction de  $G_p$ .



**Figure II-2: Méthode P/Z ( Over pressured )**

**c- Méthode Havlena Odeh (water drive)**

On réarrange l'équation (III-12) .on obtient :

$$\frac{F - W_e}{E_g} = G + G \frac{E_{fw}}{E_g}$$

Le traçage de  $\left( \frac{F - W_e}{E_g} \right)$  on fonction  $\frac{E_{fw}}{E_g}$  nous donne une ligne droite ayant une intersection avec l'axe des Y égale à OGIP

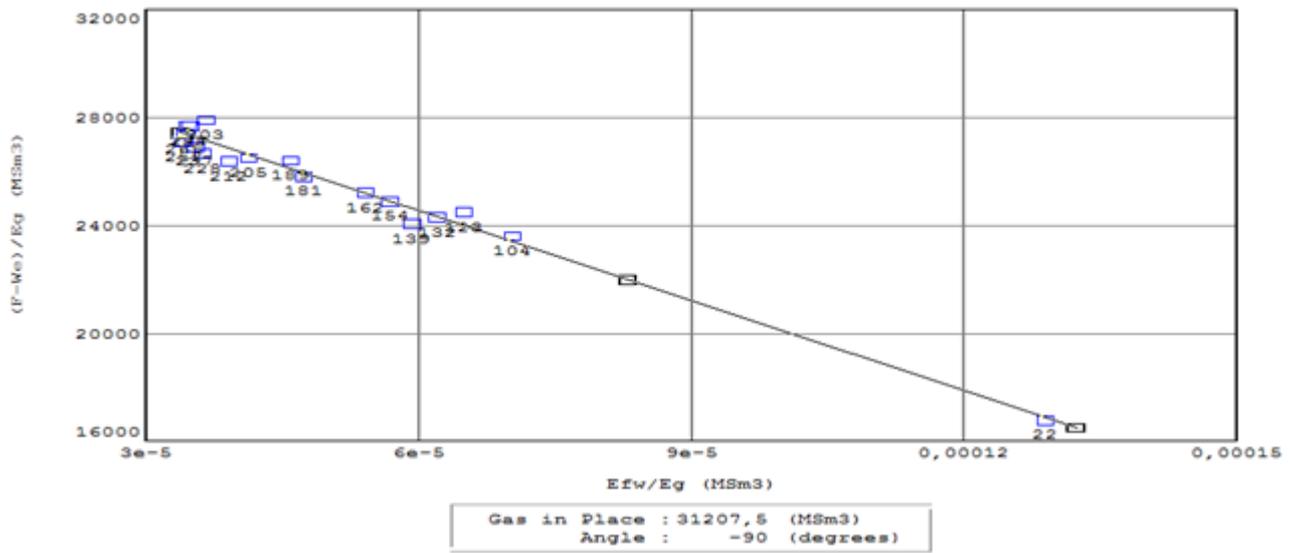


Figure II-3: Méthode Havlena Odeh (over pressured)

d- Méthode Cole ((F-We)/Et)

A partir de l'équation (III-12) on peut écrire :  $\frac{F-W_e}{E_t} = G$

Pour estimer l'OGIP d'un réservoir ; Cole a tracé le plot  $\frac{F-W_e}{E_t}$  on fonction de Gp qui est une ligne droite horizontale.

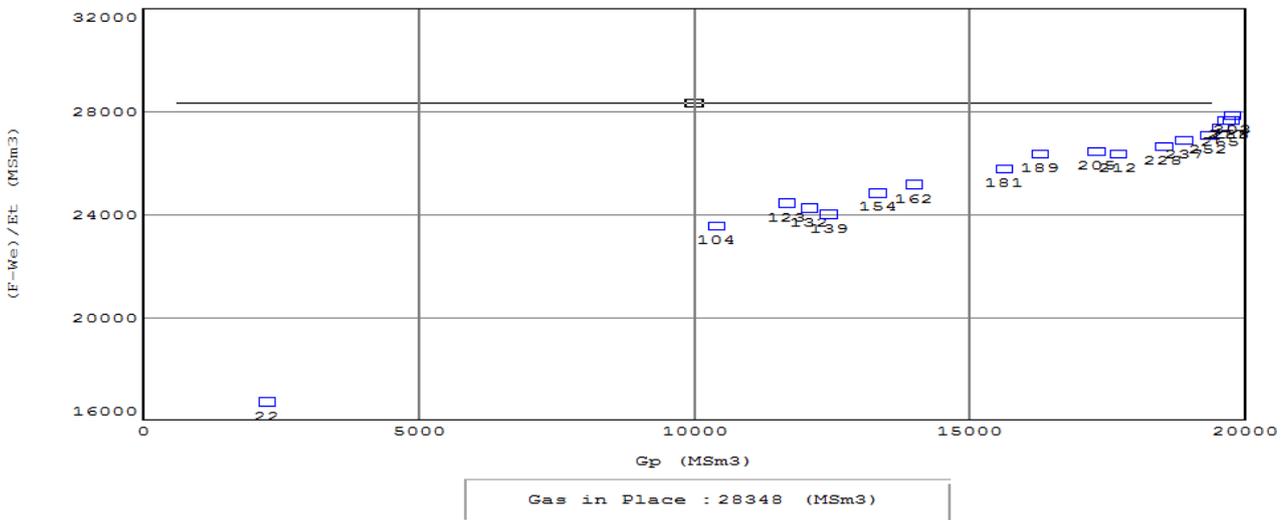


Figure II-4: Méthode Cole ((F-We)/Et)

e- Méthode Roach (unknown compressibility)

Roach a modifié l'équation original P/Z (Over pressured ) et il a l'exprimé sous la forme :

$$\frac{\frac{P_i/Z_i - 1}{P/Z}}{(P_i - P)} = \frac{\frac{G_p P_i}{Z_i}}{\left(\frac{P}{Z}\right) G (P_i - P)} - C_e$$

Le plot  $\frac{P_i/Z_i - 1}{(P_i - P)}$  en fonction  $\frac{G_p P_i/Z_i}{(P/Z)(P_i - P)}$  a une pente égale à 1/OGIP et une intersection avec Y égale :  $-C_e$ :

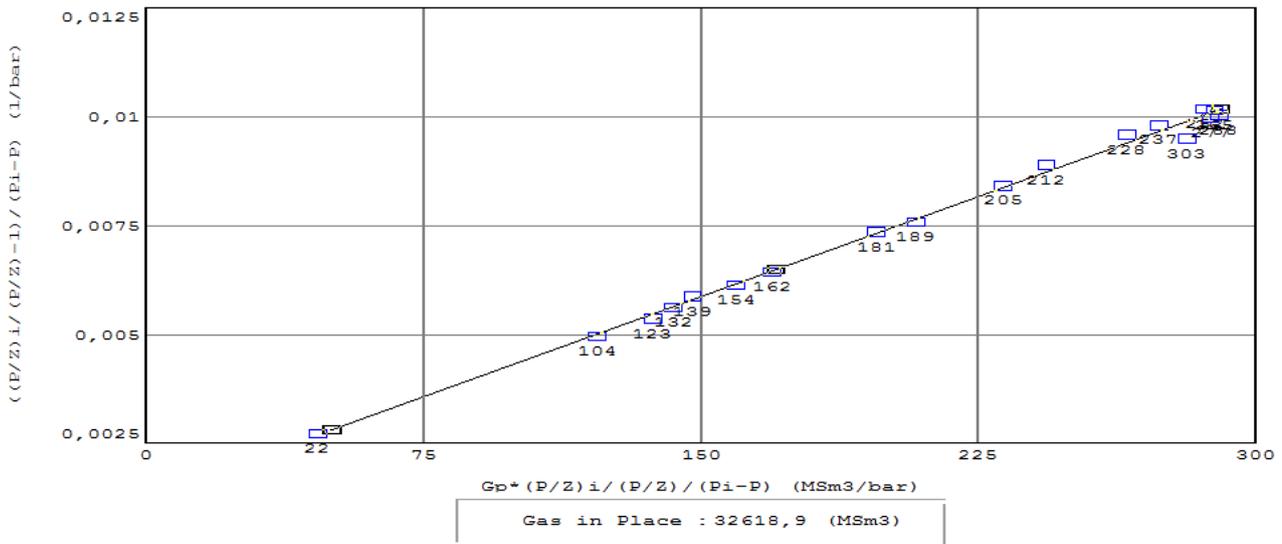


Figure II-5: Méthode Roach (unknown compressibility)

**II.4- l’outil d’estimation des réserves**

Dans notre travail, nous avons estimé les réserves au moyen du logiciel **MBAL** (**M**aterial **B**ALance)

**II.4.1- Définition**

MBAL est un outil d'analyse de réservoir qui utilise l'historique de production d'un réservoir et les caractéristiques de PVT du fluide à produire pour effectuer des calculs de bilan matière pour estimer le réserve d'huile origine en place (OGIP) et d'identifier les mécanismes de drainage à l'intérieur du réservoir (dilatation des fluides , l'expansion et l'afflux de formation aquifère). Une bonne caractérisation PVT et historique de la production sont généralement un apport essentiel pour le calcul MBAL.

MBAL se présente comme un package constitué de divers outils visant à aider l'ingénieur d'acquérir une meilleure compréhension du comportement des réservoirs et d'effectuer la prévision d'exécution. Actuellement, les différents outils disponibles dans MBAL sont:

- ✓ Material Balance.
- ✓ Monte Carlo volumetri
- ✓ Decline Curve Analysis.
- ✓ 1-D Model (Buckley-Leverett).
- ✓ Multi-Layer.

#### II.4.2- Fonctionnement

Le but de cet outil est d'améliorer les méthodes traditionnelles de répartition de la production. Considérons une situation où l'histoire de la production a été enregistrée pour un ou plusieurs puits.

Cependant, les puits produisent plus d'une couche, la production totale est connue mais nous n'avons aucune information sur la production de chaque couche.

Traditionnellement, la seule méthode de calcul le débit d'une couche a partir de la connaissance  $k^* h$  de chaque couche. Cette méthode présente de sérieuses limitations. Et surtout, il ne tient pas compte de l'appauvrissement relatif de chaque couche et donc la chute de pression par rapport à chaque couche. En outre, il ne tient pas compte de l'écoulement PI ou fractionnaire de chaque couche.

Ce nouvel outil améliore la méthode de  $k * h$ . En particulier :

- ✓ A chaque pas de temps le modèle calcule les débits actuels par utilisation les pressions actuelles des couches et l'IPR.
- ✓ La pression à l'étape prochaine est calculée en utilisant soit le bilan matières, ou les calculs de la courbe de déclin.

#### Les entrées du modèle

- ✓ Description PVT.
- ✓ Réservoir description : Les paramètres de base tels que la pression initiale et totale d'hydrocarbures en place.

Si les calculs de bilan matières doivent être utilisés pour calculer la baisse de pression dans chaque réservoir, puis une description de réservoir plein est requise. Cela comprend l'aquifère.

Alternativement, l'utilisateur peut entrer une réponse réservoir utilisé pour modéliser le changement dans le réservoir au cours du temps. Pour l'huile, c'est une table de  $N_p$  vs  $P / GOR / W_c$ .

- ✓ Description des puits :

Historique de la production.

Description IPR, PI,  $dP$ ..... etc.

### II.4.3- Contexte technique

L'outil peut gérer :

✓ N'importe quel nombre des puits et des réservoirs et de connexion entre les puits et les réservoirs.

✓ Les puits producteurs et d'injecteurs.

✓ Réservoir d'huile, gaz ou de condensât.

Couches produire uniquement sur un programme défini

Au début de chaque pas de temps:

✓ MBAL effectue une régression pour calculer le débit de la couche qui s'additionne au débit total de puits.

✓ Il prend en compte l'IPR et la pression du réservoir actuel.

✓ Le débit fractionnaire est calculée en utilisant soit les courbes la perméabilité relative et les saturations actuelles ou en utilisant une table de NP / GP vs

GOR /  $W_c$  ..... etc.

✓ Le débit fractionnaire de chaque couche est utilisé pour pondérer la productivité de la couche pour donner  $Q_o$ ,  $Q_g$  et  $Q_w$  (mais toujours en respectant le débit total de puits).

MBAL calcule ensuite la pression à la fin de l'intervalle de temps en tenant compte les nouveaux débits cumulés de la couche. Cela peut être fait de deux manières:

• Il peut utiliser les calculs de bilan matières pour déterminer la nouvelle pression en prenant en compte l'OOIP/ OGIP, l'aquifère et le modèle PVT.

• Il peut utiliser une table de NP / GP vs pression pour calculer la nouvelle pression.

CHAPITRE III  
OPTIMISATION ET  
ANALYSE NODAL

## CHAPITRE III

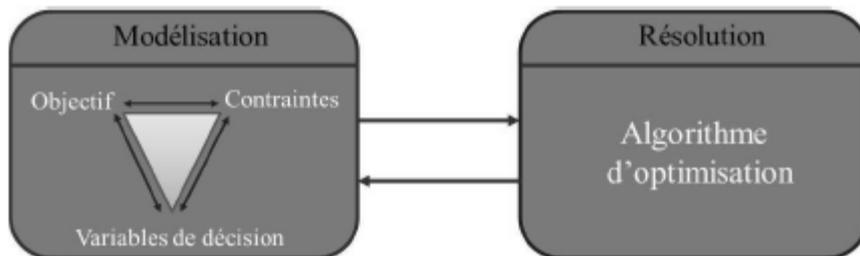
### OPTIMISATION ET ANALYSE NODALE

#### III.1- Optimisation

L'optimisation a été introduite dans le souci d'améliorer les services fournis dans n'importe quel domaine d'application. Un problème d'optimisation concerne l'exécution des méthodes spécifiques en quête d'un **optimum**. Ce dernier peut être une valeur maximisant ou minimisant une fonction **f**, dite **fonction objectif** ou **fonction de coût**. Elle est encore appelée **critère d'optimisation**.

Le concept d'optimisation comprend deux phases :

- ✓ Une première phase de modélisation à travers laquelle la (ou les) fonction(s) coût seraient définies, avec en plus, la détermination des variables principales d'optimisation ainsi que les contraintes d'inégalité et égalité que nous verrons par la suite.
- ✓ Une deuxième phase de résolution responsable de la recherche de(s) valeur(s) optimisant la fonction coût ainsi définie et ce grâce à un algorithme d'optimisation élaboré à cet effet.



#### III.1.1- Critère d'optimisation sur le système de production de pétrole

Pour un système de production de pétrole, les critères d'optimisation peuvent être :

- ✓ Maximiser le débit total.
- ✓ Maximiser le taux de récupération et minimiser les résiduelles
- ✓ Maximisation de la capacité de transport.
- ✓ Minimiser les pertes de charge.
- ✓ Minimiser les coûts et maximiser les bénéfices.

#### III.1.2- Modèle d'optimisation

Dans le cas général, un modèle d'optimisation se compose de deux parties :

Un fonctionnel et un système de contraintes.

### III.1.2.1- Le fonctionnel

On appelle fonction objective d'un problème d'optimisation le critère de choix entre les diverses solutions possibles.

Exemple : pour un champ de gaz l'objectif est de maximiser les débits des différents puits.

$$\text{MAX } Q = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i$$

Q : débit de champ.

Q<sub>i</sub> : débit de puits.

n : nombre des puits.

### III.1.2.2- les contraintes

On appelle contrainte des problèmes toutes les relations limitant le choix des valeurs possibles des variables. Ces relations peuvent être de simples bornes sur les variables comme elles peuvent être complexes.

Pour l'exemple précédent, les contraintes qui agissent sur la fonction objective sont :

a- Contrainte sur les problèmes d'exploitation

- ✓ Déplétion de gisement.
- ✓ Dépôt des asphaltènes et des sels.
- ✓ Migration des hydrocarbures.
- ✓ Conning de gaz et l'usage d'eau.

b- Contrainte sur les problèmes de production

- ✓ Chut d'objet dans le puits.
- ✓ Les problèmes gaz lift et pompage.
- ✓ Les interventions sur les puits.

c- Contraintes sur les conditions d'extraction des hydrocarbures.

d- Contrainte sur les pertes de charge :

- ✓ les pertes de charge dans le milieu poreux.
- ✓ les pertes de charge dans la colonne de production (tubing).
- ✓ les pertes de charge au niveau du réseau de collecte.

e- Contraintes sur les conditions d'utilisation des équipements des puits (le non respect des règles d'utilisation des équipements des puits).

f- Contraintes sur les conditions de séparation :

- ✓ la capacité de séparation
- ✓ pression de séparation.

- ✓ le débit désiré.

g- Contraintes économiques.

- ✓ le prix de pétrole dans le marché.
- ✓ contrat avec le client.
- ✓ la disponibilité dans le marché.
- ✓ les conditions d'OPEP sur les pays associés.

### III.1.3- Identification des variables de décision

Les variables de décision sont les variables dans un modèle que l'on peut contrôler. L'optimisation de ces variables produit une valeur extrême dans la fonction objective, soit une valeur minimale ou une valeur maximale.

a- Dans le milieu poreux :

$$Q_i = c_i (P_R^2 - P_{wf}^2)^{n_i}$$

- ✓ Les paramètres de réservoir comme rayon de drainage, perméabilité, skin ... etc.
- ✓ La pression de fond.

b- Dans la colonne de production (tubing):  $Q_i = f_i(\rho, V, f, d, \theta, w, h)$

- ✓ diamètres des tubings et la profondeur de puits.
- ✓ Rugosité.
- ✓ pression en tête et la pression au fond du puits.
- ✓ propriétés du fluide.

c- Au niveau du réseau de collecte :  $Q_i = f_i(\rho, V, f, d, \theta, w, l)$

- ✓ Longueurs des pipes
- ✓ Diamètres des pipes.
- ✓ Rugosité.
- ✓ Structure de réseau.
- ✓ Compositions des fluides.
- ✓ Pression de séparation.

### III.2- Analyse nodale

Les principes de base de l'analyse nodale étaient donnés par Gilbert en 1954, le pionnier de la production dans les années 50, ces derniers ont décrit l'interaction du réservoir ; le puits et la duse. L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modéliser les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation

numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse de système a été appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

L'approche d'analyse nodale des systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système des puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.

**III.2.1- Importance de l'analyse Nodale dans les gisements**

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface. Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent. La figure (III-1) montre un système de production 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.

Le système de production peut être relativement simple ou inclure plusieurs des composantes dans lesquelles les pertes d'énergie ou de pression se produisent

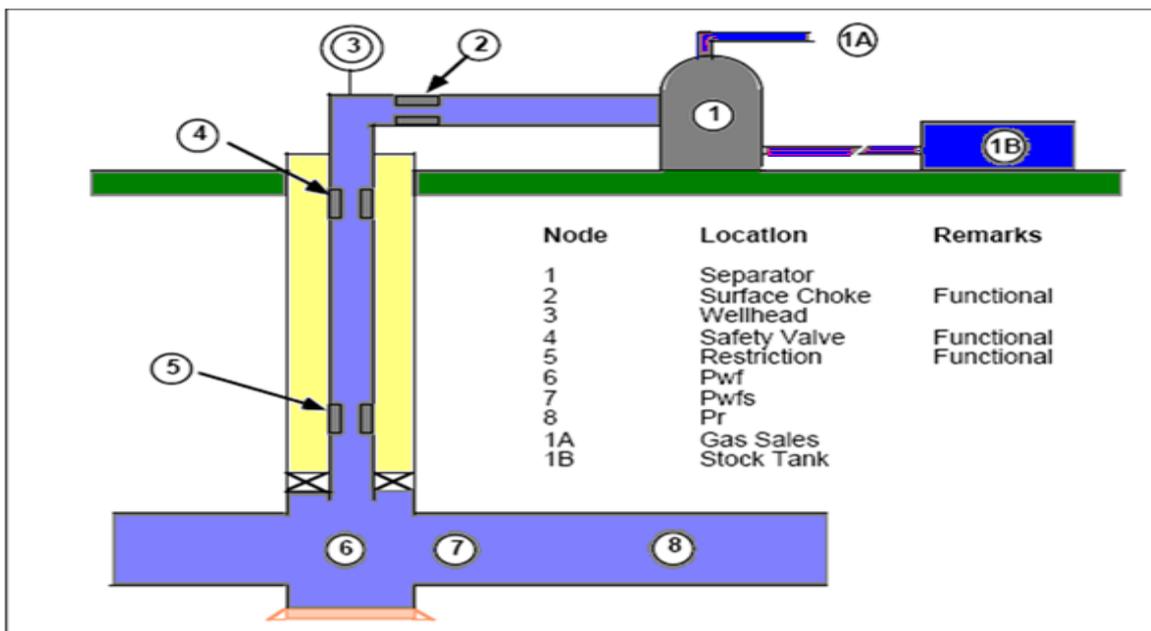


Figure III- : les pertes de charge dans le système simple

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:  $P_R$  et  $P_{SEP}$  sont la pression moyenne de réservoir et la pression de séparation respectivement.

Cette chute de pression est la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système. La chute de pression le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production qui sera contrôlé par les composantes choisies. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de leurs interactions, un changement de la chute de pression dans l'une des composantes peut affecter le comportement dans toutes les autres composantes. En effet, le fluide débordant étant compressible et donc la chute de pression dans une composante particulière ne dépend pas seulement du débit d'écoulement mais également de la pression moyenne qui existe dans celle-ci.

La figure (III-2) montre les diverses pertes de charge qui peuvent se produire dans le système, du réservoir au séparateur. Commençant par le réservoir, ces pertes sont notées comme suit :

$\Delta p_1 = p_r - p_{wfs}$  : perte de charge dans le milieu poreux.

$\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$  : perte de charge à travers la complétion.

$\Delta p_3 = p_{UR} - p_{DR}$  : perte de charge à travers la restriction.

$\Delta p_4 = p_{USV} - p_{DSV}$  : perte de charge à travers SSV

$\Delta p_5 = p_{wh} - p_{DSC}$  : perte de charge à travers la duse.

$\Delta p_6 = p_{DSC} - p_{sep}$  : perte de charge dans la collecte.

$\Delta p_7 = p_{DSC} - p_{sep}$  : perte de charge dans le tubing

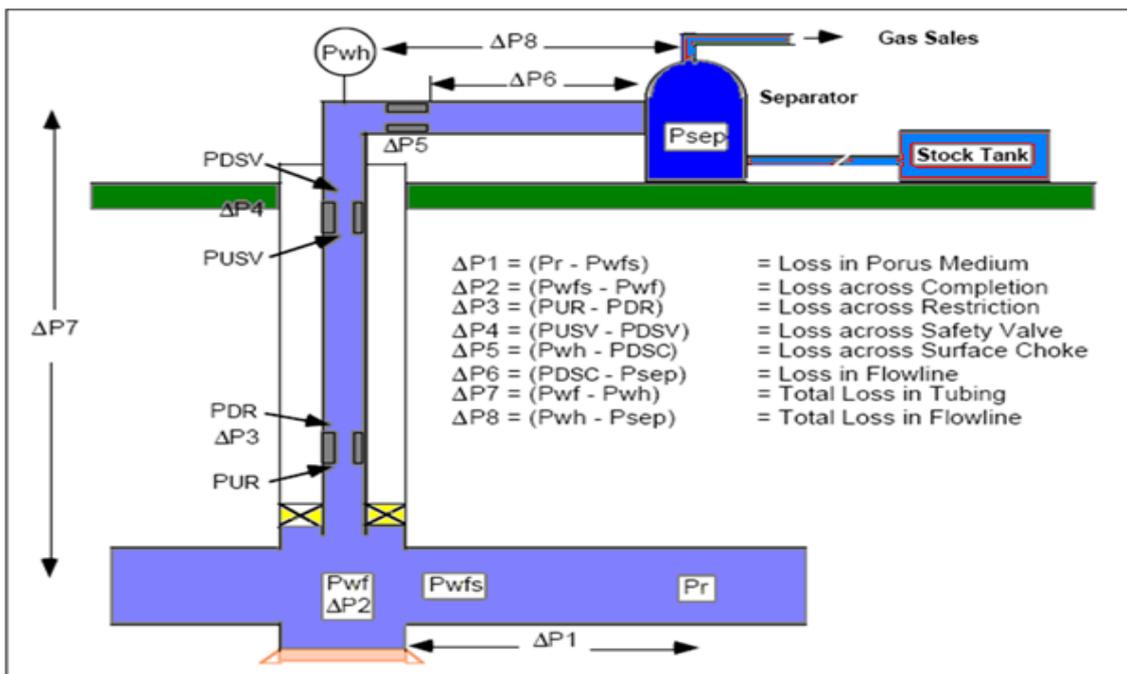


Figure III-2 : les pertes de charge dans le système de production

### III.2.2- Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure (III-1) montre des endroits des divers nœuds. Les nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Le nœud 1 représente la pression de séparateur, qui est habituellement réglée à une valeur constante. La pression au nœud 1A est habituellement constante.

