

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**BENZID Abd Ennour & BEGGUI Djamel & BOUNATLA Youcef**

**-THEME-**

---

# **OPTIMISATION DU SYSTEM DE PRODUCTION DE LA REGION DE GASSI TOUIL ET ETUDE PREVISIONNELLE (APPLICATION Champ Nezla Sud)**

---

**Soutenue le : 06 / 06 / 2015 devant la commission d'examen**

**Jury:**

<b>Président:</b>	<b>-DAOUI Hafsa</b>	<b>Univ.Ouargla</b>
<b>Examineur:</b>	<b>-ARBAOUI Mohammed ali</b>	<b>Univ.Ouargla</b>
<b>Promoteur:</b>	<b>-BEDROUNI Mohammed</b>	<b>DP.GTL</b>
<b>Encadreur:</b>	<b>-CHETTI Djamel Eddine</b>	<b>Univ.Ouargla</b>



### Résumé:

L'étude d'un gisement a pour but d'établir un projet de développement à partir de la découverte d'un réservoir productif .Le gisement NEZLA SUD y compris le réservoir TAGS (trias-argileux gréseux supérieur) est un gisement de gaz à condensât, découvert en 1958 avec une Pression de rosé =298.8 bar.

Notre travail consiste à optimiser le champ de NEZLA SUD-TAGS pour une exploitation optimale du gisement.

A l'aide de l'analyse nodale, une étude de sensibilité sur les pertes de charges des puits en production est présentée dans le but de construire un modèle de puits.

L'estimation des réserves en place est réalisée par le logiciel MBAL

L'optimisation de la colonne de production et du réseau collecte est réalisée respectivement par les logiciels PROSPER et GAP.

Le modèle des puits est initialisé et validé après estimation des réserves.

Mots clés :analyse nodale ,optimisation, logiciels GAP , PROSPER, MBAL.

### Abstract :

-The study of a deposit is to establish a development project from the discovery of a producing reservoir .The Nezla SOUTH deposit including TAGS reservoir is a gas condensate field, discovered in 1958 with a rose pressure = 298.8 bar.

Our job is to optimize the field Nezla SOUTH TAGS for optimal exploitation of the deposit. Using nodal analysis, a sensitivity study on load losses of producing wells is presented for the purpose of building a well model.

The estimation of reserves is made up by the software MBAL

The optimization of the production and collect is performed respectively by the PROSPER and GAP software.

The well model is initialized and validated after estimating reserves.

Key words: nodal analysis, optimization, GAP software, PROSPER, MBAL.

---

# REMERCIEMENTS



*Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.*

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr **CHATTI DJAMEL EDDINE** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux,*

*Nous remercions chaleureusement notre promoteur à SONATRACH Mr. **BEDROUNI MOHAMMED**, pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Nous adressons également un grand merci à Mr. **SAKHI MOHAMMED** qui nous a beaucoup aidés à réaliser ce travail dans de bonnes conditions.*

*Ainsi qu'à **DEROUICHE ABD ERAHHIM** qui nous a beaucoup contribués à réaliser ce travail.*

*En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.*

*Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants de département des hydrocarbures de l'université de Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.*

*ABD ENNOUR ET YUCEF ET DJAMEL*

*Merci*



# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à ma cher frère Abd Elhamid. À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Benzid.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chères amies sur tout:*

*, youcef betta, Mahdjoubi Boubaker, Ben zeghmane med yacin, Mounir Ben mir, Amer Bensaci Yasser, Toufik ben oumhani , Mouad Tidjani, et les autres. Sans oublier bien sur mon préférable trinôme BEGGUI DJAMEL et BOUNATLA YUCEF tous mes collègues du groupe Production.*

*A Tous ceux qui m'aime et que j'aime et je respecte.*

**BENZID ABD ENNOUR**



# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères. À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Beggui.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chères amies sur tout:*

*Mounir Ben mir, Ali hamouiya , Aissa saker et les autres. Sans oublier bien sur mon préférable trinôme*

*BEN ZID ABDE ENOUR et BOUNATLA*

*YOUCEF tous mes collègues du groupe Production.*

*A Tous ceux qui m'aime et que j'aime et je respecte.*

**BEGGUI DJAMEL**





# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères. À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Bounatla.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chères amies sur tout:*

*Dokma lakhdar , Chekaim mehrez , youcef betta, Ben zeghmane M yacin, , Amer Bensaci benoun belgasse, bn Mobarek, et les autres. Sans oublier bien sur mon préférable trinôme BEGGUI DJAMEL et BENZID EBD ENNOUR et tous mes collègues du groupe Production.*

*A Tous ceux qui m' aime et que j'aime et je respecte.*

*BOUNATLA YUCEF*

## Liste Des Figures

<b>Figure (I.1):</b> Situation géographique du région de Gassi Touil .....	2
<b>Figure (I.2):</b> le positionnement des champs de région Gassi Touil .....	3
<b>Figure (II.1):</b> Evolution du Bg en fonction de la pression.....	6
<b>Figure (II.2):</b> Evolution du Z en fonction de la