La pression au nœud 1B est habituellement constante et égale à 0 kg/cm<sup>2</sup>. Par conséquent, la pression de séparateur sera jugée constante au plus haut des deux pressions requises pour déplacer le gaz libre du nœud 1 vers le nœud 1A ou dans l'écoulement du liquide du nœud 1 au nœud 1B.

Notez que dans le système, il y a deux pressions qui ne sont pas en fonction de débit; 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.

A titre d'exemple, nous pouvons illustrer les différentes positions du nœud comme suite :

#### ✓ Nœud 1 (séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont :

- *IPR* (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le trou du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.

#### ✓ Nœud 2 (duse)

L'emplacement du nœud 2 (duse) nous permet d'étudier son effet, et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont :

- *IPR* Mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation  $P_{wf} = f(GLR, q, \partial)$

$\partial$  : Diamètre de la duse  $\frac{1}{64}$  in .       $q$  : Débit de production.

**✓ Nœud 3 Tête de puits (well head)**

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.

Les données nécessaires sont :

- *IPR* Mesuré dans le puits
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- Pression du séparateur.

**✓ Nœud 4 et 5 restrictions**

Le choix du nœud au niveau des restrictions permet d'étudier l'effet du diamètre de restriction à 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* (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont :

- Courbe *IPR* mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit
- Pression de séparateur (séparation).

**✓ Nœud 7: (au niveau des perforations)**

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits. Les données nécessaires sont :

- *IPR* de formation avant les perforations.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte.
- Pression de séparateur (séparation)

**✓ Nœud 8: (réservoir)**

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- *IPR* Mesuré dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.

- Pression de séparateur (séparation).

### III.2.3- Procédé d'application de l'analyse nodale

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

**1-**Marquer un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.

**2-**Déterminer le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que les systèmes d'analyse.

**3-**Déterminer 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 introduites.

**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.2.4- Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- ✓ Déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- ✓ Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- ✓ Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- ✓ Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- ✓ Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement le chemin pour augmenter les taux de production.

### III.2.5- Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser les problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à l'écoulement naturel et aux puits d'ascenseur artificiel (ex : Gas lift), si l'effet de la méthode d'ascenseur artificielle sur la pression peut être exprimée comme une fonction de débit. La procédure peut aussi être appliquée pour l'analyse de performance des puits d'injection par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow ; quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont : Optimiser

- ✓ 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.
- ✓ Evaluation des puits stimulés.
- ✓ Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

CHAPITRE IV  
PERTE DE CHARGE  
DANS LE SYSTEME  
PRODUCTION

## CHAPITRE IV

### PERTE DE CHARGE DANS LE SYSTEME PRODUCTION

#### IV.1- Perte de charge dans le réservoir

##### IV.1.1-Notions sur les pertes de charge dans le milieu poreux

Le réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique.

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

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert; « inflow performance ». La représentation de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « inflow performance relation ship » ou IPR.

##### IV.1.2- Les équations de base du mouvement des fluides

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit est nécessaire. Bien que la forme de l'équation peut être toute a fait différente pour les différents types de fluides, l'équation de base sur laquelle les diverses formes sont basées sur la loi de **Darcy**.

En 1856, **Henry Darcy** a proposé une équation reliant la vitesse apparente du liquide à la chute de pression à travers la couche filtrante. Bien que, les expériences ont été exécutées seulement avec un écoulement vertical de haut en bas, l'expression reste également valable pour l'écoulement horizontal, qui est le plus distingué dans l'industrie Pétrolière. Il faudrait noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau. Par ailleurs, le filtre de sable a été complètement saturé en eau, par conséquent, les effets des propriétés ou la saturation du liquide n'étaient pas pris en considération. De plus, les filtres de sable de Darcy étaient de section constante et ainsi, l'équation ne tient pas compte de la variation de vitesse dans le milieu traversé.

La forme différentielle de l'équation de Darcy est :

$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots (IV-1)$$

Où :

$k$  : Perméabilité du milieu poreux.

$v$  : Vitesse apparente du fluide.

$\mu$  : Viscosité du milieu.

$\frac{dP}{dx}$  : Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

**IV.1.2.1- Ecoulement linéaire**

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (figure IV-1) :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k \cdot dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \dots\dots\dots (IV-2)$$

Si on suppose que  $k$ ,  $\mu$  et  $q$  sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot \int_0^L dx$$

Par intégration :

✓ **Pour l'huile :**

$$P_2 - P_1 = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L$$

Ou bien :

$$q = \frac{C \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots (IV-3)$$

✓ **Pour le gaz :**

Si le fluide est compressible, le débit d'écoulement en fonction de la pression utilise la condition que le débit massique  $\rho q$  doit être constante et exprimons ainsi, la densité en fonction de  $P$ ,  $T^\circ$  et  $\rho_g$ . L'équation (IV-2) devient alors:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93 C Z T \mu L}{k A} q_{sc} \dots (IV-4)$$

Où  $C$  est un facteur de conversion des unités (ou  $C=1$  en unités de Darcy, et  $C=1.127 \cdot 10^{-3}$  en unités pratiques).

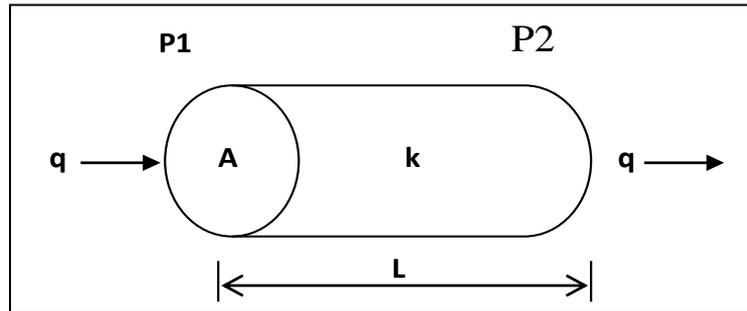


Figure IV-1 : Ecoulement linéaire

**IV.1.2.2- Ecoulement radial**

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, ou la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (IV-1), référant à la figure (IV-2), et après son intégration on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_o}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots (IV-5)$$

Par intégration :

✓ **Pour l'huile :**

$$q_o = \frac{2\pi \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (IV-6)$$

Dans le système des unités du champ (field units) l'équation s'écrit comme suit :

$$q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots (IV-7)$$

B<sub>0</sub> : facture de volumétrie de fond d'huile.

q<sub>o</sub>: Débit d'huile, [Mscf/day] .

k<sub>o</sub> : Perméabilité effective à huile, [md] .

h : Epaisseur du réservoir,[ft].

P<sub>e</sub> : pression à r= r<sub>e</sub> [psia].

P<sub>wf</sub>: pression dynamique de fond [psia].

r<sub>e</sub> : Rayon de drainage du puits, [ft].

r<sub>w</sub> : Rayon du puits, [ft].

μ<sub>o</sub> : viscosité d'huile, [cp].

✓ Pour le gaz :

Pour intégrer l'équation (IV-5) on utilise l'équation d'état à condition que la masse volumique ( $\rho$ ) et le débit ( $q$ ) soient constants :

$$\rho = \frac{pM}{ZRT}$$

$$\rho q = \rho_{sc} q_{sc}$$

$$q_{sc} = \frac{p T_{sc} 2\pi r h k_g dp}{p_{sc} T Z \mu_g dr}$$

$$\int_{p_{wf}}^{p_e} p dp = \frac{q_{sc} p_{sc} T Z \mu_g}{T_{sc} 2\pi h k_g} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r}$$

Par intégration :

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{q_{sc} p_{sc} T Z \mu_g \ln(r_e/r_w)}{T_{sc} \pi h k_g} \dots \dots \dots (IV-8)$$

Avec :

$$p_{sc} = 14.7 \text{ psia}$$

$$T_{sc} = 520^\circ R$$

Dans le système des unités du champ (Field unit) l'équation de débit s'écrit comme suit :

$$q_{sc} = \frac{703 \cdot 10^{-6} k_g h (P_R^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g T Z \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (IV-9)$$

Le rapport entre le débit entrant au puits (well inflow rate) et la chute de pression dans le réservoir (drawdown) a été souvent exprimé sous forme d'index de productivité  $J_g$ , où :

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

$$J_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} K_g h}{\mu_g Z T \ln(0.472 r_e / r_w)} \dots \dots \dots (IV-10)$$

$q_{sc}$  : Débit de gaz, [**Mscf/day**].

$k_g$  : Perméabilité effective à gaz, [**md**].

$h$  : Epaisseur du réservoir, [**ft**].

$P_e$  : Pression à  $r=r_e$ , [**psia**].

$P_{wf}$  : Pression dynamique de fond, [**psia**].

$r_e$  : Rayon de drainage du puits, [**ft**].

$r_w$  : Rayon du puits, [**ft**].

$\mu_g$  : viscosité de gaz, [**cp**].

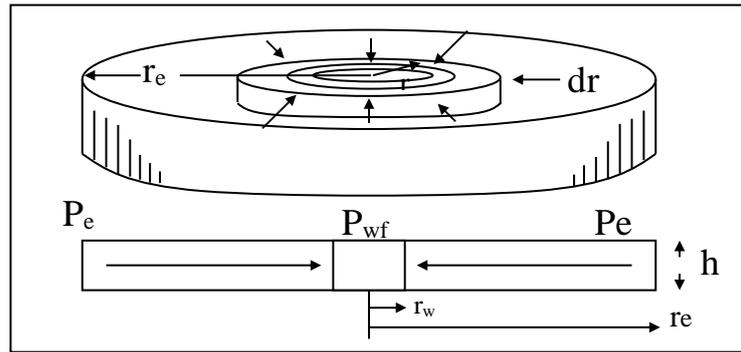


Figure IV-2 : Ecoulement radial

### IV.1.3- Les corrélations d'IPR dans les puits verticaux

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy (l'équation (IV-1)), pourraient être employées pour construire les IPR.

Malheureusement, les informations sont rarement existantes d'une manière suffisante pour appliquer ces équations. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits à gaz, sont présentées dans cette section.

La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certaines exigent plusieurs essais dans lesquels  $P_{wf}$  et  $q$  étaient mesurés.

Les corrélations les plus utilisées pour tracer l'IPR des puits à gaz sont (voir annex) :

- ✓ Corrélation de Jones
- ✓ Corrélation de Forchheimer
- ✓ Back pressure
- ✓ C and N
- ✓ Multi-rate "c and n"
- ✓ Multi-rate Jones
- ✓ Modified isochronal
- ✓ Forcheimer with pseudo pressure
- ✓ Multi-rate Forcheimer with pseudo pressure

### IV.2- Pertes de charge dans le tubing

La capacité d'un puits à produire dépend d'un grand nombre de facteurs, souvent liés entre eux. Parmi ces facteurs, l'écoulement à travers le tubing appelé TPC (tubing performance curve) représente

les différentes pertes de charges dues aux forces de cisaillements ou aux forces de frottements visqueuses, en fonction de la vitesse ou le débit exigé.

#### IV.2.1- les pertes de charges

Pour un écoulement vertical et incliné l'équation de perte de charge pour un écoulement polyphasique est composée de trois termes :

- ✓ Le terme d'élévation ou le terme statique.
- ✓ Le terme de frottement.
- ✓ Le terme d'accélération.

Pour un écoulement vertical le terme d'élévation est le plus importante. L'équation d'écoulement des fluides qui est valable pour n'importe quelle inclinaison des pipes :

$$\Delta P_T = \Delta P_F + \Delta P_E + \Delta P_A$$

$\Delta P_T$  : Perte de charge totale

$\Delta P_E$  : perte par élévation.

$\Delta P_F$  : perte par frottement.

$\Delta P_A$  : perte par accélération.

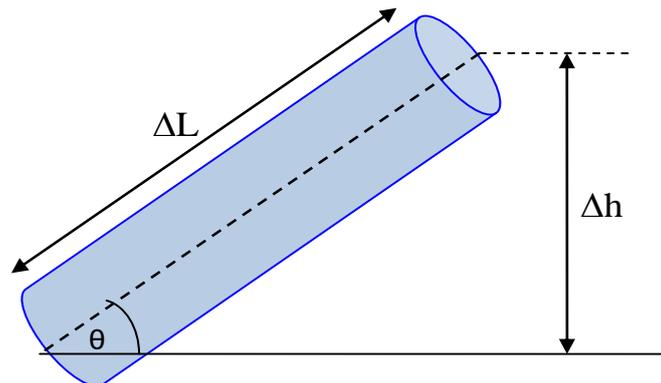


Figure IV-3 : Conduit incliné

#### IV.2.2- Configuration de l'écoulement vertical diphasique

Quand deux fluides ayant des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, une large gamme des modèles d'écoulement est possible.

La distribution de chaque phase par rapport à l'autre dans la conduite est la référence pour lequel on établit le modèle.

Pour plus de fiabilité, plusieurs modèles ont été proposés pour prédire la configuration d'écoulement qui peut exister sous différentes conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données à ces configurations.

GOVIER a présenté une série de configurations descriptives pour les écoulements dans le cas air-eau. Ces configurations dépendent dans une certaine mesure de l'ampleur relative de la vitesse superficielle du liquide  $V_{SL}$  et celle du gaz  $V_{Sg}$ , et de la pression.

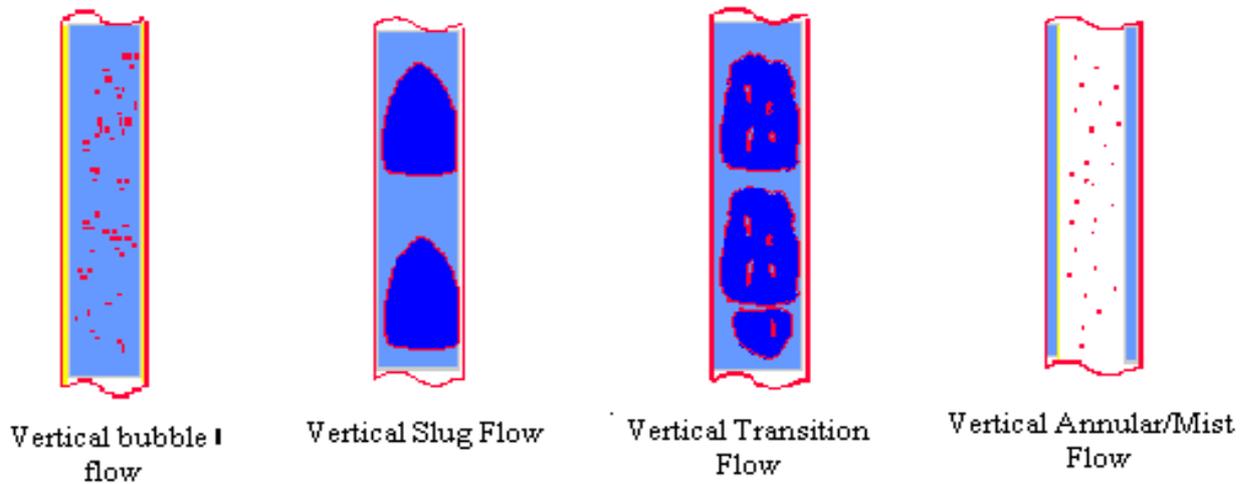


Figure IV-4 : modèles d'écoulement des fluides physiques

**IV.2.3- L'équation générale de l'énergie**

La base théorique pour la plupart des équations d'écoulement des fluides est l'équation générale d'énergie. C'est une expression pour l'équilibre ou la conservation de l'énergie entre deux points dans un système.

L'équation d'énergie est développée d'abord, en utilisant des principes de la thermodynamique, est modifiée selon une forme d'équation de gradient de pression.

L'équation se base sur le principe suivant :

L'énergie d'un fluide qui entre dans un volume de contrôle ajouté au travail réalisé ou subi par ce fluide et la quantité de chaleur reçue par le fluide ou cédée doit être égale à l'énergie qui sort de l'élément de volume de contrôle. Considérant un système en état d'équilibre (steady state system), le bilan énergétique peut être s'écrit comme suit :

$$U_1 + P_1V_1 + \frac{m \cdot v_1^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_1}{g_c} + q' + W_s' = U_2 + P_2V_2 + \frac{m \cdot v_2^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_2}{g_c} \dots\dots\dots(IV-11)$$

Divisons l'équation (IV.11) par (m) et sous forme différentielle elle devient :

$$dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \dots\dots\dots(IV-12)$$



En terme de facteur de friction de Darcy-Wiesbach ou Moody :  $f = 4 \cdot f'$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot d \cdot g_c} \dots\dots\dots(IV-20)$$

Remplaçant l'équation (IV-20) dans l'équation (IV-17) on trouve :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (IV-21)$$

Donc on aura :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots\dots\dots (VI-22)$$

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$  : Perte de charge totale.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$  : Composante due à l'énergie potentielle.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$  : Composante due au frottement.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}$  : Composante due à l'énergie cinétique.

Les gammes de contribution de chacune des composantes par rapport à la perte totale dans le puits peuvent être représentées par le tableau suivant pour les puits d'huile et de gaz.

Composantes	Puits D'huile	Puits de gaz
Elévation	70-90 %	20-50 %
Friction	10-30 %	30-60 %
Accélération	0 -10 %	0 -10 %

La densité du fluide dans les puits d'huile est toujours très grande par rapport aux puits à gaz. Et puisque la composante d'élévation dépend du hold-up. Alors le paramètre le plus important à déterminer est le hold-up du liquide (HL).

Dans les puits à gaz, la densité de fluide est plus petite, mais le gaz généralement circule à des vitesses élevées, ce qui provoque plus de pertes par frottement dans la conduite, ceci nécessite d'avoir une bonne valeur de rugosité de tubing pour calculer le facteur de frottement.

Les valeurs données au-dessus ne sont bien sûr que des approximations, puisque quelques puits d'huile produits avec un grand GOR, et quelque puits à gaz produits avec une quantité considérable de condensât ou d'eau.

**IV.2.4-Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing**  
(Voir Annex).

### IV.3- Perte de charge dans le réseau de collecte

L'exploitation des Hydrocarbures gazeux ou liquides comprend une série d'étapes successives de développement coûteuses. Parmi ces étapes, le transport des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement.

La production de surface constitue la dernière phase de l'amont pétrolier et le premier passage vers le procédé de traitement du brut. Elle consiste à analyser la configuration, le dimensionnement du réseau de collecte et les séparateurs.

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et les accessoires destinés au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et le centre de traitement.

Ces lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes et s'accompagne toujours de pertes de charge importantes.

#### IV.3.1- Différents types de réseau de collecte

Existe deux types de liaisons :

##### IV.3.1.1-Liaisons individuelles

Chaque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement.

Cette formule offre d'importants avantages techniques :

- ✓ Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt.
- ✓ Vérification du fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivée.
- ✓ Rapidité de passage en essai avec éventuellement possibilité de modification du régime par intervention au niveau de manifold.
- ✓ Commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée.
- ✓ Possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus.

Ce type de liaison présente un inconvénient si la superficie du champ est grande ou si le nombre des puits est élevé, car elle exige d'importantes longueurs de conduites.

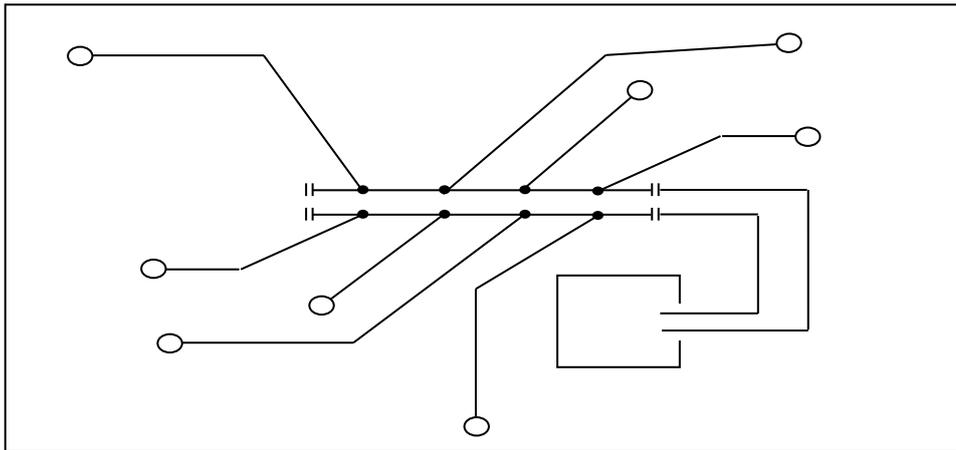


Figure IV-5 : réseau de collecte

#### IV.3.1.2- Liaison manifold

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de regroupement où aboutissent les lignes individuelles soient les plus courts possibles les effluents sont acheminés, mélangés par un collecteur unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

Au point de groupement, on installe un ensemble de vannes qui permet d'isoler la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur d'essai où s'effectuent les contrôles périodiques indispensables. En outre, quand le séparateur d'essai est placé comme s'est souvent le cas dans le centre de traitement, il faut doubler le collecteur par une ligne de test y aboutissant.

La construction des manifolds de vannes et des conduites d'essai coûte relativement cher mais, comme la capacité d'une conduite croît plus vite que son prix de revient quand on augmente sa section, le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est éloigné. Ceci n'est plus vrai pour la plupart des petits champs où la collecte individuelle est bien souvent préférable. Il faut en outre savoir que la formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que techniques :

✓ **Inconvénient financier :**

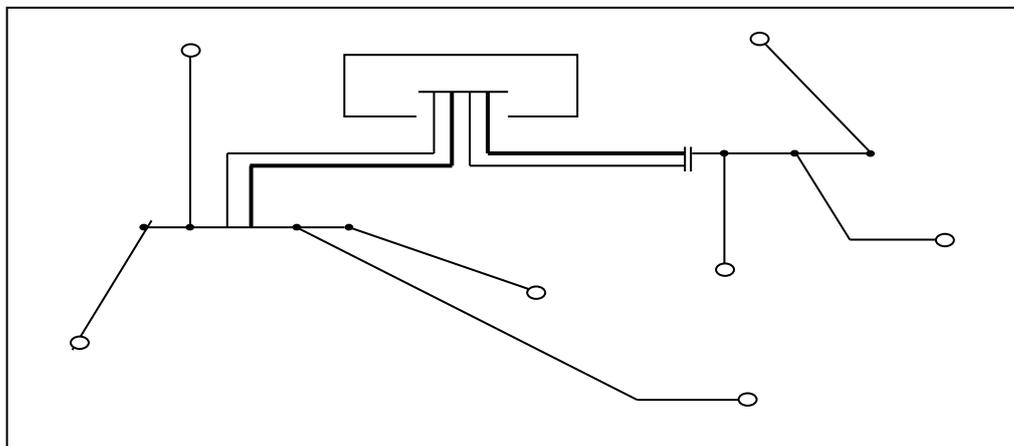
Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement total est engagé avant que le champ n'ait rien produit.

✓ **Inconvénients techniques :**

- La capacité des conduites doit être calculée sur des données prévisionnelles d'où risque d'erreurs d'estimation.
- La production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau.
- L'huile emplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai d'où perte de temps notamment quand les puits sont nombreux et que le programme de contrôle est chargé.

La conduite et la surveillance de l'exploitation imposent des navettes fréquentes du personnel entre les manifolds et le centre de traitement. Les frais d'exploitation augmentent.

Cet ensemble de considération explique que dans un cas litigieux, beaucoup de producteurs préfèrent opter pour la collecte à lignes individuelles, même si celle-ci revient un peu plus chère.



**Figure IV-6 : Réseau de collecte à liaisons manifold**

#### IV.3.1.3- Autres types de liaison

Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée.

#### IV.3.2- Les accessoires des collectes

##### a- les joints d'isolation

Leur rôle est d'isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent, car il est plus facile d'assurer la protection cathodique sur des ensembles séparés, suivant la construction on distingue les isolants à brides et les manchons isolants.

- ✓ Joints isolants à brides :

L'isolation est obtenue par l'interposition entre les deux brides un joint d'étanchéité torique en matériaux isolante.

Les joints isolants à brides sont fragiles et posent souvent des problèmes d'étanchéité à haute pression pour cela il est également recommandé de protéger le raccord avec une sangle plastique appliquée en ceinture sur la torche des brides.

- ✓ Les manchons isolants :

La pièce est assemblée en usine et moins fragile que le raccord à brides. Le montage sur la conduite est réalisé soit par brides, soit par soudure. Ce type de raccord est d'un prix plus élevé que le précédent.

#### **b- les racleurs**

Les racleurs sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide à fin d'éliminer les dépôts des sels ou des sédiments qui peuvent obturer les conduites.

Il existe plusieurs modèles de racleur répondant chacun à des besoins particuliers, le plus courant est le racleur à brosse métallique, on distingue :

- Racleurs à lames en carbure de tungstène, sont envoyés avant la mise en service des conduites pour éliminer les gouttes de soudure,
- Racleurs destinés à la vérification de l'état intérieur des conduites.
- Racleurs articulés, pour pouvoir passer à travers des courbures.
- Racleurs à pastilles radioactives, pour localiser un blocage de racleur.

L'expédition et la réception des racleurs s'effectuent à travers des dispositifs conçus à cet effet et sans gêner le fonctionnement du puits appelés gare racleur départ et arrivée. On les trouve respectivement en tête de ligne et à l'entrée du manifold.

#### **c- vannes utilisées sur les réseaux de collecte**

Selon leur position dans l'installation, il est possible de classer les vannes comme suite :

- Les vannes montées en ligne : elles sont placées aux extrémités des conduites, elles doivent permettre le passage direct qui ne provoque qu'un minimum de perte de charge, les types utilisées sont les vannes à opercule et les vannes à boisseau.
- Les vannes des manifolds : ces vannes sont de même type que les précédentes, certains manifolds sont équipés de vannes à trois voies.
- Les vannes auxiliaires : on classe dans cette catégorie les vannes de purge, de réglage de débit (duses), et celles utilisées pour les mesures de pression.

#### **d- les manifolds**

A fin de diriger l'effluent des puits dans des directions désirées et utiles on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettre d'aiguiller la production dans toutes les directions utiles. Un

manifold doit présenter un accès facile en tous ces endroits, présenter tous les accessoires nécessaires à la bonne conduite des opérations et accueillir plusieurs entrées des puits.

#### **IV.3.3- Pertes de charge diphasique dans les conduites horizontales**

(voir Annex)

#### **IV.3.4- l'outil de calcule les pertes de charge dans le système de production.**

PipeSim est un logiciel de simulation de production de pétrole et de gaz développé par Schlumberger, une entreprise internationale de services pétroliers. Il est conçu pour aider les ingénieurs en production à modéliser et à analyser les opérations de production dans les champs pétroliers et gaziers. Voici un résumé des fonctionnalités et des capacités clés de PipeSim :

- ✓ **Modélisation de réservoir:** PipeSim permet aux utilisateurs de créer des modèles de réservoir complexes en prenant en compte les propriétés géologiques, les fluides présents, les puits et les schémas de production.
- ✓ **Simulation de flux multiphasique:** Le logiciel simule le flux multiphasique de pétrole, de gaz et d'eau à travers les systèmes de production, en prenant en compte les interactions entre les phases et les composants.
- ✓ **Analyse des puits et des installations de surface:** Les utilisateurs peuvent évaluer les performances des puits individuels ainsi que des installations de surface telles que les séparateurs, les compresseurs et les pompes.
- ✓ **Optimisation de la production:** PipeSim permet d'identifier les opportunités d'optimisation de la production en testant différents scénarios de production, de sélectionner les meilleures stratégies et de maximiser le rendement global du champ.
- ✓ **Intégration avec d'autres logiciels:** Il peut être intégré à d'autres logiciels de l'écosystème Schlumberger pour une analyse plus approfondie et une prise de décision collaborative. En résumé, PipeSim est un outil puissant pour les ingénieurs en production de pétrole et de gaz, offrant des capacités avancées de modélisation, de simulation et d'optimisation pour maximiser la production et les rendements dans les champs pétroliers et gaziers.

CHAPITRE V  
MODELISATION ET  
OPTIMISATION DU  
SYSTEME DE  
PRODUCTION DE  
CHAMP NEZLA SUD

### CHAPITRE V

#### MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DE CHAMP

##### NEZLA SUD

#### Objectifs

L'objectif principal de ce travail est :

- ✓ Optimiser le système de production du champ de NEZLA sud avec un débit optimum pour une récupération maximale de gaz et de condensat.
- ✓ Etudier la candidature de champ NEZLA sud pour le nouveau projet (projet intégré du Gassi Touil).

Pour atteindre cet objectif, nous avons utilisé les logiciels suivant :

- ✓ MBAL pour l'estimation des réserves.
- ✓ PIPESIM pour l'optimisation des diamètres des tubings et calcule les pertes de charge au niveau du réseau de collecte.

#### V.1- Estimation des réserves

Pour estimer les réserves en place dans notre gisement on doit utiliser logiciel MBAL.

##### V.1.1- Les données d'entrée

Logiciel MBAL exige certaines données pour être fonctionner.

##### a- l'outil d'estimation des réserves :

MBAL se base sur plusieurs méthodes d'estimation de réserve. Pour notre système, nous choisissons l'outil « **Material balance** ».

##### b- Les options du système

Les définitions des options du système sont :

- ✓ Fluid Reservoir: « **retrograde condensate** ».
- ✓ Model de réservoir : « **Single Tank** ».
- ✓ Historique de Production : « **By Tank** ».

##### c- Les données PVT

Les données PVT sont saisies manuellement dans logiciel MBAL.

Pour MATCH les données PVT on a besoin les données suivantes :

- ✓ Température de réservoir : « **92,6 C** ».
- ✓ Pression de Rosé : « **4408,96 Psig** ».

**Tableau V-1 : PVT MATCH**

Pressure (psig)	Z factor	Gas FVF (m3/m3)
4408,96	0,9732	0,00418914
4046,36	0,9482	0,00414592
2886,06	0,8933	0,0058666
2305,91	0,8881	0,00729078
1725,76	0,9021	0,00987281
1145,61	0,9332	0,0153223
565,455	0,9773	0,0320899

**d- Les données de réservoir**

- Paramètre de réservoir :

- ✓ Type de réservoir : « **Retrograde condensat** ».
- ✓ Nome : « **TAGS** ».
- ✓ Température : « **92,6 deg C** ».
- ✓ Pression initial : « **4410,41 psig** ».
- ✓ Porosité : « **0,14** ».
- ✓ Saturation d'eau : « **0,215** ».
- ✓ Compressibilité d'eau : « **use corrélation** ».
- ✓ OGIP : « **28347 Msm<sup>3</sup>** ».
- ✓ Début de production : « **01/02/1980** ».

- Water influx :

- ✓ L'épaisseur de l'aquifère : « **10,801 m** ».
- ✓ R de l'aquifère: « **845,824 m** ».
- ✓ R de l'aquifère /R de réservoir : « **99,8** ».
- ✓ Perméabilité de l'aquifère : « **41,3367 md** ».

- Propriétés de la roche :

- ✓ Compressibilité de la roche : « **1,45328 10<sup>-9</sup> 1/bar** ».

- La perméabilité relative :

**Tableau V-2 : la perméabilité relative**

	Residual saturation	End Point	Exponent
$K_{rw}$	0,215	0	1
$K_{ro}$	0	0	1
$K_{rg}$	0	1	1

## CHAPITRE V MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION

-Historique de production :

L'historique de production depuis 01/02/1980 jusqu' à 01/07/2009 est représenté dans ce tableau :

**Tableau V-3 : Historique de production**

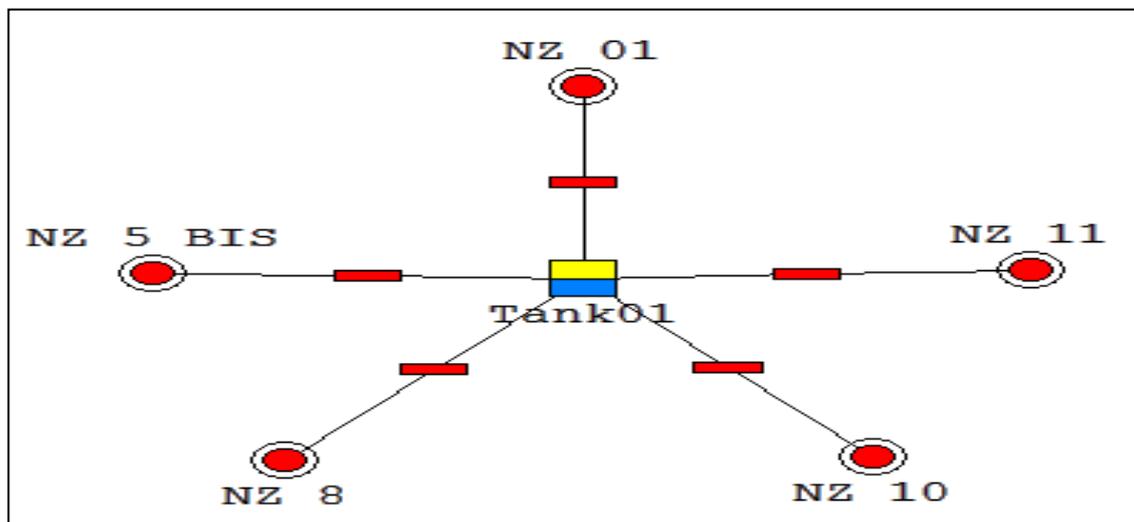
Time	Tank	Cum Oil	Cum Gas	Time	Tank	Cum Oil	Cum Gas
(date d/m/y)	Pressure (BARa)	Produced (kSm3)	Produced (MSm3)	(date d/m/y)	Pressure (BARa)	Produced (kSm3)	Produced (MSm3)
01/02/1980	305,1	0	0	29/05/1987	189,116	1725,18	9211,61
07/03/1980	302,975	34,52	125,073	03/08/1987	187,424	1750,31	9382,49
03/04/1980	301,016	64,643	242,766	14/10/1987	185,542	1777,27	9572,91
04/09/1980	292,642	192,803	761,146	12/02/1988	182,11	1828,9	9924
13/12/1980	289,017	247,303	994,129	06/04/1988	180,986	1845,48	10042,6
25/05/1981	280,728	373,723	1540,97	31/07/1988	178,367	1882,68	10313,9
15/07/1981	279,488	392,623	1624,95	05/09/1988	177,618	1894,06	10396,7
03/09/1981	275,346	446,901	1911,69	12/03/1989	173,587	1955,87	10823,1
12/12/1981	268,499	536,713	2396,73	16/05/1989	172,032	1978,97	10987,8
01/02/1982	264,745	592,543	2666,69	01/08/1989	169,953	2009,39	11210,5
08/03/1982	262,721	623,324	2813,37	11/12/1989	167,87	2040,95	11438,7
25/06/1982	256,752	709,85	3259,68	04/03/1990	166,287	2064,7	11612,4
01/08/1982	255,106	729,845	3386,41	16/05/1990	165,311	2079,56	11720,5
10/10/1982	252,731	762,643	3570,64	09/07/1990	164,448	2091,96	11817,4
09/12/1982	250,459	801,809	3745,26	11/10/1990	163,451	2106,54	11932,4
02/04/1983	244,641	885,352	4204,62	03/02/1991	161,665	2134,17	12132,7
21/06/1983	240,129	949,331	4569,06	12/04/1991	160,691	2148,34	12241,3
01/08/1983	238,574	972,444	4695,73	21/06/1991	159,828	2159,92	12339,2
08/10/1983	235,028	1024,5	4986,98	13/08/1991	158,99	2170,71	12434,6
01/12/1983	231,563	1076,61	5275,51	01/10/1991	157,976	2183,93	12548,4
07/03/1984	227,021	1139,89	5663,42	20/03/1992	155,168	2219,76	12862,5
21/05/1984	224,143	1185,38	5911,12	09/05/1992	153,966	2234,79	12996,9
18/08/1984	221,019	1231,22	6188,02	28/07/1992	152,609	2249,6	13152,5
11/10/1984	218,85	1268,6	6379,84	02/10/1992	151,714	2261,2	13254,9
04/12/1984	216,268	1302,6	6612,73	23/02/1993	149,057	2293,58	13552,2
08/03/1985	212,5	1358,74	6954,33	19/06/1993	146,117	2327,84	13880,6
17/06/1985	210,133	1395,72	7175,65	01/09/1993	143,657	2358,98	14154,7
27/11/1985	203,965	1501,52	7750,46	13/10/1993	142,84	2369,63	14245,7
01/03/1986	201,7	1537,2	7969,08	21/12/1993	141,254	2390,49	14423,1
23/05/1986	199,042	1577,25	8226,48	14/02/1994	139,349	2415,43	14635,1
19/07/1986	197,931	1593,32	8333,84	01/05/1994	137,06	2444,64	14892,4
11/10/1986	195,935	1622,36	8532,94	04/08/1994	135,002	2470,36	15125,7
21/12/1986	194,688	1641,64	8658,08	20/12/1994	132,232	2505,99	15439,8

Time	Tank	Cum Oil	Cum Gas	Time	Tank	Cum Oil	Cum Gas
(date d/m/y)	Pressure (BARa)	Produced (kSm3)	Produced (MSm3)	(date d/m/y)	Pressure (BARa)	Produced (kSm3)	Produced (MSm3)
11/03/1995	129,845	2533,32	15709,4	20/03/2001	98,3554	2855,87	19355,7
17/07/1995	127,26	2560,29	16005,2	12/06/2001	97,8517	2861,03	19418,4
01/10/1995	124,917	2584,67	16270,9	21/09/2001	97,3801	2865,73	19477,6
03/01/1996	122,667	2608,53	16526,5	01/12/2001	97,0323	2869,42	19523,5
29/05/1996	119,96	2638,37	16838,7	08/02/2002	96,9418	2870,74	19539,3
01/08/1996	119,1	2647,94	16939,3	02/07/2002	96,6711	2874,12	19582,9
09/01/1997	116,515	2676,61	17237,6	25/11/2002	96,3398	2878,17	19633
11/05/1997	114,526	2698,24	17467	01/06/2003	96,0361	2881,7	19683
21/08/1997	113,041	2711,85	17638,6	27/11/2003	95,767	2884,9	19729,3
01/12/1997	111,289	2729,69	17842	12/02/2004	95,6829	2885,95	19744,2
13/03/1998	109,961	2743,95	17995,4	09/06/2004	95,7378	2886,4	19750,4
28/05/1998	108,598	2757,81	18152,7	01/08/2004	95,7761	2886,53	19752,4
01/08/1998	107,674	2766,71	18259	03/07/2005	96,1201	2886,53	19752,4
23/11/1998	105,866	2784,72	18466,9	11/09/2006	96,4637	2886,53	19752,4
01/05/1999	103,954	2803,79	18688,3	08/07/2007	96,8069	2886,53	19752,4
06/08/1999	102,916	2813,42	18809,4	01/09/2008	97,1509	2886,53	19752,4
13/12/1999	101,73	2824,69	18949,1	11/08/2009	97,4938	2886,53	19752,4
14/03/2000	100,904	2832,37	19046,9	23/07/2010	97,8367	2886,53	19752,4
11/08/2000	99,6822	2843,28	19193	01/09/2011	98,1797	2886,53	19752,4
03/12/2000	98,7241	2851,9	19307,4	04/03/2012	98,3235	2886,53	19752,4

**e- les données des puits**

Les données des puits sont saisies manuellement.

La figure suivante représente le modèle de MBAL.



**Figure V-1 : modèle de MBAL**

**f- Choix de la méthode de calcul des réserves**

Les méthodes graphiques de bilan matière sont :

- ✓ P/Z méthode.
- ✓ P/Z( Over pressured ).
- ✓ Havlena Odeh (over pressured).
- ✓ Cole ((F-We)/Et).

Pour choisir la méthode de calcul utilisée, on fait une comparaison entre l'OGIP calculer par chaque méthode avec l'OGIP estimé géologiquement, le tableau suivant présenté les résultats de calcul :

**Tableau V-4 : Estimation de réserves par différentes méthodes**

Méthode	P/Z	P/Z (Over pressured)	Havlena Odeh (Over pressured)	Cole ((F-We)/Et)
OGIP Calculer (Msm <sup>3</sup> )	29379,8	29339,3	31022,9	26404
OGIP géologique (Msm <sup>3</sup> )	28347	28347	28347	28347
Erreur (%)	3,5153	3,3822	8,6256	7,3587

Donc la méthode qu'on doit utiliser est : **P/Z (Over pressured)** qui donne moins d'erreur. Le graphe suivant présente les résultats obtenus par cette méthode :

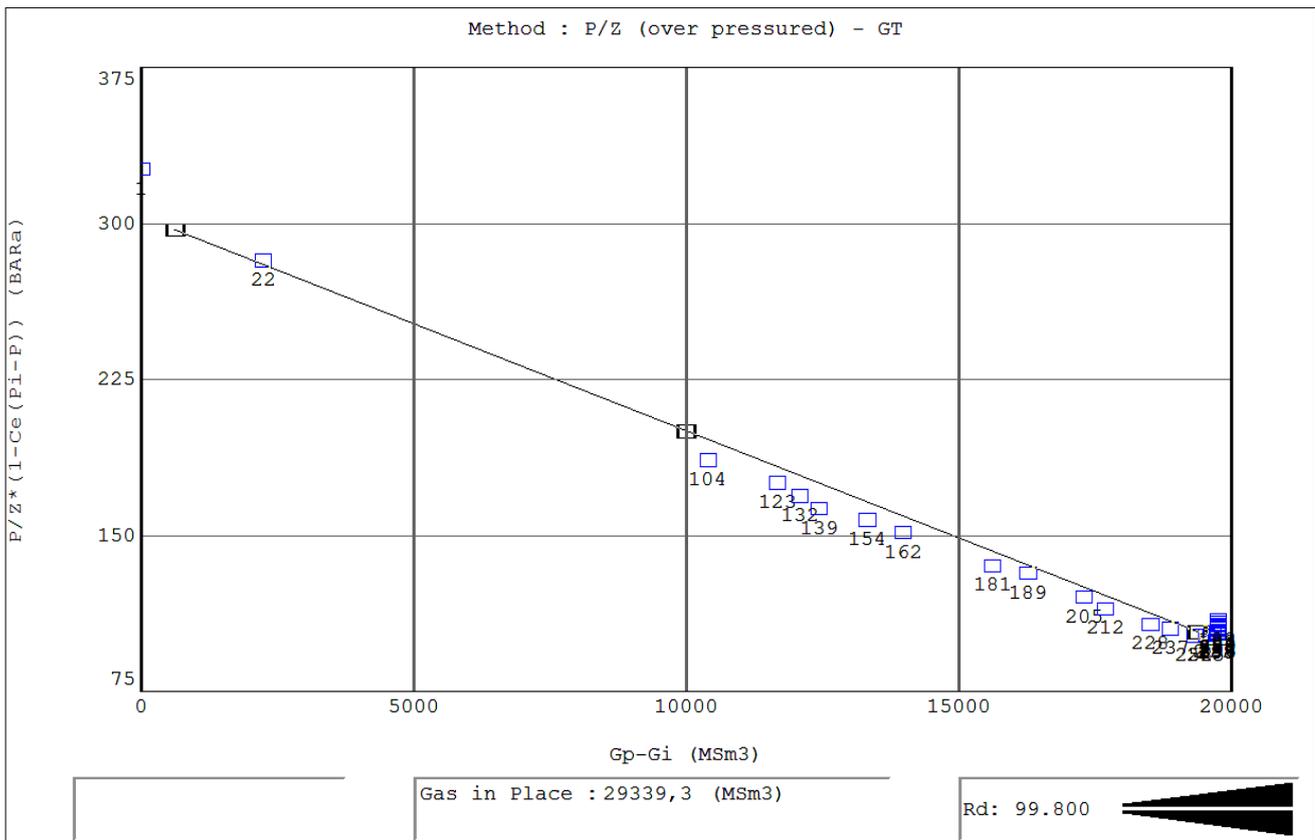
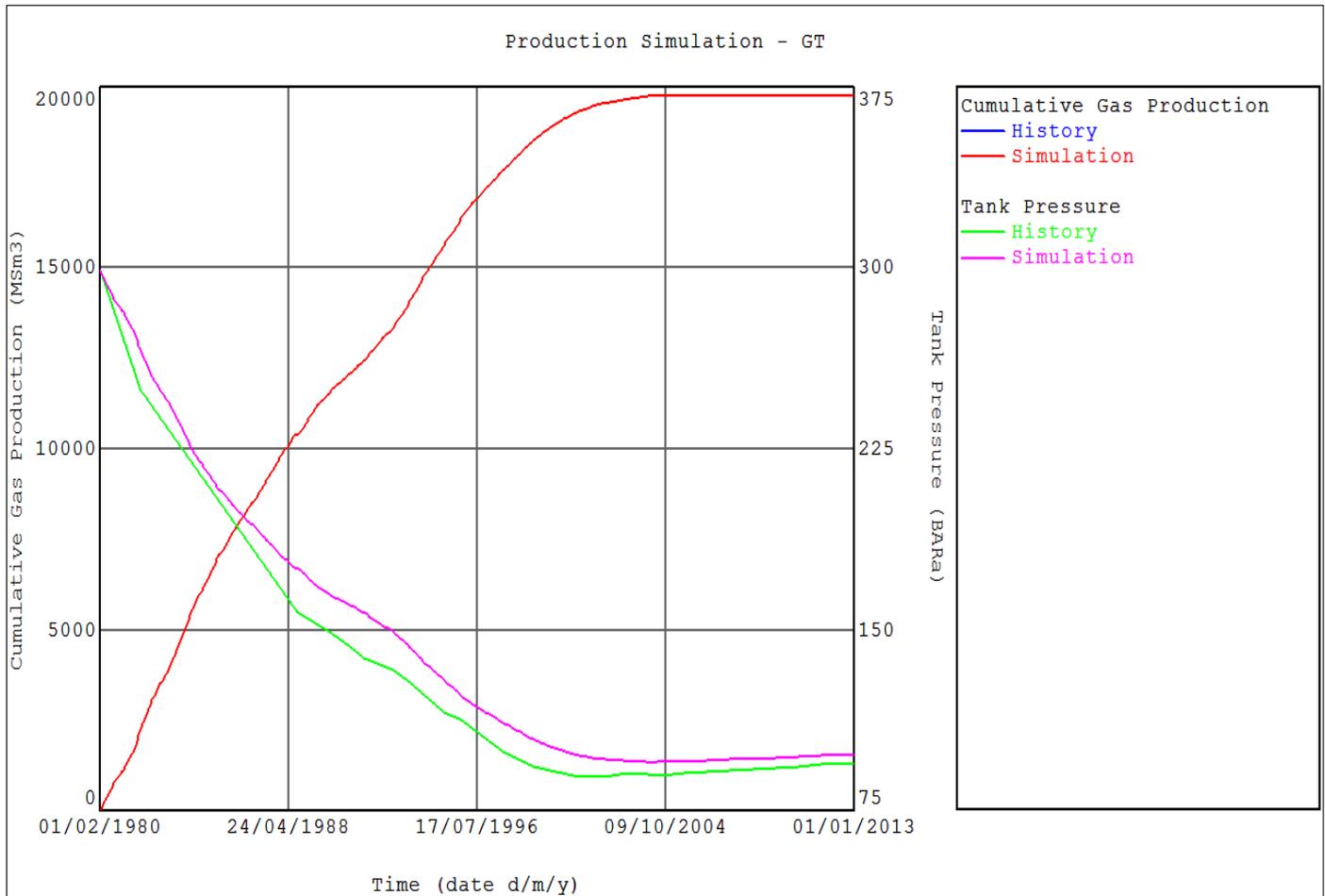


Figure V-2 : La méthode P/Z (Over pressured )

Suivant les données d'entrée tels que les données PVT, l'historique de production et la méthode de calcul, logiciel MBAL fait une simulation de production de l'année 01/02/1980 jusqu'à 04/03/2012. Le graphe ci-dessous présente l'évolution de la pression de gisement et le gaz cumulé (historique et simulé) en fonction de temps.



**Figure V-3 : comparaison du cumule de production et la pression entre l'historique et la simulation**

**Interprétation**

- ✓ Pression de réservoir : on observe qu'il n'ya pas une superposition de la courbe simulée et la courbe historique ce ci peut être expliqué par les mauvaises mesures effectuées au cours des essais de puits (a cause du temps insuffisant pour la stabilisation de pression de gisement) et les erreurs fait par le simulateur.
- ✓ De 01/02/1980 jusqu'à 01/08/2004 : La pression diminue et la production cumulée augmentée en fonction du temps.
- ✓ Au 01/08/2004 : la production de champs a été arrêtée, la cumulation de gaz reste constante mais la pression a augmenté légèrement sous l'effet de l'aquifère.

**V.2- optimisation de la complétion (tubing)**

Pour optimiser les diamètres des tubings et les pertes des charges on doit modéliser les puits par logiciel Prosper (**Pipeline Simulator**).

Les étapes de modélisation des puits (NZ 1, NZ 5bis, NZ 8, NZ 10, NZ11 et NZ 12) par PIPESIM sont comme suit :

### V.2.1- Les données d'entrée

D'après le logiciel PIPESIM, la création d'un modèle exige un certain nombre de données :

#### a- Les options du système

Avant de commencer, il faut définir toutes les options du modèle.

- ✓ Le type du fluide : « **retrograde condensate** ».
- ✓ La méthode utilisée : « **Black oil** » qui donne une description simplifiée des fluides.
- ✓ Type de puits : « **producer** ».
- ✓ L'espace de production « **tubing flow** ».
- ✓ Type de complétion « **cased hole** ».

#### b- Les données PVT

Les données PVT introduites dans le modèle sont représentées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau V-5 : Les données PVT**

#### c- Les données des équipements

Les données d'entrée des équipements sont :

- ✓ La déviation du sondage.

Well name	NZ 1	NZ 5 Bis	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12
Separator pressure ( psi)	289	393,2	388	280	281	368
Separator Temperature ( C°)	29	43,6	36	41	39,45	40
Separator GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	21835,34	32057,01	31048,28	21153,8	20453,46	14710,73
Separator gas gravity (sp,gravity)	0,761	0,784	0,753	0,738	0,77	0,75
Tank GOR ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1,772	1,772	1,772	1,772	1,772	1,772
Tank gas gravity (sp,gravity)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Condensate gravity (API)	0,699	0,7	0,703	0,708	0,709	0,699
WGR ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	0	0
Water salinity (ppm)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
H2S %	0	0	0	0	0	0
CO2 %	0	0	0	0	0	0
N2 %	0	0	0	0	0	0
dewpoint at reservoir temp ( psi)	4408,96	4408,96	4324,66	4324,66	4408,96	
reservoir Temperature ( C°)	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6
reservoir pressure ( psi)	1335,33	1312,71	1359,67	1355,09	1378,00	1034

- ✓ Les équipements de fond de puits.
- ✓ Le gradient géothermique.

**Tableau V-6 : Les données des équipements**

Well name	NZ 1	NZ 5 Bis	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12	
Deviation survey	vertical	Vertical	Vertical	vertical	vertical	vertical	
Downhole equipment							
Tubing	Measured depth (m)	2207,14	1887,54	2331,63	2284	2364	2201
	inside diameter (inch)	3,958	3,958	3,958	3,958	3,958	3,920
	roughness (inch)	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,001
Restriction	Measured depth (m)	2166,04	1862,5	2296,11	2265	2328	2163,06
	inside diameter (inch)	3,4252	3,313	3,4252	3,43	3,43	3,688
	Measured depth (m)	2181,79	1887,54	2307,22	2284	2364	2185,52
	inside diameter (inch)	3,313	3,135	3,135	3,135	3,135	3,688
	Measured depth (m)	2207,14		2331,63			
	inside diameter (inch)	3,135		3,135			
Casing	Measured depth (m)	2219	2017	2344	2381	2398	2272
	inside diameter (inch)	6,184	8,681	6,276	6,276	6,276	6,276
	roughness (inch)	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0254
	Measured depth (m)	0 - 2232	0 – 2070	0 -2344	0 - 2381	0 - 2398	0 - 2272
	formation temperature ( c°)	45 - 92,6	57,7 - 92,6	51 - 92,6	56 - 92,6	56,14- 92,6	92,6

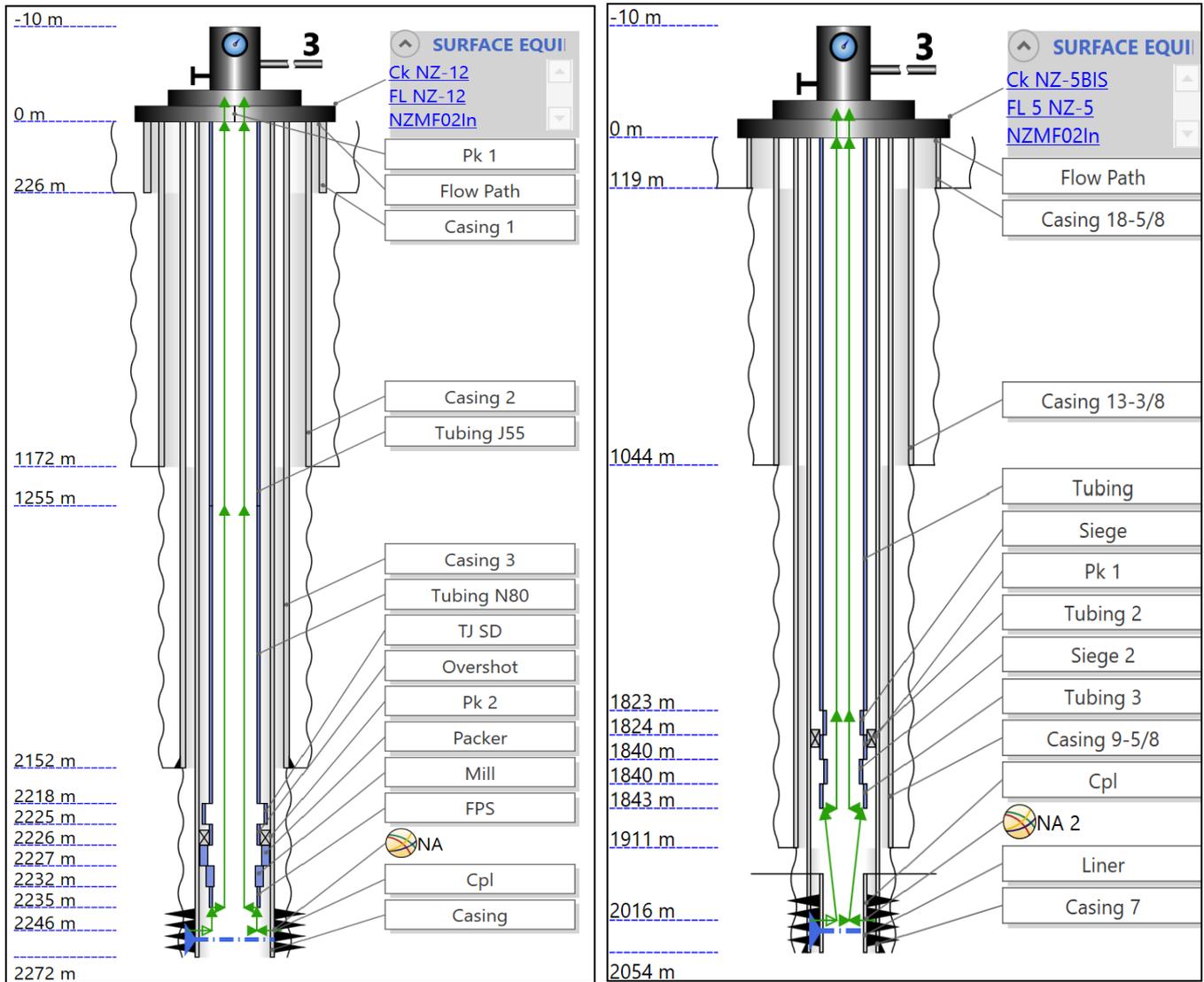


Figure V-4 : Modèle du puits

V.2.2- Etude d'IPR

Le modèle de réservoir choisi est : Back pression, parce que les essais des puits à partir des quels on a pris les données pour tracer l'IPR sont de types : Isochronal.

a- Les données des essais des puits

Les paramètres de réservoir sont:

Tableau V-7 : les paramètres de réservoir

Well names	NZ 1	NZ 5 Bis	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12
reservoir pressure (Psi)	1335,33	1312,71	1359,67	1355,09	1378	1500
reservoir temperature (C°)	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6
WGR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	0	0
Total GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	21835,34	32057,01	31048,28	21153,8	20453,46	14710,73

Les résultats des essais des puits

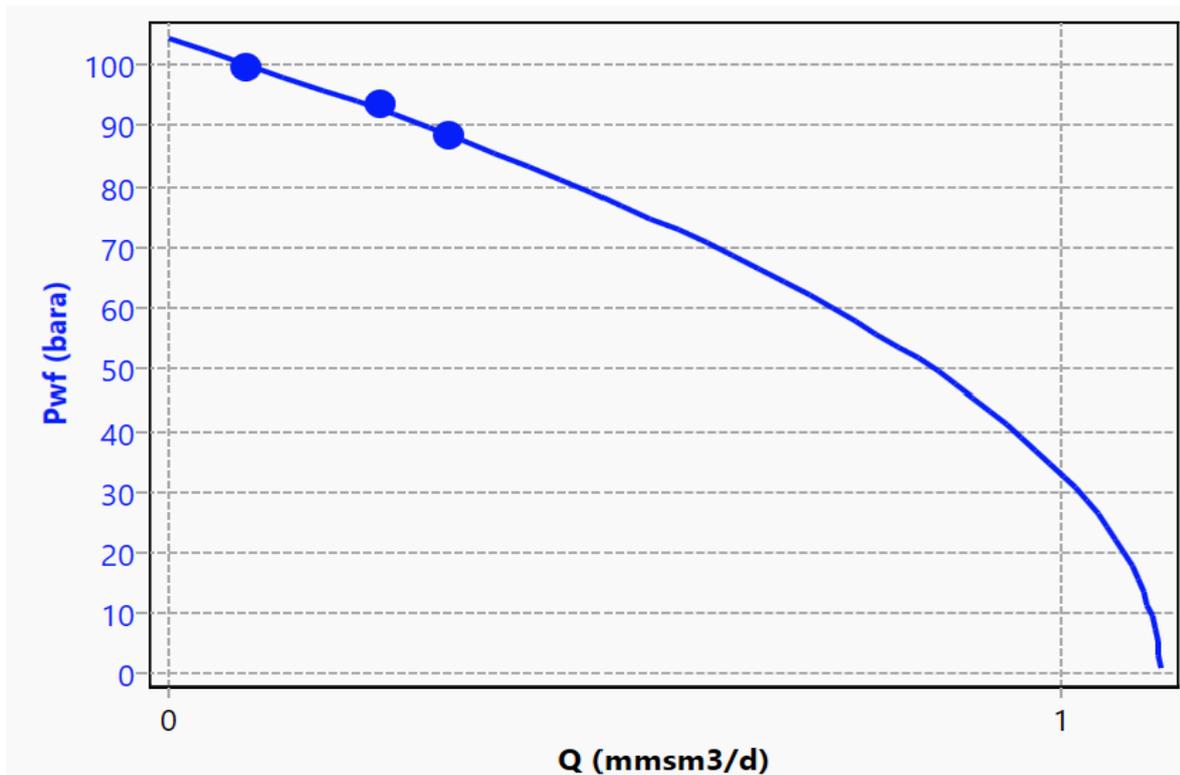
**Tableau V-8 : les résultats des essais des puits**

Well name	NZ 1	NZ 5 Bis	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12
test 1 gas rate (1000 m <sup>3</sup> /d)	83,55	86,10	84,90	114,53	120,634	87,383
pressure (psi)	1291,565	1291,464	1298,3	1267,17	1280,93	1434,06
test 2 gas rate (1000 m <sup>3</sup> /d)	134,693	142,800	136,0	212,073	165,395	283,607
pressure (psi)	1246,949	1272,981	1247,719	1185,08	1235,39	1341,91
test 3 gas rate (1000 m <sup>3</sup> /d)	227,943	247,80	200,60	272,461	227,647	316,271
pressure (psi)	1141,7	1221,824	1171,098	1120,45	1178,29	1265,76

**b- Les résultats du travail**

A partir des données précédentes, on trace les IPRs de tous les puits  $Q = f(P_{wf})$  et on détermine les paramètres : AOF, C et n qui nous permettrons de connaître les puits ayant un grand potentiel.

On prend comme exemple le puits **NZ 12**:



**Figure V-5 : IPR de puits NZ 12**

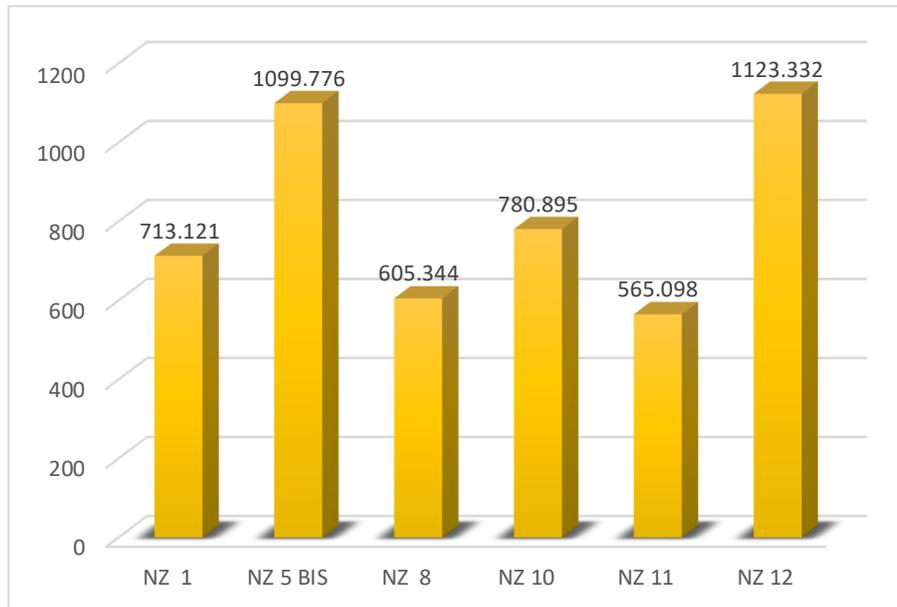
La courbe ci-dessus indique que l'indice de productivité n'est pas constant ceci correspond à l'écoulement diphasique du gisement.

Les résultats obtenus par l'étude de l'IPR des puits sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau V-9 : les résultats des IPRs**

Résultats d'IPR						
well name	NZ 1	NZ 5 BIS	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12
AOF (1000m <sup>3</sup> /d)	713,121	1099,776	605,344	780,895	565,098	1123,332
C (Sm <sup>3</sup> /d/psi <sup>2</sup> )	0,2190751	0,2695874	0,2002075	0,2085094	0,2428097	0,484834
N	1	1	1	1	1	1

La figure ci-dessous représente les AOF des puits :



**Figure V-6 : l’AOF des puits**

A partir cette figure on constate que les puits NZ5bis, NZ 10, NZ 11 et NZ 12 ont des potentiels moyens et les autres puits NZ 1 et NZ 8 ont un potentiel faible.

**V.2.3- l’optimisation des tubings**

**a- Etude des pertes de charge dans les tubings**

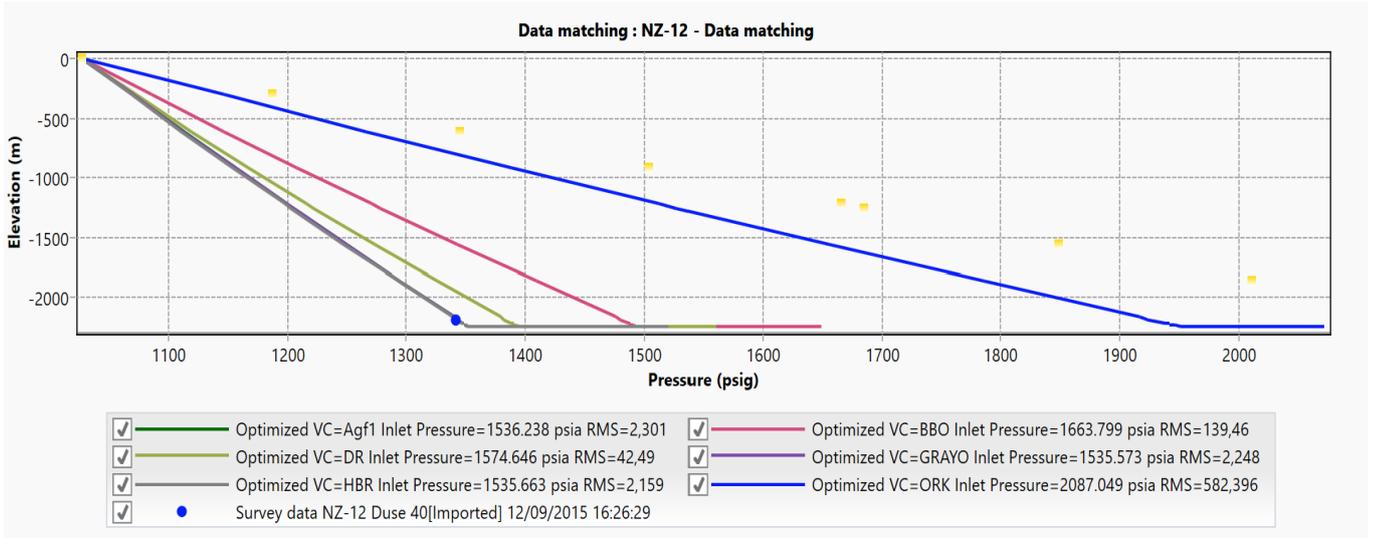
Pour étudier les pertes dans le tubing, il faut choisir la corrélation convenable.

On doit calculer le débit correspondant pour chaque corrélation et on compare la valeur obtenue avec la valeur du débit mesuré puis on détermine l’erreur relative de chaque corrélation pour différents puits :

$$E = \left| \frac{Q_m - Q_c}{Q_m} \right| \times 100\%$$

La corrélation choisie est celle qui donne moins d’erreur, pour notre modèle on utilise :

- ✓ Hagedorn & Brown.
- ✓ Beggs & Brill(Original).
- ✓ Gray (Original)
- ✓ Duns & Ros.
- ✓ Aziz & Fogarazi.
- ✓ Orkizwinski .



**Figure V-7 : Comparaison entre les corrélations**

Les résultats obtenus sont donnés par le tableau suivant :

**Tableau V-10 : Erreur moyenne des corrélations**

Well name	Beggs & Brill	Duns & Ros	Gray (Original)	Hagedorn & Brown	Aziz & Fogarazi	orkizwinski
NZ 1	235,897	296,669	1,964	1,969	134,422	531,442
NZ 5 Bis	204,040	253,094	5,064	5,106	114,587	406,395
NZ 8	243,150	301,489	1,363	1,638	127,668	594,650
NZ 10	226,768	291,950	0,428	0,437	117,227	551,350
NZ 11	240,936	236,340	8,453	8,501	11,230	608,623
NZ 12	139,330	43,452	2,554	2,594	2,525	514,706
Erreur moyenne	215,020	237,165	3,304	3,374	84,610	534,528

À partir de la figure V-7, représentant graphiquement les résultats, il est possible de constater que les corrélations Beggs & Brill, Duns & Ros, et Orkiszewski présentent l'erreur maximale en termes de débits pour la moyenne des puits. En revanche, la corrélation Aziz & Fogarasi présente une erreur moyenne, tandis que les corrélations Gray (Original) et Hagedorn & Brown montrent des erreurs plus faibles, particulièrement pour celle de Gray (Original).

Par conséquent, nous choisirons la corrélation Gray (Original).

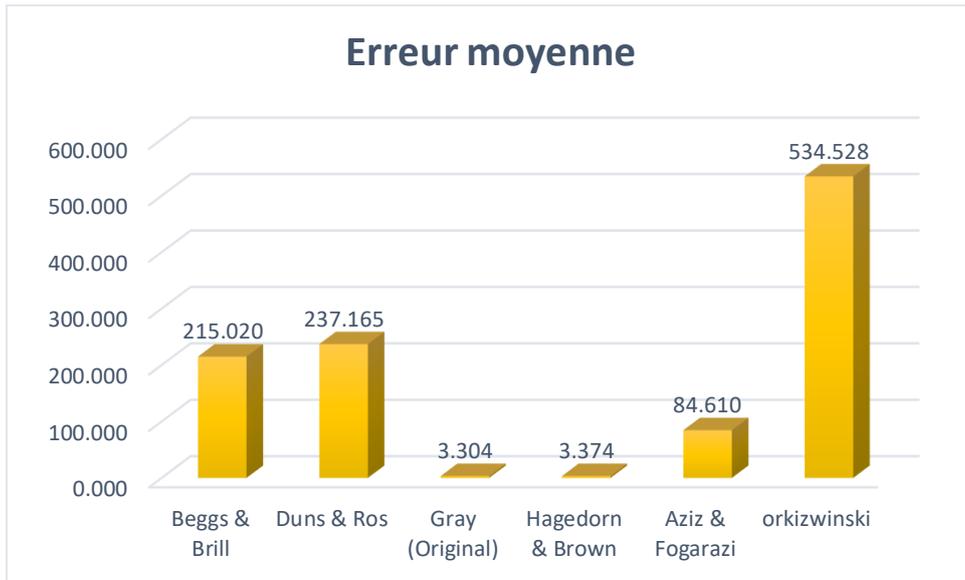


Figure V-8 : Erreur moyen des corrélations

**b- La courbe IPR-VLP (Figure V-9)**

L'intersection des deux courbes VLP/IPR représente le point de fonctionnement de puits NZ 12, le tableau suivant représente les points de fonctionnement des autres puits.

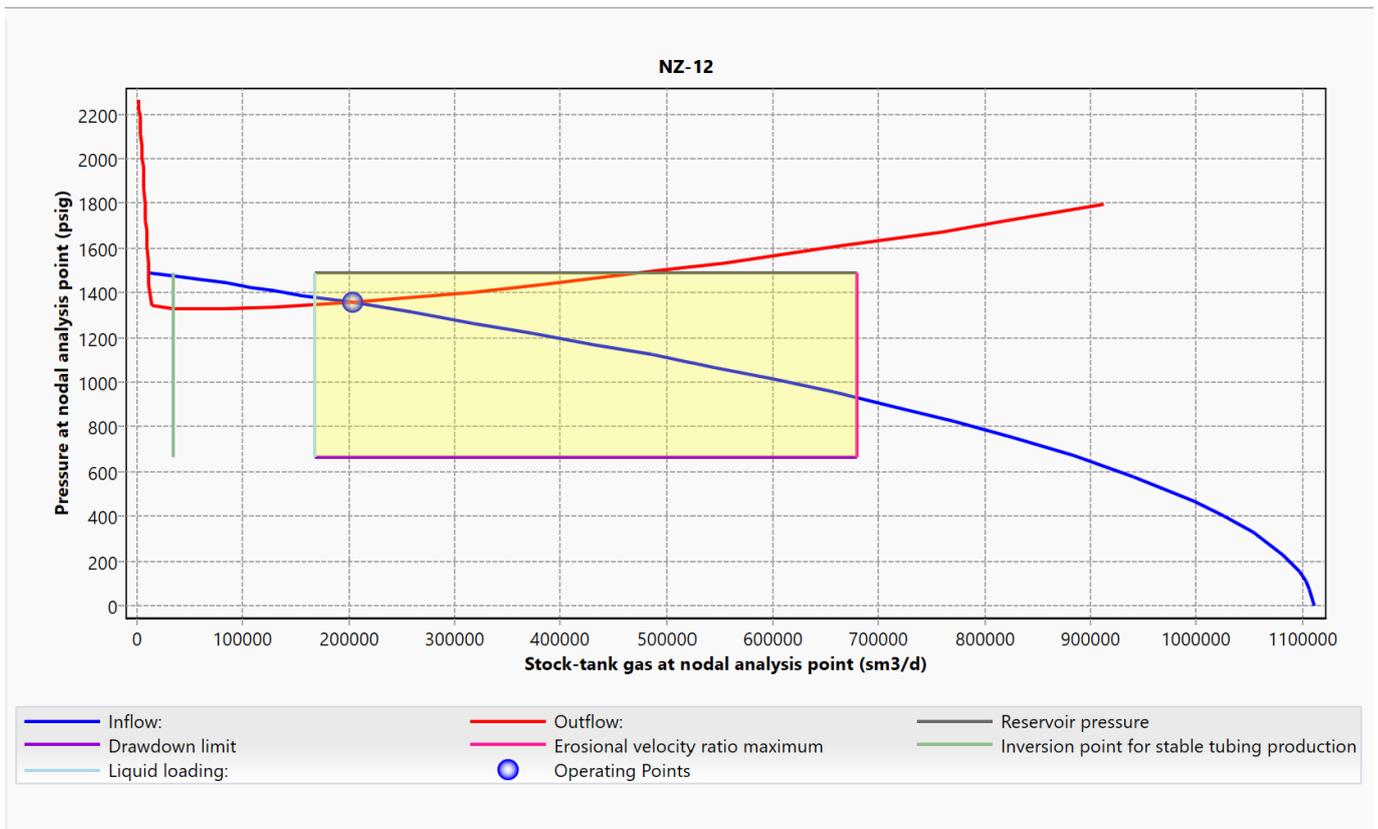


Figure V-9 : IPR vs VLP

Tableau V-11 : les points de fonctionnement des puits

wells nam	Gas rate (1000sm <sup>3</sup> /d)			flowing bottom hole pressure (psig)		
	Measured	calculated	difference( %)	measured	calculated	difference( %)
NZ 1	83,52	103,06	19%	1291,60	1321,03	2%
NZ 5 Bis	86,10	129,41	33%	1291,50	1318,47	2%
NZ 8	84,90	105,73	20%	1298,30	1302,94	0%
NZ 10	114,53	123,90	8%	1040,30	1319,60	21%
NZ 11	120,63	123,15	2%	1316,00	1325,68	1%
NZ 12	238,61	202,94	-18%	1342,00	1354,70	1%

c- L'analyse nodale

Afin d'assurer la meilleure production d'un puits avec un débit optimum, il faut choisir un diamètre optimal de tubing à l'aide de la méthode analyse nodale.

L'étude est faite pour les diamètres suivants : 3''<sup>1/2</sup>, 4'', 4''<sup>1/2</sup> et 5''.

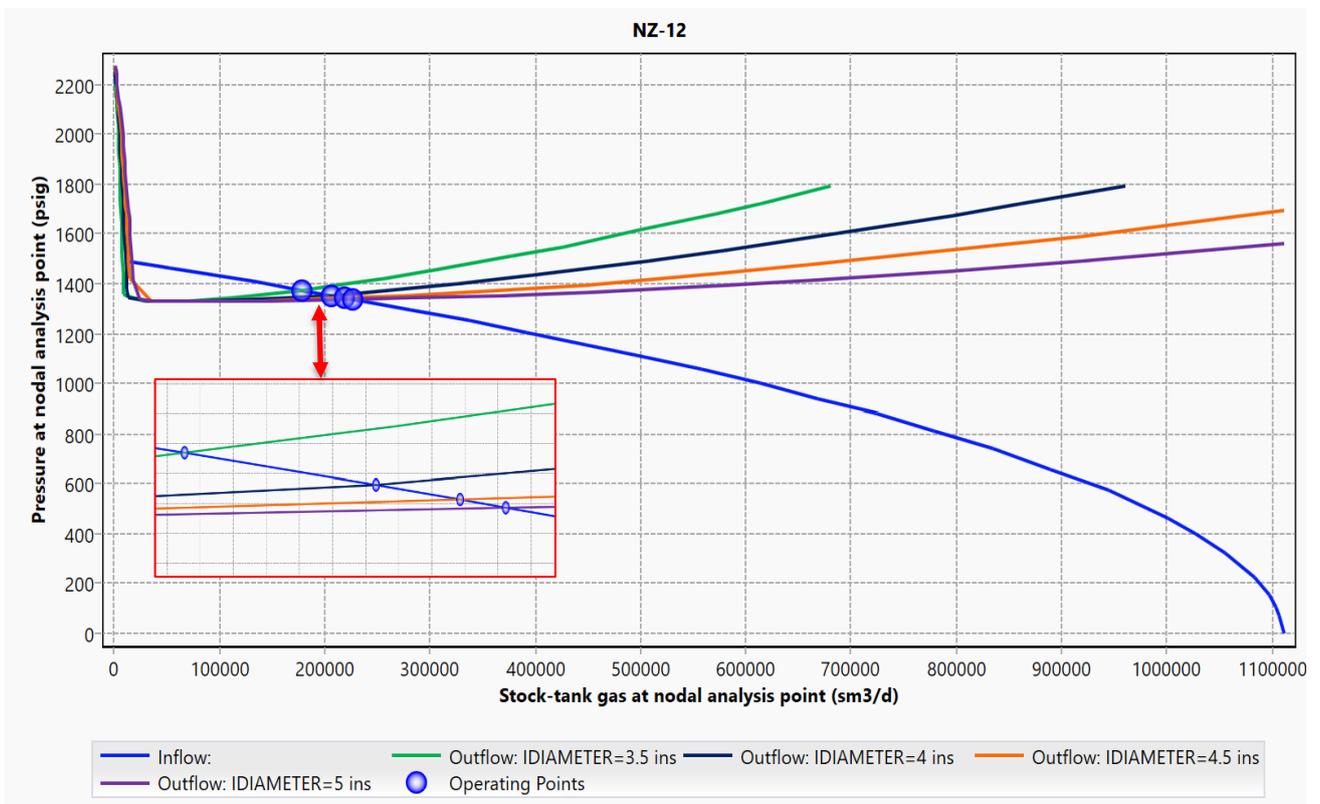
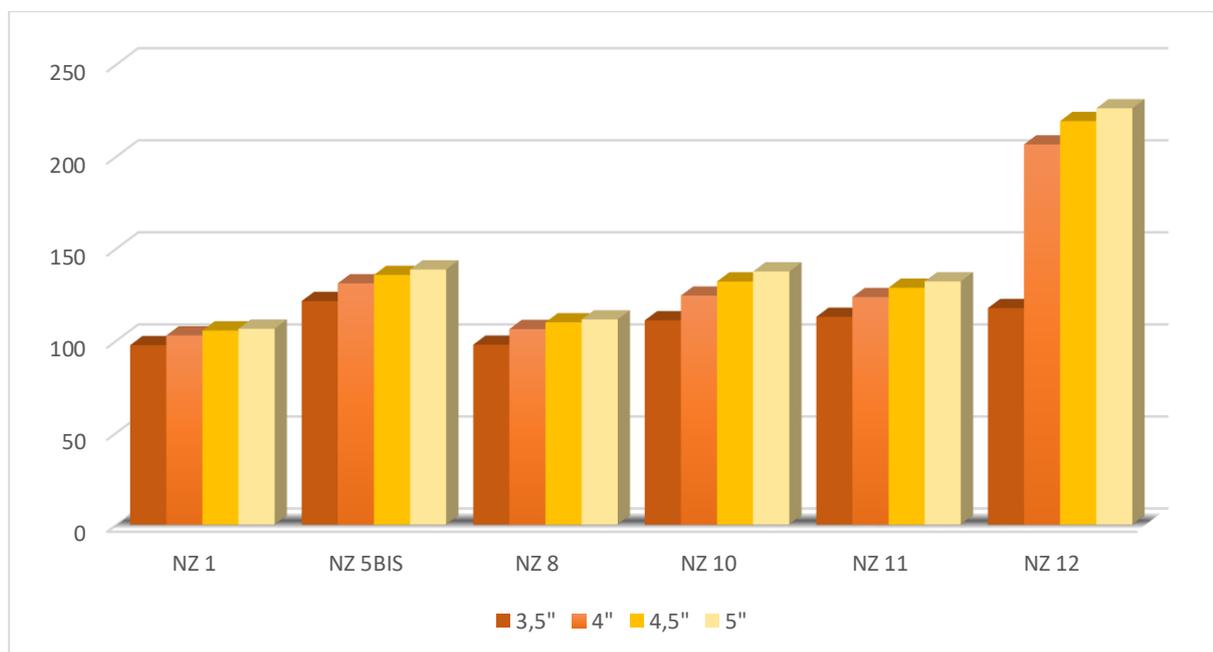


Figure V-10 : VLP v IPR avec différent diamètre de tubing

**Tableau V-12 : Débits des puits avec différents diamètres des tubings**

Gas rate (1000m3/d)						
D tubing	NZ 1	NZ 5BIS	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12
3,5"	97,50538	121,4648	97,78994	111,0277	112,9117	117,6556
4"	102,7996	131,0923	106,2474	124,4059	123,6351	206,5251
4,5"	105,4842	135,6529	109,9242	132,0942	128,696	219,2329
5"	106,4519	138,6127	111,4819	137,5532	132,1354	226,1469

Le graph suivant représente les résultats des débits en fonction des différents diamètres



**Figure V-11 :  $Q_g = f(D_{tubing})$**

#### V.2.4- conclusion

Actuellement, les puits sont équipés d'un tubing de diamètre 4" 1/2. À partir de cette étude, il est conclu que le changement de diamètre des tubings n'a pas une grande influence sur le débit, ce qui signifie que ces puits resteront équipés avec la complétion actuelle.

#### V.3- Optimisation du réseau de collecte

La modélisation de système de production par logiciel PIPESIM (Schlumberger Simulator) nous permettons d'optimiser les paramètres de production suivants :

- ✓ Les débits de gaz et de condensât de champs.
- ✓ Les pertes de charge.
- ✓ Les diamètres des duses.
- ✓ Les diamètres des réseaux de collecte.

## V.3.1- Modélisation du système de production

Le modèle est constitué de :

- ✓ Cinq puits raccordés directement au manifold (NZ 1, NZ 5bis, NZ 8, NZ 10, NZ 11 et NZ 12) qu'ils sont équipés par des duses.
- ✓ Le manifold est relié par une liaison individuelle au séparateur.
- ✓ Un séparateur.

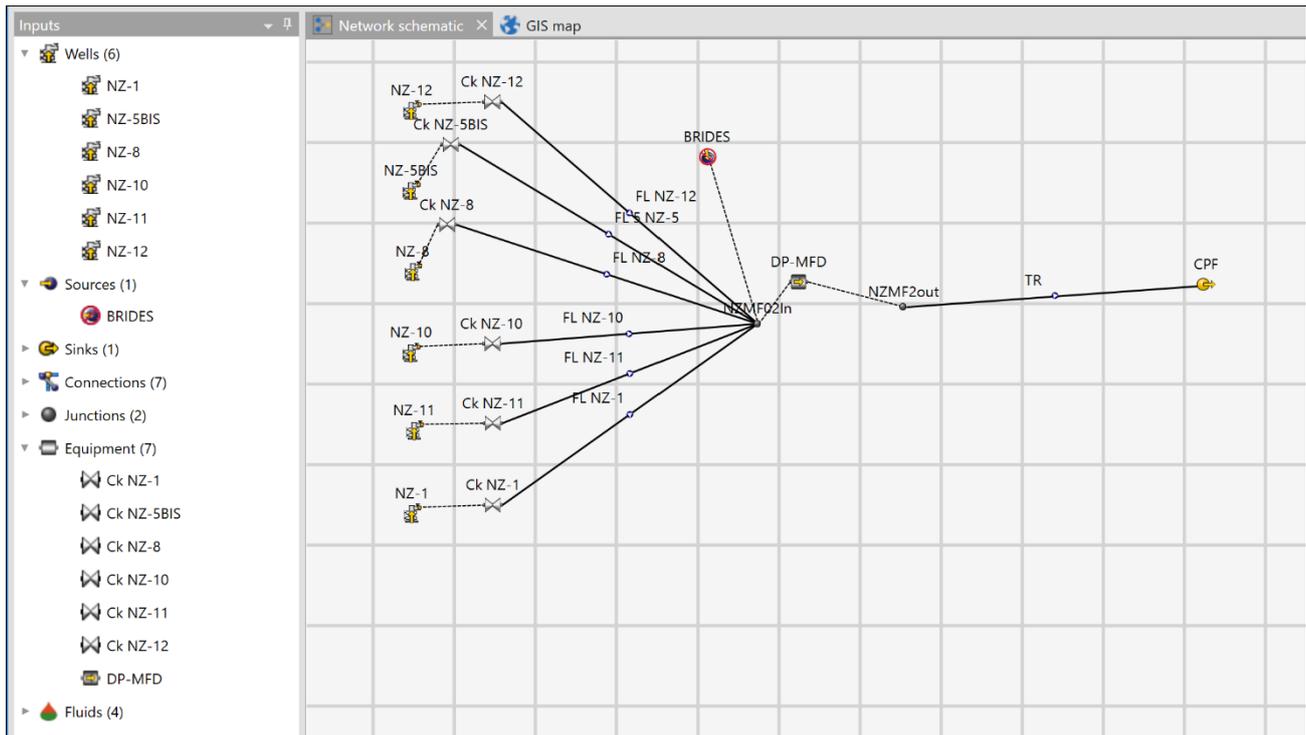


Figure V-12 : modèle de système de production

## V.3.2- Les données d'entrée

### a- option du système

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- ✓ Type de système «**production**».
- ✓ Méthode d'optimisation «**production**».
- ✓ Modèle PVT «**Black Oil**».
- ✓ Prévision «**On**».
- ✓ Méthode de prévision «**pressure and temperature**».

### b- les données des puits

Saisies manuellement dans logiciel.

### c- Les données de réservoir

Saisies manuellement dans logiciel.

### d- les données du réseau de collecte

- ✓ les longueurs des conduites.
- ✓ le diamètre intérieur des conduites.
- ✓ la rugosité des conduites.
- ✓ Les duses.

### V.3.3- Optimisation du réseau de collecte

L'optimisation de la production consiste à étudier la chaîne de production à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockage. L'analyse détaillée des paramètres de chaque partie de système sert à déterminer les variables clés qui seront prises en considération dans l'optimisation. La solution optimale du système est en fonction de tous les paramètres (Variable Clés) qui influent sur la production. L'organisation de ce cas d'étude de l'optimisation intégré est comme suit :

- Modélisation du réseau de collecte. (Schéma de raccordement et diamètre des Pipe).
- Optimisation de la production des puits des champs pour atteindre le plateau de production, afin d'éviter le phénomène de freinage entre les puits.

### V.3.4- Schéma de raccordement

La figure V.13 montre le schéma de raccordement des puits de NZ TAGS vers le nouveau manifold, lequel est ensuite relié au centre de traitement CPF via un pipeline Object d'un dimensionnement.

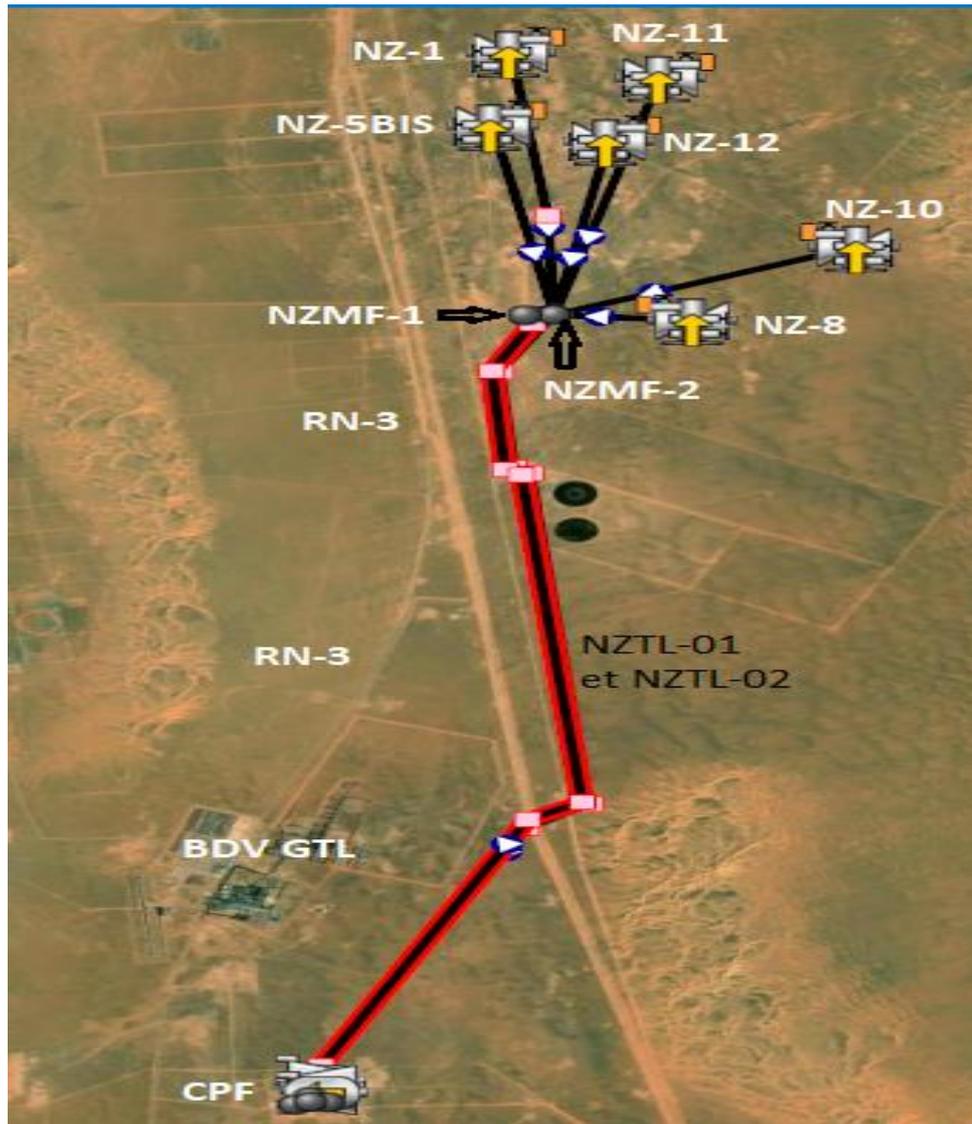


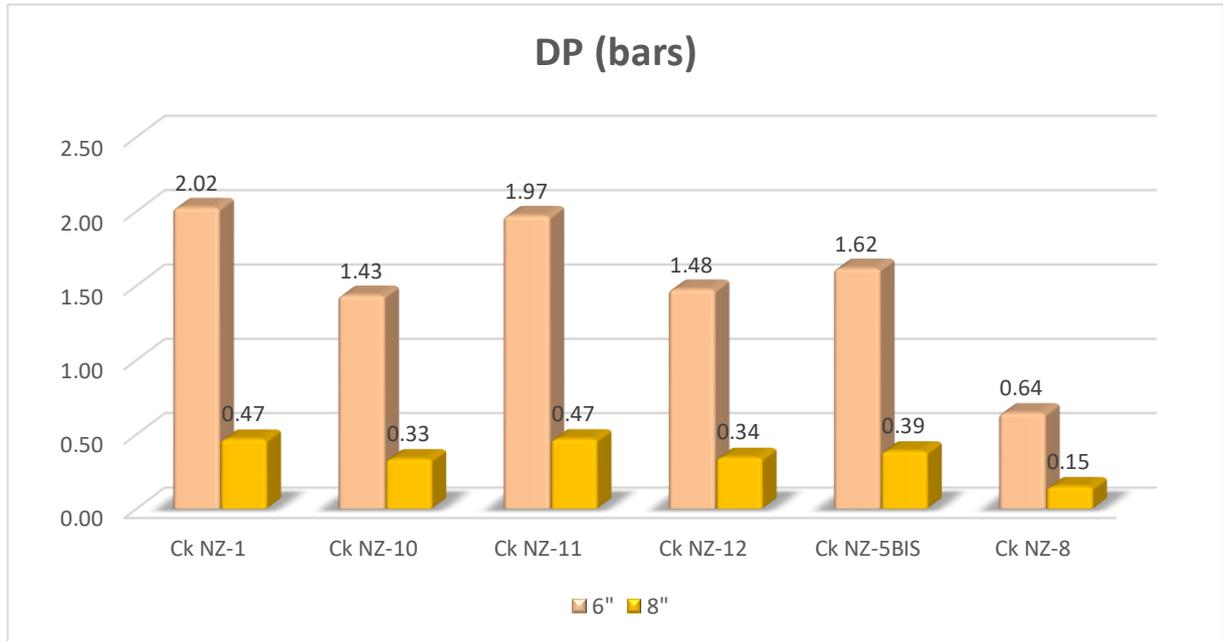
Figure V-13 : Schéma de raccordement

### V.3.5- Modélisation du réseau de collecte

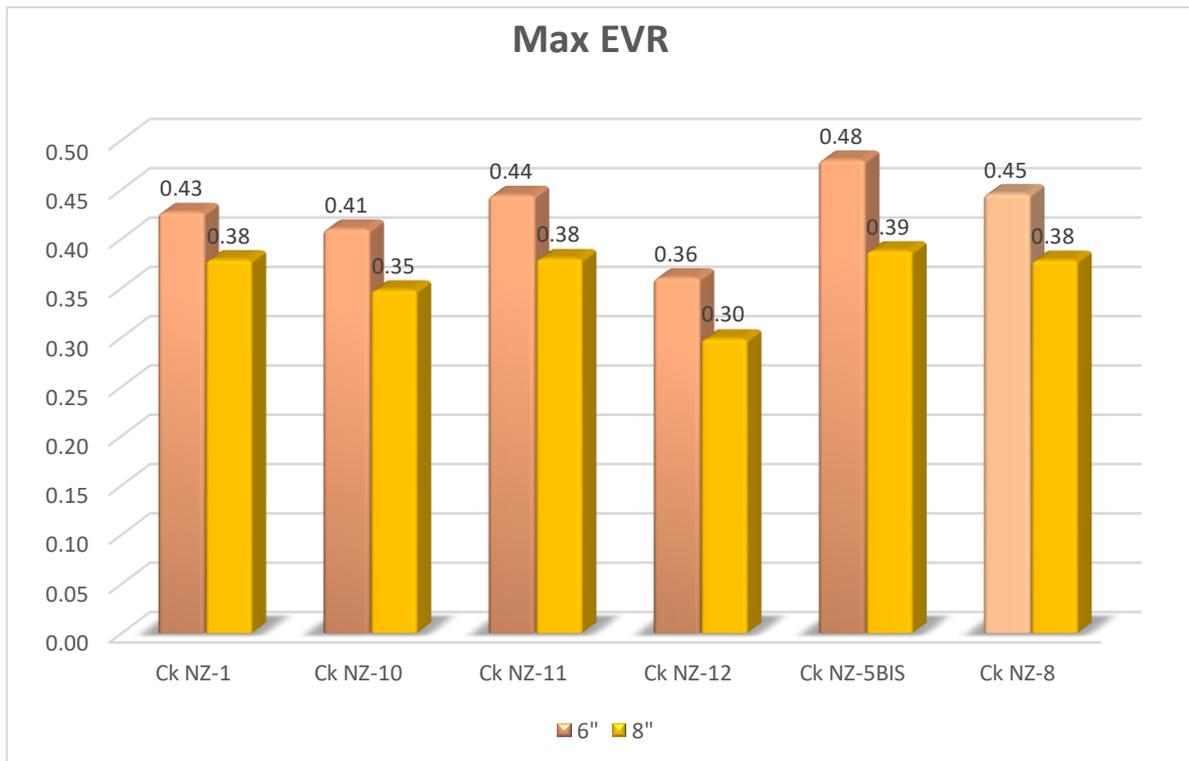
La modélisation du réseau de collecte est essentielle pour garantir l'écoulement des effluents vers le centre de traitement, tout en évitant que les puits n'exercent une influence mutuelle en termes de freinage et en réduisant les pertes de charge. Tout d'abord, nous étudierons le dimensionnement des collectes des puits, puis nous passerons à l'étude des collecteurs des manifolds.

#### V.3.5.1- Dimensionnement des collectes des puits (flow line):

Une étude de sensibilité sur les pertes de charge a été effectuée pour deux diamètres de Pipe (6" et 8"), les résultats obtenus sont montrés dans la figure V-14.



**Figure V-14 : Perte de charge des flows line**



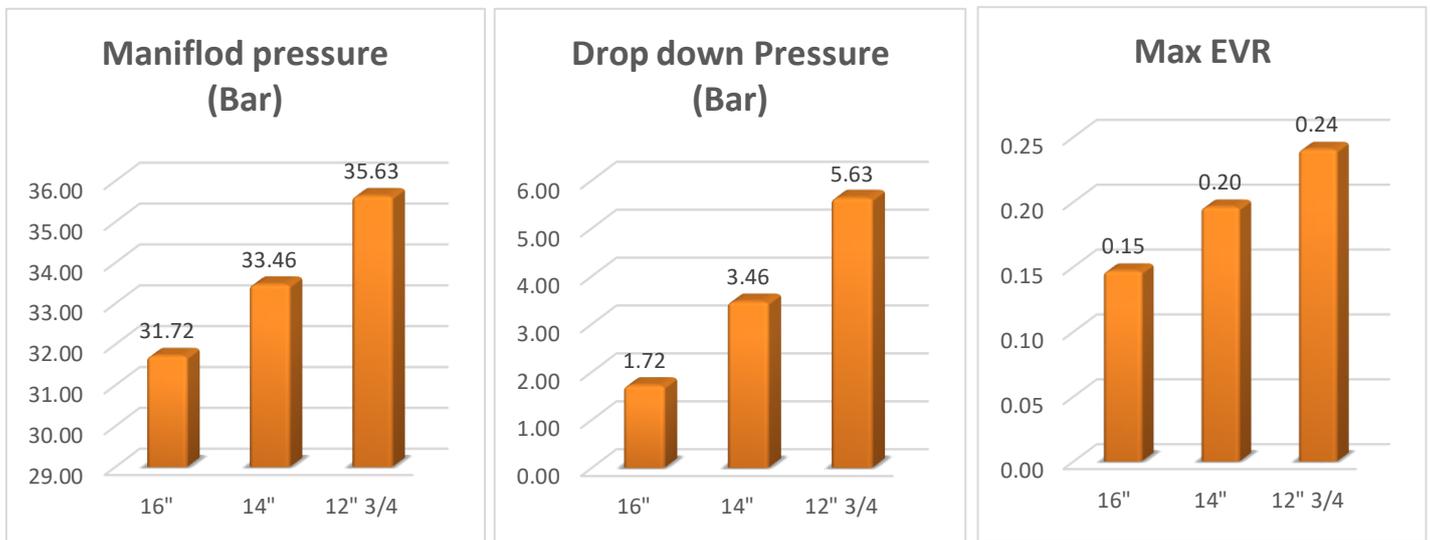
**Figure V-15 : Erosional Velocity Ratio**

Les deux figures précédentes montrent que le flow line de 6" présente des pertes de charge importantes avec des valeurs de résistance EVR élevée, ce qui impacte le débit de production et la durée de vie des conduites. En se basant sur cette étude, le diamètre optimal des flows line est de 8".

**V.3.5.2- Dimensionnement collecteur Manifold -CPF (trunkline):**

Une fois les diamètres des pipes reliant les puits vers les manifolds sont optimisés, une autre analyse de sensibilité sur le diamètre de collecteur relié le nouveau manifold au centre de traitement de gaz CPF. La pression d'arrivée CPF est égale à 30 bara.

L'étude de sensibilité va porter sur les 3 diamètres 12", 14" et 16" et selon les standardisations de la norme API 5L specification for Line Pipe, Les résultats obtenus sont présentés dans la figure V-16:



**Figure V-16 : Résultats de simulation (trunkline)**

A la fin de cette étude on peut conclure que :

Le choix de diamètre de collecteur influe sur l'écoulement, à la base de cette étude on peut conclure que l'augmentation de diamètre de collecteur génère des pertes de charge importantes et de EVR très élevées et vice-versa,

**V.3.6- Optimisation des débits de production**

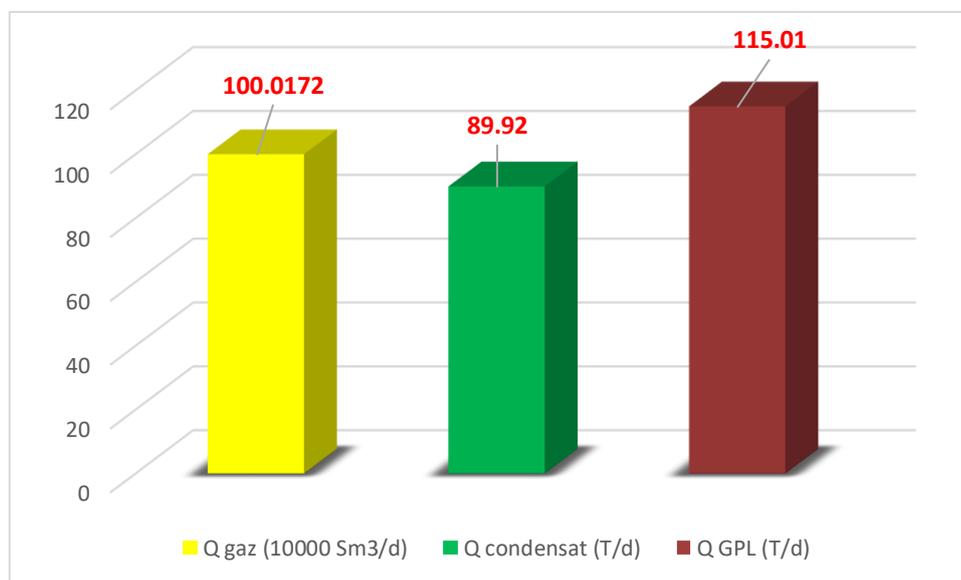
La modélisation du système de production est indispensable pour éviter l'influence d'un puits à l'autre en termes de freinage. Le contrôle de débit et la pression des puits est assuré par l'intermédiaire des duses.

La modélisation du système de production consiste à optimiser le débit et choisir la Duse Adéquate tout en assurant le plateau de production

Les résultats finaux d'optimisation extraits du logiciel PipeSime sont résumés dans le tableau ci-dessous.

**Tableau V-13 : Résultats final de simulation**

	NZ 1	NZ 5BIS	NZ 8	NZ 10	NZ 11	NZ 12
D flow line (in)	8''	8''	8''	8''	8''	8''
Chocke (in)	36/64''	36/64''	36/64''	36/64''	36/64''	36/64''
P amont (bara)	74,59	79,87	74,44	75,53	75,98	75,18
P aval (bara)	32,32	32,16	32,00	32,20	32,25	32,23
Q gaz (10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /d)	167,079	148,205	167,916	166,800	166,524	183,648
Q condensat (T/d)	15,04	13,24	15,11	15,01	14,99	16,53
Q GPL (T/d)	19,21	17,04	19,31	19,18	19,15	21,12
P manifold (bara)	31.80					



**Figure V-17 : Résultats de simulation (débit)**

**V.3.7- Etude prévisionnelle**

Pour estimer la production du champ de NEZLA sud dans les années prochaines avec le système optimisé de débit de gaz = 1000,172 (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/j), débit de condensât = 89,92 T/j et débit de GPL = 115,01 T/j avec une pression de séparation de 30 bars, il faudra faire une étude prévisionnelle de 01/01/2025 jusqu' au 12/12/2040.

Le tableau ci-dessous résume les résultats de prédiction :

## CHAPITRE V MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION

**Tableau V-14 : Résultat de prévision de production avec pression de séparation de 30 bar**

Time	Tank Pressure (psia)	OIL Recovery Factor (%)	Gas Recovery Factor (%)	OIL RATE (Sm <sup>3</sup> /day)	GAS RATE (Sm <sup>3</sup> /day)	Cum oil Produced (STB)	Cum Gas Produced (Sm <sup>3</sup> /day)
01/01/2025	1211,65	41,5545	0,67549606	17,1207	999994,8	1,92E+07	19,2003
02/07/2025	1187,18	41,5971	0,68161061	18,6738	999977	1,93E+07	19,3741
31/12/2025	1162,66	41,6435	0,68772868	20,2827	999953,6	1,93E+07	19,548
01/07/2026	1138,11	41,6939	0,69384323	21,949	999983,9	1,93E+07	19,7218
30/12/2026	1113,65	41,7482	0,69992612	23,6574	999788,6	1,93E+07	19,8947
30/06/2027	1089	41,807	0,70604067	25,4414	999991,3	1,94E+07	20,0685
29/12/2027	1064,44	41,8699	0,71212356	27,269	1000006	1,94E+07	20,2414
28/06/2028	1039,69	41,9377	0,71824163	29,1645	1000001	1,94E+07	20,4153
27/12/2028	1015,02	42,0098	0,72432451	31,0977	999663,5	1,95E+07	20,5882
27/06/2029	990,167	42,0871	0,73043907	33,0686	998404,5	1,95E+07	20,762
26/12/2029	965,28	42,1693	0,73654658	35,1923	999995,6	1,95E+07	20,9356
26/06/2030	940,288	42,2568	0,74266113	37,2627	998261	1,96E+07	21,1094
25/12/2030	915,407	42,3489	0,74873346	39,5056	999923,3	1,96E+07	21,282
25/06/2031	890,276	42,4471	0,75484802	41,7668	999982	1,97E+07	21,4558
24/12/2031	865,206	42,5504	0,7609309	44,0772	999998,2	1,97E+07	21,6287
23/06/2032	839,919	42,66	0,76704897	46,4582	999882,1	1,98E+07	21,8026
22/12/2032	814,691	42,7748	0,77313186	48,781	997535,6	1,98E+07	21,9755
22/06/2033	789,298	42,8961	0,77923234	48,5905	945107,3	1,99E+07	22,1489
21/12/2033	765,157	43,0169	0,78501267	47,0692	874024,1	1,99E+07	22,3132
21/06/2034	742,757	43,1339	0,79036026	45,3285	807060,4	2,00E+07	22,4652
20/12/2034	722,12	43,246	0,79526808	43,4565	744959,8	2,00E+07	22,6047
20/06/2035	702,909	43,354	0,79982409	41,4745	686804,1	2,01E+07	22,7342
19/12/2035	685,244	43,4565	0,80400366	39,3494	631557,8	2,01E+07	22,853
18/06/2036	668,866	43,5544	0,80786307	37,1332	579227,4	2,02E+07	22,9627
17/12/2036	653,889	43,6462	0,81138826	34,8919	530451,7	2,02E+07	23,0629
17/06/2037	640,065	43,7329	0,814632	32,6595	485017,2	2,02E+07	23,1551
16/12/2037	627,397	43,8141	0,8175978	30,4519	442740,6	2,03E+07	23,2394
16/06/2038	615,809	43,8898	0,82030678	28,2873	403449	2,03E+07	23,3164
15/12/2038	605,287	43,9597	0,82276245	26,2053	367356	2,04E+07	23,3862
15/06/2039	595,637	44,0249	0,82500704	24,3343	334967,9	2,04E+07	23,45
14/12/2039	586,849	44,0851	0,82705108	16,9811	230917,6	2,04E+07	23,5081
13/06/2040	580,762	44,1273	0,82846538	11,3248	152583	2,04E+07	23,5483
12/12/2040	577,287	44,1516	0,82927104	11,3248	152583	2,04E+07	23,5712

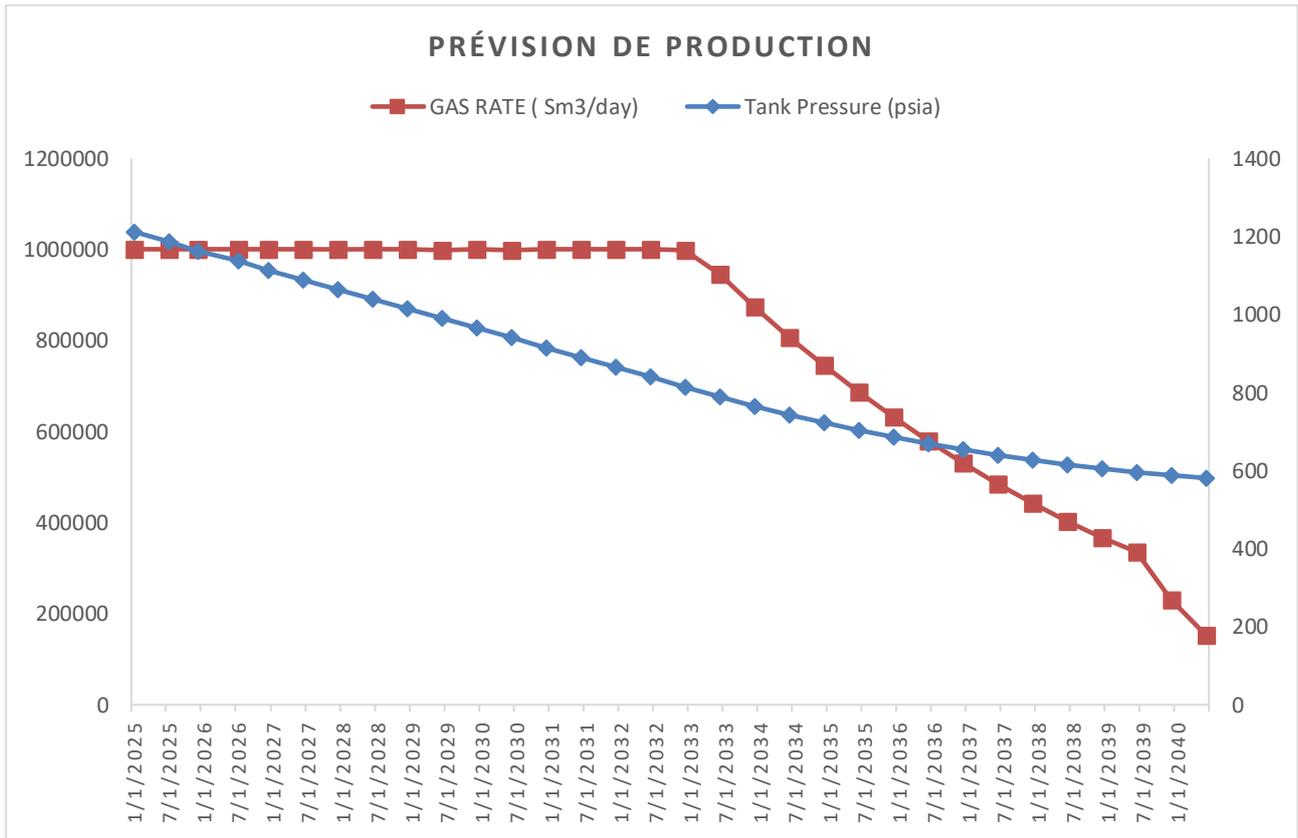


Figure V-18 : prévision de production

**Interprétation :**

La diminution progressive de la pression du réservoir au fil du temps est un phénomène typique, attribuable à l'extraction continue du gaz, qui entraîne une réduction de la pression naturelle du réservoir en l'absence de mécanismes de maintien de la pression. Cette tendance initiale de constance suivie d'une forte diminution indique que le gaz est d'abord produit en quantités importantes et relativement stables, jusqu'à ce que la pression du réservoir devienne insuffisante pour soutenir ces niveaux de débit.

**CONCLUSION**

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous permet de tirer les conclusions suivantes :

- ✓ Le réservoir de champ de NEZLA Sud est un réservoir multicouches (3 couches) qui sont : TAGS, TAGI et ORDEVICIEN, mais la majorité des anciens puits sont forés jusqu'à la couche TAGS.
- ✓ Le champ NEZLA Sud est un champ de gaz riche en condensât.
- ✓ La pression de gisement actuelle est faible environ de 98 bar par rapport à la pression initiale de 305 bar.
- ✓ Les données PVT de fluides de réservoir sont très importantes pour étudier le comportement du réservoir et la dynamique des fluides.
- ✓ Les réserves initiales de champ NEZLA Sud sont de 27,348 Milliards m<sup>3</sup> avec une récupération de 67 % de gaz et de 47% de condensât.
- ✓ La méthode P/Z (ouver pressured) reste la meilleure méthode pour estimer les réserves de champ de NEZLA.
- ✓ L'optimisation du système de production réalisé par l'analyse nodale donne la production de gisement effective par un débit rationnel (optimum) pour éviter la turbulence aux abords de puits (éviter les venues de sable et minimiser les pertes de charge).
- ✓ L'analyse nodale dans le tubing a montré que la complétion actuelle est optimale et ne nécessite aucun changement.
- ✓ Les pertes de charge au niveau de tubing ne sont pas importantes.
- ✓ Pour notre étude la corrélation Gray (Original) est la meilleure corrélation pour calculer les pertes de charge dans le tubing et qui donne moins d'erreur.
- ✓ Le diamètre optimum des flow line des puits est de 8 " et le collecteur de manifold vers CFP réseau est de 16" .
- ✓ La rugosité de la conduite et les obstacles augmentent les pertes de charge.

## *RECOMMANDATIONS*

En face des problèmes rencontrés dans cette étude, nous proposons quelques notes et certaines recommandations pour améliorer la production et établir une pression nécessaire pour le management de l'exploitation :

- ✓ Optimiser le système de production du réservoir jusqu'au réseau de collecte par :
  - Produire le champ au débit rationnel environ de  $1060.10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  pour éviter les venues de sables et la percée d'eau.
- ✓ Mettre un modèle pour le réservoir qui nous permettra de simuler le réservoir en étudiant l'effet des différents paramètres.
- ✓ Reforer les puits qui sont arrêtés au niveau de TAGS jusqu'à la couche ORDOVICIEN.
- ✓ Sélectionner le champ de NEZLA sud au projet intégré de Gassi Touil.
- ✓ En fin, après la chute de la pression du réservoir, une étude de faisabilité de traitement de gaz par Boosting est nécessaire.

***BIBLIOGRAPHIE***

1. L.Mailhe. Cours de production : collecte, traitement, stockage. s.l. : édition Technique,1974.
2. H.Dale Beggs, OGCI. Production optimization using nodal analysis.
3. J.Economides, Michael, Hill, A.Daniel et Economides, Christene Ehlig. Petroleum production system,2013.
4. P.Chaumet. Cours de production l'écoulement monophasique des fluides dans les milieux poreux . s.l. : édition Technique (1 janvier 1984),.
5. R.Cossé. Le gisement. s.l. : édition Technique,1988.
6. C.Marle. Cours de production l'écoulement polyphasiques en milieu poreux. s.l. : édition Technique 01/01/1984.
7. Rojey, Alexandre. Le gaz naturel: Production, traitement, transport. s.l. : édition Technip,1994.
8. Gravier, J. F. Propriétés des fluides de gisements. s.l. : édition technique ,1900.
9. gaz, Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du. Manuel des essais de puit 1972, Date de création : 24-09-2002 .
10. Sontrach. document .
11. Schlumberger. Well Performance Manual.
12. IFP School / IAP Spa / Sonatrach. Artificial lift and flow optimisation (part 1/2).
13. IFP School / IAP Spa / Sonatrach. Artificial lift and flow optimisation (part 2/2).
14. Tarek Ahmed: "Reservoir Engineering Handbook, quatrièmeédition", Gulf Professional Publishing, 2010
15. Tarek Ahmed: "Advanced Reservoir Engineering," Gulf Professional Publishing, 2005

## I. Annex chapitre IV

### I.1- Les corrélations d'IPR dans les puits verticaux

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy (l'équation (V-1)), pourraient être employées pour construire les IPR.

Malheureusement, les informations sont rarement existantes d'une manière suffisante pour appliquer ces équations. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits à gaz, sont présentées dans cette section.

La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certaines exigent plusieurs essais dans lesquels  $P_{wf}$  et  $q$  étaient mesurés.

Les corrélations les plus utilisées pour tracer l'IPR des puits à gaz sont :

#### I.1.1- Corrélation de Jones

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

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

"A" et "B" : sont calculés à partir des propriétés de réservoir, comme ils peuvent être déterminés à partir des essais multi-rate ; en traçant la courbe  $\Delta P/Q = f(Q)$  en coordonnées cartésiennes, on obtient alors, une ligne droite ayant une pente "A" et une intersection de "B" quand le débit (Q) égale à zéro.

#### I.1.2- Corrélation de Forchheimer

Cette corrélation exprime l'IPR en fonction des coefficients de perte de charge "A" dans l'écoulement turbulent et "B" dans l'écoulement laminaire.

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

#### I.1.3- back pressure

Sa forme est :  $Q = c(P_R^2 - P_{wf}^2)^n$

"c" est déterminé à partir de pression et des propriétés de réservoir

#### I.1.4- C and N

C'est la forme simplifiée de l'équation back pressure :

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

- ✓ "c and n" sont déterminés en traçant la courbe de Q en fonction de  $(P_R^2 - P_{wf}^2)$  sur un papier log-log.
- ✓ n: est la pente de la ligne droite résultante, elle varie entre 0,5 et 1.

### I.1.5- Multi-rate "c and n"

Plus de 10 points de test peuvent être entrées et ils vont être adaptés pour l'équation précédant "c and n".

### I.1.6-Multi-rate Jones

Plus de 10 points de test peuvent être entrées et ils vont être adaptés pour la corrélation de Jones pour les gaz qui est exprimé sous la forme :

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

### I.1.7- Modified isochronal

Les tests isochrones modifiés sont généralement utilisés pour les puits à gaz parce qu'ils ont besoin moins de temps pour atteindre les résultats comparable au test isochrone. Ce modèle est basé sur celui de back pressure :

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

$$\text{Si : } n=1, c = \frac{0.703kh}{\mu g T Z \log\left(\frac{0.606 r_e}{r_w}\right)}$$

### I.1.8- Forcheimer with pseudo pressure

C'est un modèle récent qui est basé sur le modèle standard de Forcheimer, en remplaçant le terme pression par la fonction pseudo pression :

$$\Psi_R - \Psi_{wf} = AQ + BQ^2$$

$$\text{Où : } \Psi_i = 2 \int_0^{P_i} \frac{P}{\mu z} dP$$

Les deux coefficients A et B sont différents de A et B introduits dans le modèle de Forcheimer.

### I.1.9- Multi-rate Forcheimer with pseudo pressure

Il est basé sur le modèle précédent dont l'expression est :

$$\Psi_R^2 - \Psi_{wf}^2 = AQ + BQ^2$$

A et B sont déterminés à partir des données de well test.

## II.2-Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing

### II.2.1- Les différents modèles

Plusieurs méthodes empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées au tubing de production. Parmi ces méthodes on peut citer les modèles suivants :

- ✓ Modèle homogène.
- ✓ Modèle de glissement.
- ✓ Modèle généralisé.

#### a - Modèles homogènes

Ces modèles ne tiennent pas compte de HL pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Et considèrent une même vitesse d'écoulement gaz et liquide. Leurs

domaines de validité assez réduite, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases

### **b- Modèles de glissement**

On les considère plus précis que les précédents, et admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes. Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction de HL. Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de pertes de charge qui dépend lui-même des propriétés des fluides.

La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction de HL et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974).

### **c- Modèles généralisés**

Ils sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est considérée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase.

## **II.2.2- Les principales corrélations**

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations dans trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique.

- ✓ **Catégorie A:** Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré.
- ✓ **Catégorie B:** L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré.
- ✓ **Catégorie C:** Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés.

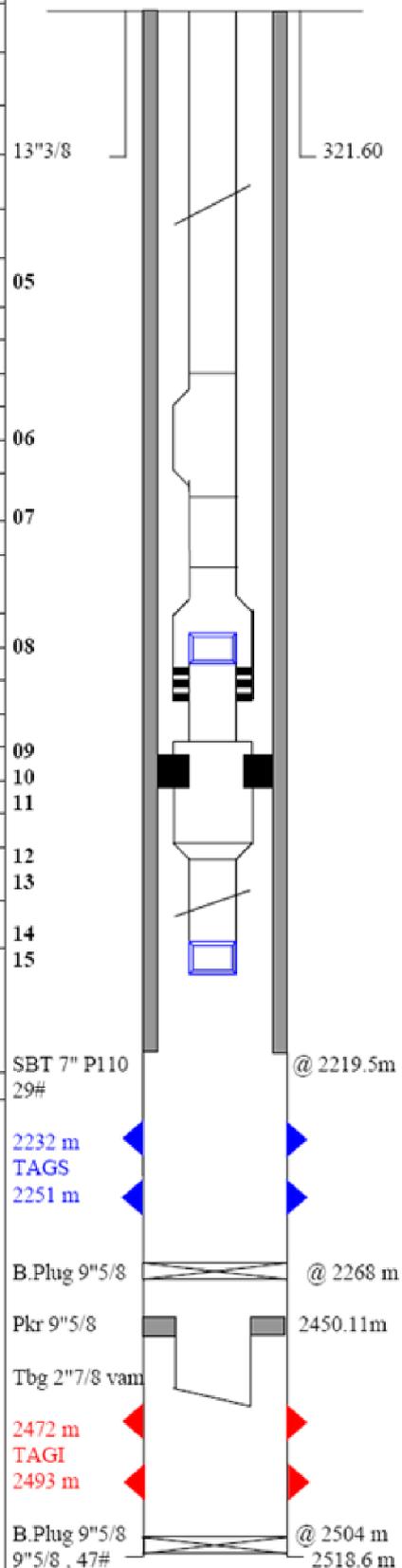
Le glissement est défini comme étant le mouvement de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide où les deux phases coulent indépendamment à différentes vitesses. Des régimes d'écoulement ont été suggérés pour décrire ces différents types des modèles d'écoulement qui peuvent exister dans l'écoulement multiphasique. Ceux-ci incluant l'écoulement à bulle, à lingot, de transition, et de brume.

Plusieurs corrélations d'écoulements multiphasiques sont développées jusqu'à présent.

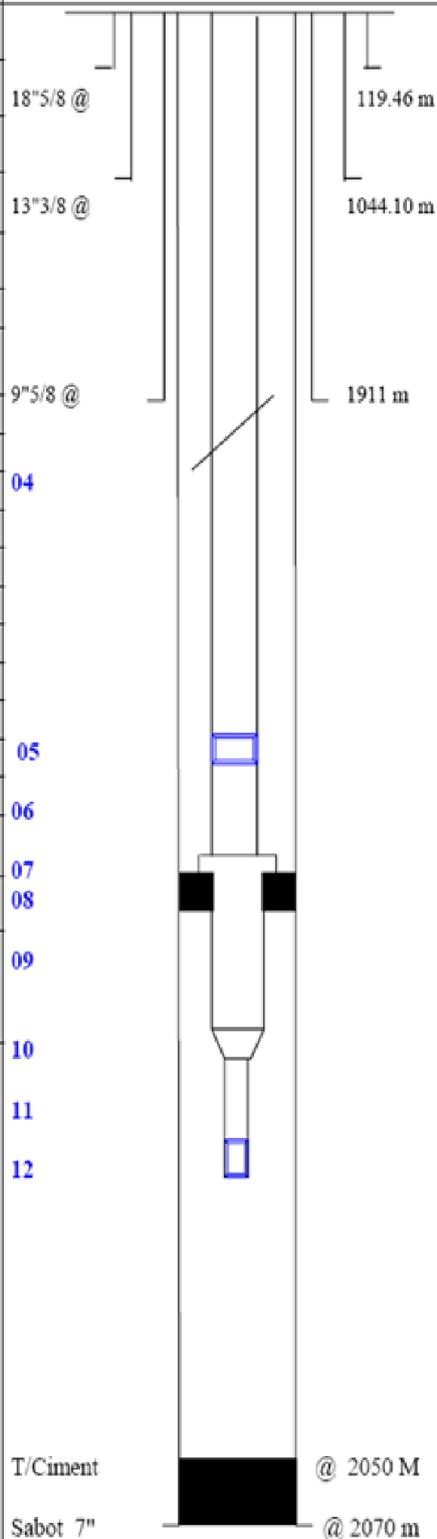
Cependant, aucune corrélation ne s'est avéré la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui s'adaptera le mieux aux caractéristiques de chaque puits. Au lieu d'avoir des données pour valider un type particulier de corrélation,

Les sections suivantes décrivent certaines corrélations plus prédominantes par le type de catégorie.

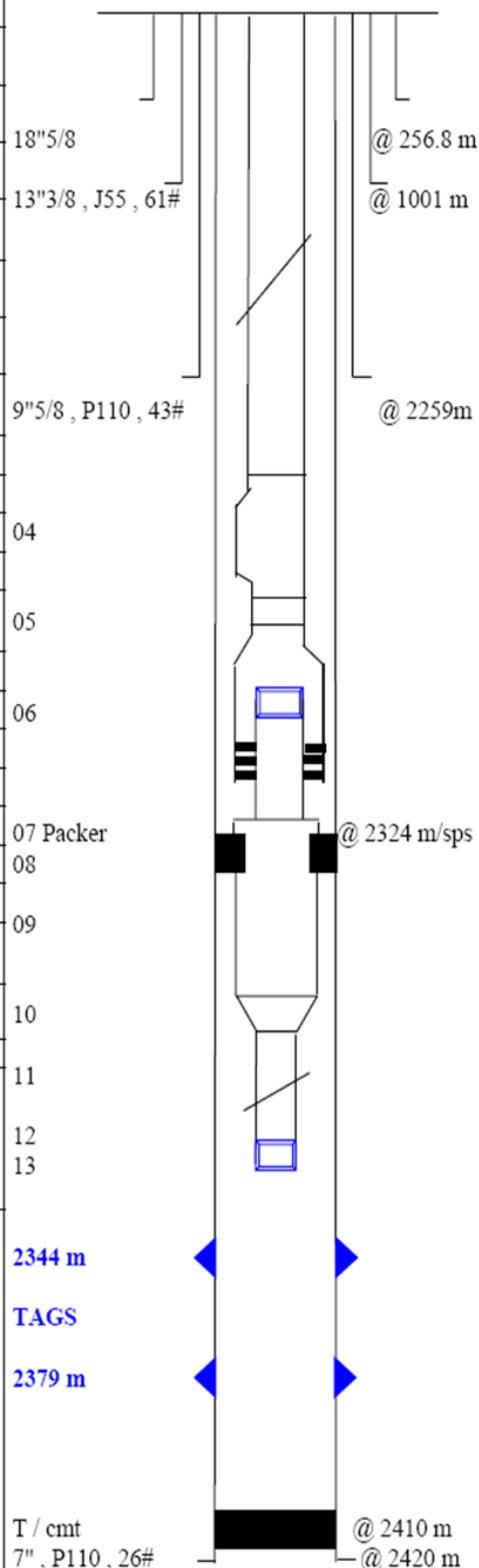
NZ 1	FICHE TECHNIQUE						COORDONNEES UTM : X = 261289.100 Y = 3399662.920	
	RESERVOIR			TAGS			COUPE TECHNIQUE Zs = 190.00 m Zt = 194.00 m	
<b>TETE D'ERUPTION</b>								
<b>CSG HEAD</b>		<b>CSG SPOOL</b>				<b>T/ HD F LDO</b>		
13" 5/8_3K		13" 5/8_3K x 11" _5K + PACK OFF FLANGE 11" 5000				11" X 9" _5K		
<b>ADAPTEUR</b>	<b>SUSPENSION</b>	<b>ARBRE NOEL</b>			<b>VAN.AUT</b>			
9" X 4" 1/16 - 5K	9" NOM	4"1/16_5K MC-EVOY & CROWN			4"1/16_5K OTIS			
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>								
N°	DESIGNATION					LONG	COTE	
01	OLIVE OCT 9" NOM , 4"1/2 LTC TOP X BTM					0.10	0.00	
02	REDUCTION 4"1/2 LTC M X 4"1/2 VAM F					0.20	0.10	
03	01 TUBING 4"1/2 VAM M X M , N80 , 12.60#					9.55	0.30	
04	2 P/ JOINTS 4"1/2 VAM , N80 , 12.60# ( 1.95 M & 1.95 M )					3.90	9.85	
05	227 TUBINGS 4"1/2 VAM , N80 , 12.60#					2166.04	13.75	
06	SIDE POCKET MERLA 215 WB , ID : 87 MM , EQUIPE D'UN PLUG 1"					2.00	2179.79	
07	01 TBG 4"1/2 VAM , N80 , 12.60 #					9.30	2181.79	
08	T / JOINT 212 SD 7044 C = 1.20 , WITH SIEGE X 3"313 INTEGRE DANS TJ ( 5.95 M + C 1.20 M )					7.15	2191.09	
09	OVERSHOT SEAL UNIT 212 WC 7018					0.92	2198.24	
10	PACKER OTIS 7" - 212 WC 7034 , ID 4"					1.43	2199.16	
11	MILLOUT EXTENSION 5" LTC M X M					4.42	2200.59	
12	COMBINAISON COUPLING 5" LTC F X 4"1/2 LTC F					0.30	2205.01	
13	FLOW COUPLING 4"1/2 LTC , OTIS					1.83	2205.31	
14	PUP JOINT 4"1/2 LTC , N80					1.28	2207.14	
15	SIEGE OTIS TYPE XN 3"313 X 3"135 PROFIL 4"1/2 LTC					0.50	2208.42	
<b>PERFORATIONS</b> ( CONSULTER FISHER PERFOS PAR SIMPLE CLIC )								
DATE	DIAM	DENSITE TIR	TYPE	TOP	BASE	RMQUES		
18/02/61	13.0			2232.0	2236.0	TAGS		
18/02/61	13.0			2236.0	2239.0			
18/02/61	13.0			2240.5	2243.0			
18/02/61	13.0			2243.0	2245.0			
18/02/61	13.0			2247.0	2251.0			
18/02/61	13.0			2472.0	2493.0	TAGI isolé par B/P 9"5/8		
<b>OBSERVATIONS</b>								
FORE AVEC CLNE DE PROD. 9" 5/8								
1ERE REPRISE FEV 1975 , CHEMISAGE AVEC CLNE 7" , P110 , 29 #								
DERNIERE REPRISE AOUT 1992 , CHANGEMENT TUBING DE PRODUCTION.								
EA1 SOUS BRUT DEGAZE								
CLIQUER SUR <a href="#">COLONNE TUBING</a>								
F_ TECH DU 21/10/92								
MISE A JOUR LE 05/05/05 PAR M. DJALAB								



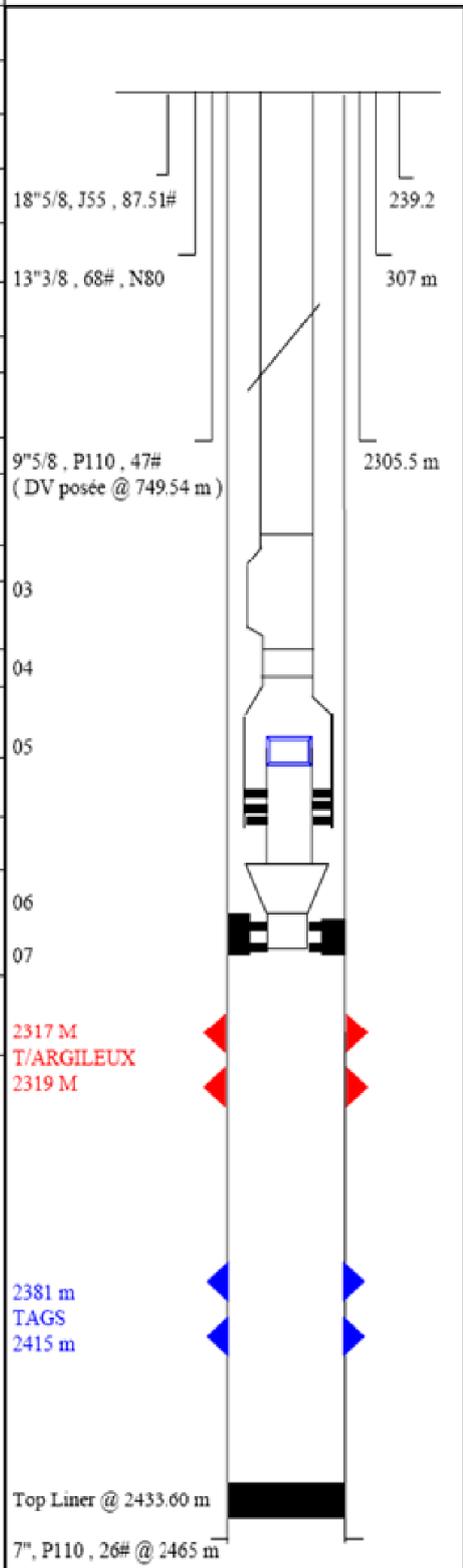
NZ 5B	FICHE TECHNIQUE					COORDONNEES UTM : X =261.650,15 Y = 3 397 500.11	
	RESERVOIR		TAGS			COUPE TECHNIQUE Zsol =192.70 Zt =	
<b>TETE D'ERUPTION</b>							
<b>CASING HEAD</b>	<b>CSG SPOOL</b>			<b>T HD ST-F</b>			
13" 5/8_3K	13"5/8_3000 x 11" 5000			11" x 7" 1/16_5K			
<b>ADAPTEUR</b>	<b>SUSPENSION</b>	<b>ARBRE NOEL</b>		<b>VAN.AUT</b>			
7 "1/16 x 4" 1/16_5K	BPV 3"900	4"1/16-5000 CROWN & MC EVOY		OTIS			
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>							
N°	DESIGNATION				LONG	TOP	
01	OLIVE 7"1/16 NOM , 4"1/2 VAM F DOWN X 4"1/2 LTC UP F. BPV MIN BORE 3"900				0.35	0.00	
02	RÉDUCTION 4"1/2 VAM M X 4"1/2 TDS M ; ID = 3"7/8				0.33	0,35	
03	197 TUBINGS 4"1/2 TDS , 12,60 # , N 80				1861,82	0,68	
04	TBG 4"1/2 VAM M x TDS F ( RÉDUCTION )				9,00	1862,5	
05	NIPPLE 4"1/2 OTIS X 3"313 VAM M X F TYPE X , OTIS				0.37	1871,5	
06	TUBING 4"1/2 VAM M x VAM F				8.65	1871,87	
07	OVERSHOT SEAL UNIT 4"1/2 VAM F , 212 WC 7018				0.91	1880,52	
08	PACKER OTIS 7" – 212 WC 7034 , ID 4"				1.43	1881,43	
09	MILLOUT EXTENSION 5" LTC				4.42	1882,86	
10	RÉDUCTION 5" X 4" 1/2 LTC F X F				0.26	1887,28	
11	PUP JT 4"1/2 LTC				0.75	1887,54	
12	SIEGE 3"313 X 3"135 PROFIL 4"1/2 LTC				0.33	1888,29	
<b>PERFORATIONS</b> ( CONSULTER FISHER PERFOS PAR SIMPLE CLIC )							
DATE	DIAM	DENSITE TIR	TYPE	TOP	BASE	RMQUES	
18/02/81	2.125	13.5	UNIA	2007.0	2009.0	TAGS	
18/02/81	2.125	13.5	UNIA	2011.0	2012.5		
18/02/81	2.125	13.5	UNIA	2014.0	2016.0		
18/02/81	2.125	13.5	UNIA	2022.0	2025.0		
<b>OBSERVATIONS :</b>							
FORAGE DU 03/09/78 AU 31/01/79 , ABANDON PROVISOIRE SUITE MAUVAISE CIMENTATION DE LA COL 7"							
<b>1ER REPRISE :</b> DU 09/05/79 AU 21/06/79 : RESTAURATION DU 7" AVEC INTEGRATION D'UNE DV A 1238 M + CMPLT INITIALE							
<b>2° REPRISE :</b> DU 13/01/91 AU 29/01/91 (CHGT CMPLT CORRODEE )							
<b>3° REPRISE :</b> DU 07/07/95 AU 21/07/95 (CHGT CMPLT CORRODEE )							
<b>4° REPRISE :</b> DU 01/AU 13 JANV 02 : ( CHGT CMPLT CORRODEE )							
COLONNE ANCREE EN COMPRESSION : 1T							
EA 1 SOUS BOUE AVA OIL : 90/10 ; D : 0,90 , V : 32 ; F : 6 ; F : 5 ; YP : 2 ; SOLIDE : 2 ;							
CAKE : 0,5 ; GEL 0 : 1 ; GEL10 : 2							
 <b>CLIQUER ICI :</b> RPTS FIN REPRISE + COLONNE TUBING							
 <b>F _ TECH DU 16 JANV 02</b> <b>MISE A JOUR LE 06/05/05 PAR M.DJALAB</b>							
T/Ciment @ 2050 M Sabot 7" @ 2070 m							



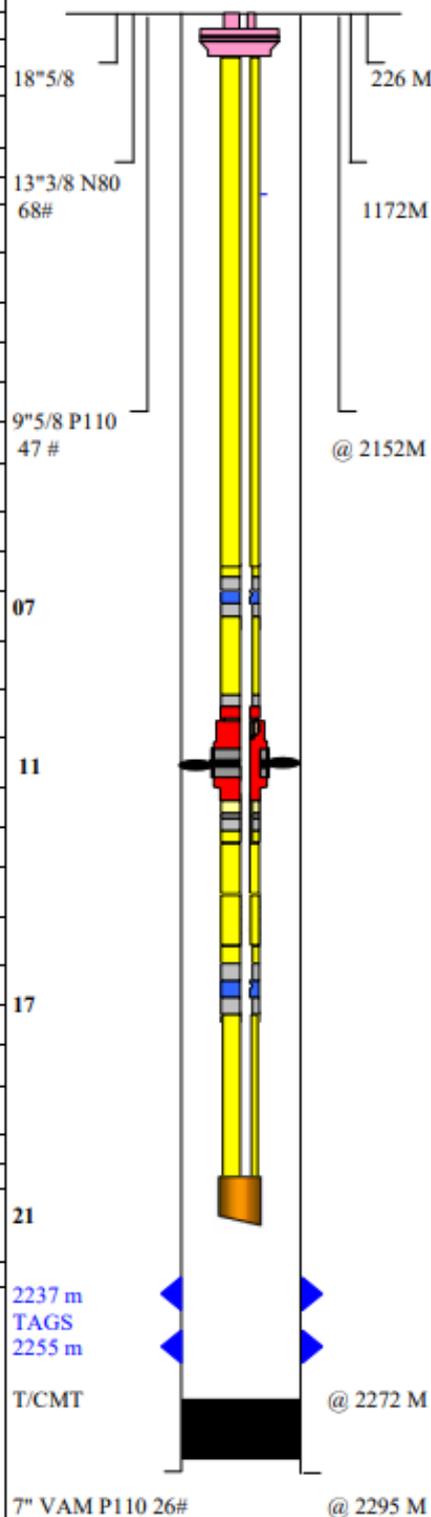
NZ 8		FICHE TECHNIQUE				COORDONNEES UTM : X = 263761.700 Y = 3392924.590	
		RESERVOIR		TAGS		COUPE TECHNIQUE ZS = 194.24 m Zt = 201.64 m	
<b>TETE D'ERUPTION</b>							
<b>CSG HEAD</b>		<b>CSG SPOOL</b>			<b>T HD LDO</b>		
13"5/8_ 3000		13"5/8_ 3000 x 11" 5000			11" x 9" _ 5K		
<b>ADAPTEUR</b>		<b>SUSPENSION</b>	<b>ARBRE NOEL</b>		<b>VAN.AUT</b>		
9" x 4"1/16 - 5K		HG FBB 9" Nom.	4"1/16_ 5K CAMERON & MC EVOY		OTIS		
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>							
N°	DESIGNATION			LONG	COTE		
01	OLIVE FBB 9" NOM 4"1/2 VAM UP & BTM W/SIEGE X 3"813			0.20	0.00		
02	2 P/J 4"1/2 VAM ,N80 , 12.60 # (5.93 + 2.98 )			8.91	0.20		
03	247 JTS 41/2 VAM , N80 , 12.60#			2296.11	9.11		
04	SIDE POCKET MERLA 215 WB ID 87 MM			2.00	2305.22		
05	01 JTS 4"1/2 VAM , N80 , 12.60#			9.00	2307.22		
06	TRAVEL JOINT 212 SD 7044 C = 1.20 SIEGE X INTEGRE DANS TJ 3"313			7.15	2316.22		
07	OVERSHOT SEAL UNIT 212 WC 7018			0.91	2323.37		
08	PACKER OTIS 7" 212 WC 7034, ID 4" ; 2324/ELEC			0.80	2324.28		
09	MILLOUT EXTENSION 5" LTC M X M			4.42	2325.08		
10	RED 5" LTC F X 4"1/2 LTC F			0.30	2329.50		
11	PUP JT 4"1/2 M X M			1.83	2329.80		
12	FLOW COUPLING 4"1/2 LTC F X M			1.28	2331.63		
13	SIEGE 3"313 X 3"135 PROFIL 4"1/2 LTC			0.40	2332.91		
<b>PERFORATIONS ( CONSULTER FISHER PERFOS PAR SIMPLE CLIC )</b>							
DATE	DIAM	DENSITE TIR	TYPE	TOP	BASE	RMQUES	
10/04/01	2.875	20	GUN	2344.0	2348.0	TAGS pour déplétion niveau	
15/01/80	2.125	13.5	UNIC	2363.0	2365.0	TAGS	
15/01/80	2.125	13.5	UNIC	2366.0	2368.0		
15/01/80	2.125	13.5	UNIC	2370.0	2372.0		
15/01/80	2.125	13.5	UNIC	2374.0	2375.5		
15/01/80	2.125	13.5	UNIC	2378.0	2379.0		
<b>OBSERVATIONS :</b>							
DERNIERE REPRISE JUIN 1992							
EA 7" X 4"1/2 SOUS BRUT.							
OLIVE DE SUSPENSION AVEC SIEGE X 3"813 INTEGRE.							
<b>NB</b> : 09-10/04/01 : HESP : PERFORATIONS DE LA SERIE 2344 - 2348 M ( CANNON 2"7/8 , PHASE : 60 ° , PENETRATION : 22" , 20 CPS/M , SDP ) , OPER SUPERVISEE PAR ZEGHDAOUI + KEBLI , COUT OPER : 1851696 DA							
TOP W L DU 13/04/01 : 2405M/CR							
CLIQUER SUR : <a href="#">COLONNE DE TUBING</a>							
<b>F _ TECH DU 04/08/92</b>							
<b>MISE A JOUR LE 06/05/05 PAR M . DJALAB</b>							

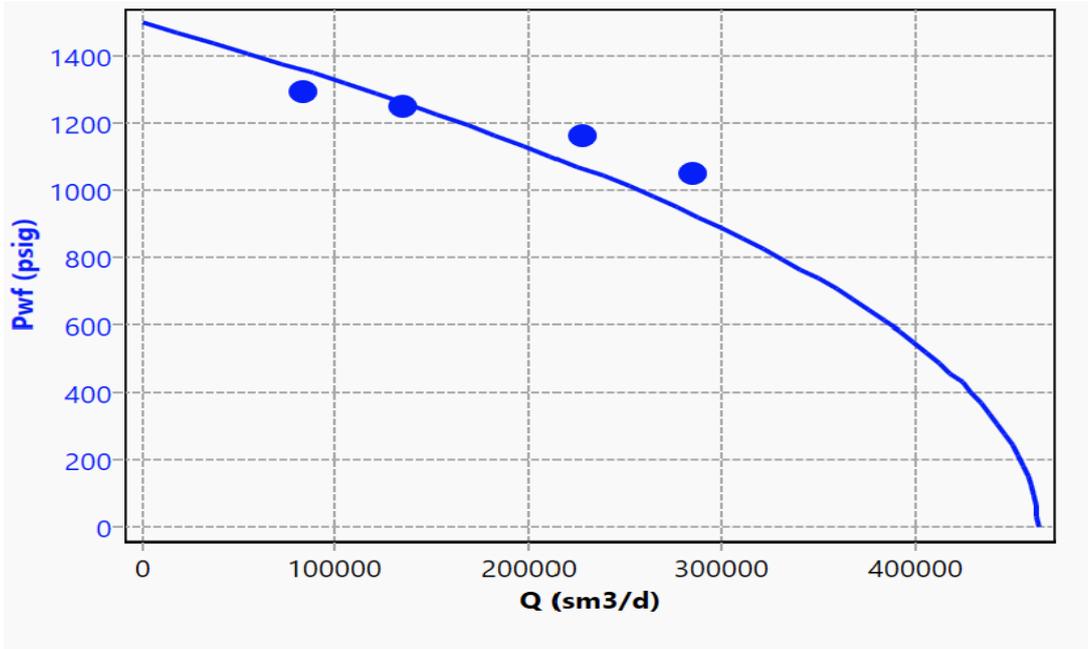
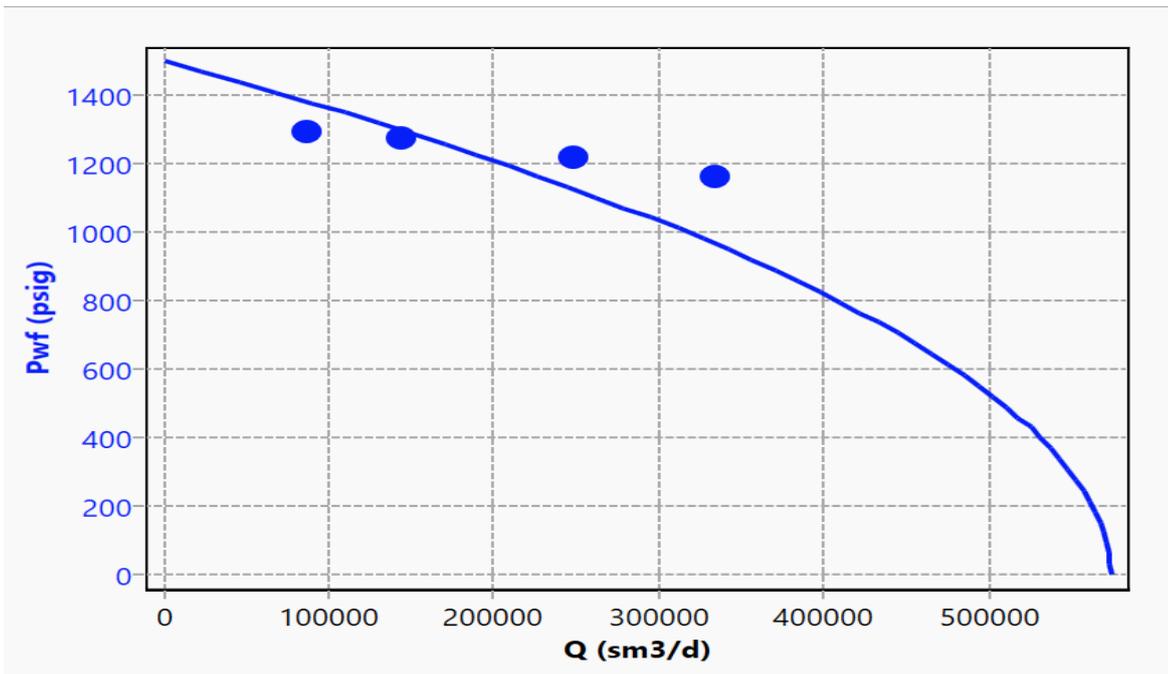


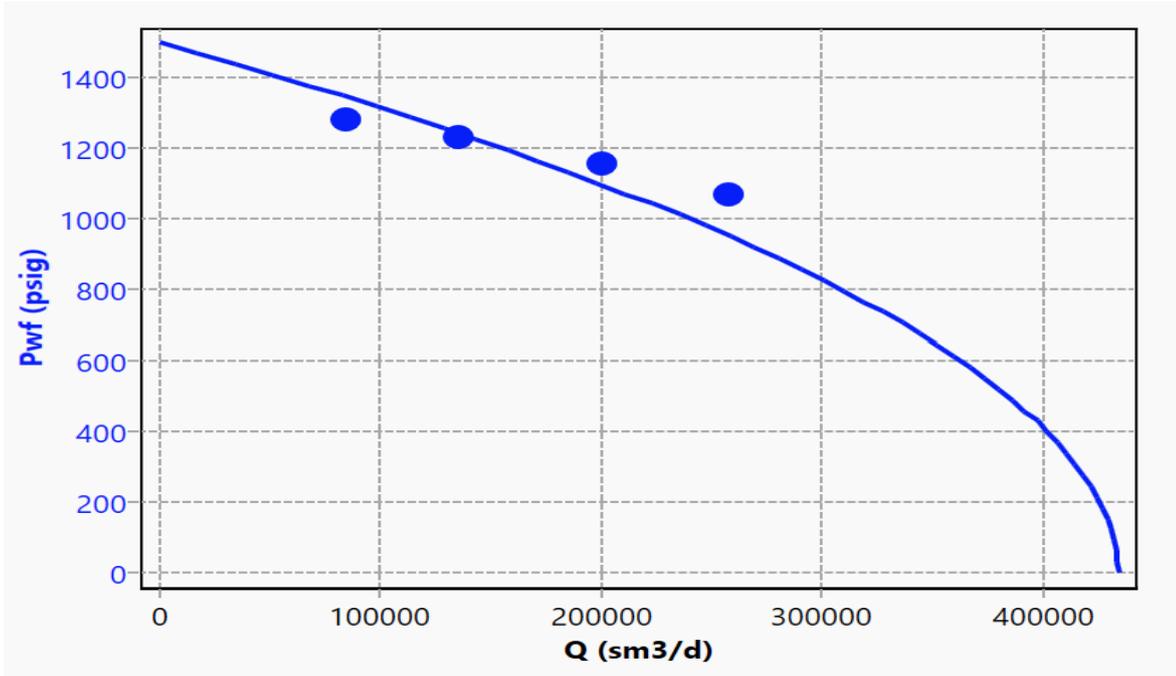
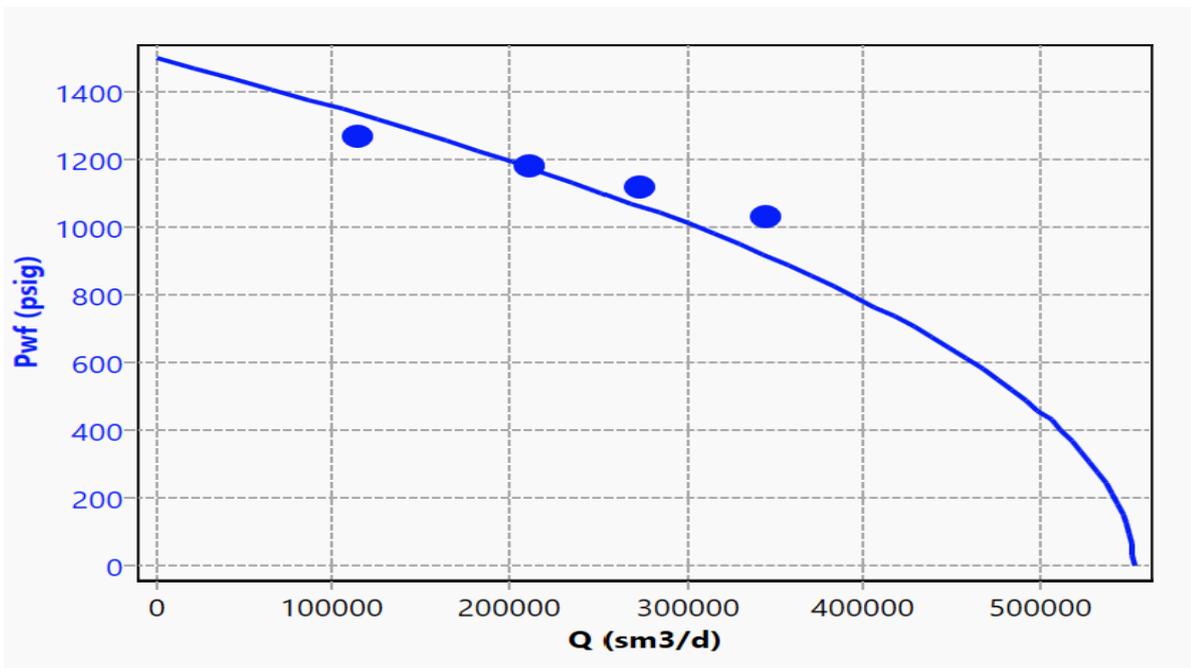
NZ 10	FICHE TECHNIQUE					COORDONNEES UTM : X = 266 150.080 Y = 3 394679.960	
	RESERVOIR	TAGS				COUPE TECHNIQUE Z s =192.46 m Z t = 196.96 m	
<b>TETE D'ERUPTION</b>							
<b>CSG HEAD</b>		<b>CSG SPOOL</b>			<b>T / HEAD LDO</b>		
13"5/8- 3000		13"5/8 – 3K x 11" – 5K			11" x 7"1/16 - 5K		
<b>ADAPTEUR</b>		<b>SUSPENSION</b>		<b>ARBRE NOEL</b>		<b>VAN . AUT</b>	
7"1/16 x 4"1/16 – 5K		HG F BB 7"1/16 Nom.		4"1/16 –5K Mc-Evoy		OTIS	
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>							
N°	DESIGNATION				LONG	TOP	
01	OLIVE 4"1/2 LTC UP X 4"1/2 VAM BTM W/ SIEGE 3"813 TYPE X				0.20	0.00	
02	243 JTS TBG 4 "1/2 VAM N80 12.75 #				2265.78	0.20	
03	S/POCKET TMPD 4"1/2 AVEC PLUG 1" TYPE RED. (RETRAIENABLE EQUAL SUB)				1.90	2265.98	
04	TUBING EN 4"1/2 VAM N80 12.75 #				9.45	2267.88	
05	T / JOINT OTIS 212 D 7242 , 4"1/2 VAM AVEC SIEGE INTEGRE X 3"313 , C - T/JT=1.20 m				7.15	2277.33	
06	ANCHOR SEAL FILETE EN 4"1/2 VAM 13.50# P110				0.20	2284.48	
07	PKR BAKER 85FAB47, HAUT PACKER : 0.71 ( COTE PACKER : 2300 M/ELECT )				0.71	2284.68	
<b>PERFORATIONS ( CONSULTER FISHER PERFOS PAR SIMPLE CLIC )</b>							
DATE	DIAM	DENSITE TIR	TYPE	TOP	BASE	RMQUES	
30/05/01	2.875	18	SDP	2317	2319	LIAS ARGILEUX POUR DEPLETION NIVEAU CANON 2"7/8 ; 20 C/M ; 60 ° PENETRATION 22"	
	2.125	13	UNIA	2381	2385	TAGS	
	2.125	13	UNIA	2403	2408		
	2.125	13	UNIA	2412	2415		
<b>OBSERVATIONS</b> : FIN SONDAGE LE 09 / 07 / 1979							
CASING 18"5/8 , J 55 , 87.51 # @ 239.2 M							
CASING 13"3/8 , 68 # , N80 POSE 307 M UNE DV BAKER A LA COTE 749.54 M TRES MAL CIMENTE . LIBRE SUR TOUTE LA LONGUEUR							
CASING 9"5/8 , 47# , P 110 @ 2305.5 M : CIMENTATION MOYENNE							
CASING 7" 26# , P110 VAM: MAL CIMENTE SUR LA PARTIE RESERVOIR							
<b>NB:</b> LORS DE LA CIMENTATION DU 7"LES ANNULAIRES ( 13"3/8 X 9"5/8 ET 9"5/8 X 7" ) ETAIENT EN PRESSION .							
<b>24/03/01</b> : EA 7"X 4"1/2 SOUS EAU TRAITEE AU NORUST 720							
<b>18/04/01</b> : RECUPERER UNE VANNE 1"SM14 R DE LA S/POCKET TMPD 4"1/2 ET MISE EN PLACE PLUG 1" TYPE RED. ( RETRIVABLE EQUALISING SUB ) : COTE W L : 2276 M/CC							
<b>30/05/01</b> : FOND ELECTRIQUE = 2425 M/HESP							
<b>29/05/01</b> : FOND WIRE LINE : 2422 M/CR AVEC GC : 82 MM							
ÉA 1 SOUS EAU TRAITEE AU NORUST 720 DU 19/04/01							
CLIQUER SUR : <a href="#">COLONNE TUBING</a>							
<b>F TECH DU 13/07/79</b>							
<b>MISE A JOUR LE 06/05/05 PAR : M. DJALAB</b>							

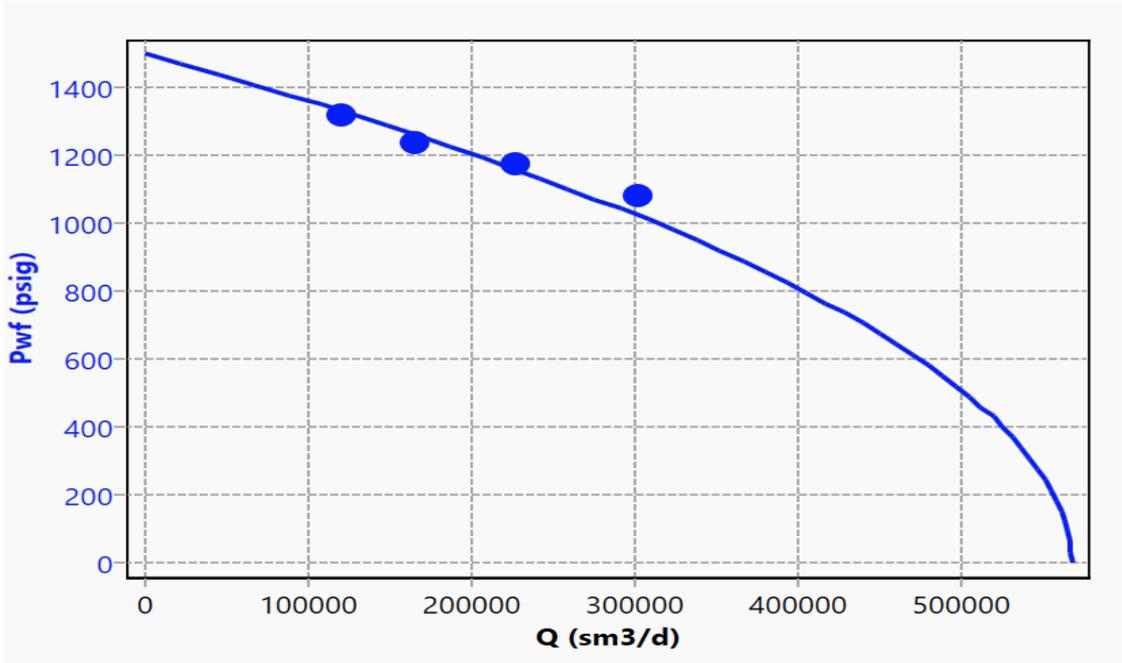


NZ 12 Après w.o		FICHE TECHNIQUE					COORDONNEES UTM : X = 262623.160 Y = 3397397.320	
		RESERVOIR TAGS					COUPE TECH : ZS = 191.68 m; ZT = 199.08 m	
<b>TETE D'ERUPTION</b>								
<b>CSG HEAD CAM</b>	<b>CSG SPOOL CAMERON</b>		<b>T/ HEAD CAM</b>					
13"5/8- 3000	13"5/8 - 3000 x 11" 5000		11"5K x 7"1/16-5K					
<b>ADAPTEUR CAM</b>	<b>SUSPENSION</b>	<b>ARBRE NOEL</b>		<b>V/AUT Cameron</b>				
7"1/16 x 4"1/16-5K		4"1/6- 5K Cameron à l'exception 2VM Mc évoy		4"1/6- 5000				
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>								
N°	DESIGNATION				LONG	TOP		
01	Cameron CXS 7-1/16" Nom X 4-1/2" Vam Top 13.5# 13% cr L80 , OD : 7"436 , ID : 3"920				0.30	0,00		
02	Red 4"1/2- 12.60# N-Vam M x 4"1/2 vam top 13.50# -13% Cr OD: 4"968 , ID : 3"920				1.50	0,30		
03	01 tbg 4"1/2 vam top 13% Cr L80,OD: 4"968 , ID : 3"920				12.12	0,60		
04	PJ 4 1/2" 13.5# 13%Cr L80 Vam Top, OD: 4"968, ID : 3"920				1.50	2,10		
05	177 tbg 4"1/2 13% Cr L80 VamTop, OD: 4"968 , ID : 3"920				2146.94	14,22		
06	P/ Jt 4 1/2" 13.5# 13%Cr L80 Vam Top FxM, OD: 4"968, ID: 3"920				1.51	15,72		
07	Siège 4 1/2" 13.5# VamTop FxM type R 13%Cr, OD: 5"035 , ID : 3"688				0.38	2162,66		
08	PJ 4 1/2" 13.5# 13%Cr L80 Vam Top, OD: 4"968, ID : 3"920				1.50	2164,17		
09	PJ 4 1/2" 13.5# 13%Cr L80 Vam Top, OD: 5"128, ID : 3"920				1.50	2164,55		
10	4 1/2" 13.5# VamTop box Ratch Latch Locator w/ Nitrile Seals 13% Cr, OD: 5"920 , ID : 3"867- 7500 psi wp				0.59	2166,05		
11	7" 23-32# Permanent MHR Packer 13% Cr FW, Nitrile elastomers, OD: 5"875 , ID : 3"875- 7500 psi wp				1.81	2167,55		
12	7" M-O Extension 5" 18# N-Vam F X 4 1/2" VamTop M, 13% Cr, OD: 5"035 , ID : 4"220-10000 psi wp				0.99	2168,14		
13	Hallib Adapter 5" 18# N-vam Pin X 4"1/2 13.5# pin OD: 5"610 , ID : 3"884				0.31	2169,95		
14	P/ Jt 4 1/2" Vam Top -13.5# 13% Cr L80, OD: 4"968 , ID : 3"920				1.51	2170,94		
15	01 TBG 4 1/2" 13%Cr L80 VamTop, OD: 4"968, ID : 3"920				12.36	2171,25		
16	Pup Joint 4 1/2" 13.5# 13% Cr L80 Vam Top Box X Pin, OD: 4"968 , ID : 3"920				1.51	2172,76		
17	Siège 4 1/2" 13.5# VamTop F x M 3.688" R 13% Cr, OD: 4"989, ID : 3"688				0.38	2185,12		
18	P/ Jt 4 1/2" 13.5# 13%Cr L80 Vam Top, OD: 4"968, ID : 3"920				1.51	2186,63		
19	Tbg 4"1/2 13% Cr L80 VamTop , OD: 4"968 , ID : 3"920				12.36	2187,01		
20	P J4"1/2,13.5# 13% Cr,L80 Vam Top FxM,OD: 4"968,ID: 3"920				3.02	2188,52		
21	Sbt 4 1/2" 13.5# VamTop F 13% Cr, OD: 4"960 , ID : 3"870, Bas Sbt = 2204.20 m				0.30	2200,88		
<b>PERFORATIONS</b>								
DATE	DIAM	DENSITE	TYPE	TOP	BASE	RMQUES		
22/07/81	2.125	13.0	UNIA	2237.0	2238.5	TAGS		
22/07/81	2.125	13.0	UNIA	2239.0	2240.5			
22/07/81	2.125	13.0	UNIA	2252.3	2255.0			
15/06/82	2.125	6.70	UNIA	2244.5	2250.0			
<b>OBSERVATIONS :</b>								
<b>1ere reprise :</b> Avril et Mai 92								
18"5/8 @ 226 m. 13" 3/8, N80 68# @ 1172 m. 9"5/8,P110 47# @ 2152 m								
7" ; P110 ; 26 # @ 2295 m								
<b>Résultat du test d'un échantillon de fond au laboratoire BJSP du 19/06/2000 :</b>								
présence d'oxyde de fer, sable, grés de formation et dépôts organiques est à écarter.								
Année 2004 : PS (TAGS= 93.70 kgs/cm2 a la cote 2200 m)								
<b>NB: Le puits a été repris en Mars 2007 par Repsol (chgts de emplt suite coincement de la s/c au niveau du siège x)</b>								
∞ <b>2ème reprise :</b> Appareil TP 201: TR - TH = 7.60 M								
∞ <b>Rig Mobilization started :</b> 28/02/07 ; <b>Workover Started :</b> 14/03/07 at 18.00 hrs								
∞ <b>Workover Complete:</b> 31/03/07 ; <b>Rig Released :</b> 31/03/07 at 19.00 hrs								
∞ <b>Handover to Production Operations:</b> 22/04/07								
<b>F TECH DU MOIS DEC 1979 ; MISE A JOUR LE 13/05/10 PAR M. DJALAB</b>								



**IPR de puits NZ 1****IPR de puits NZ 5Bis**

**IPR de puits NZ 8****IPR de puits NZ 10**



IPR de puits NZ 11

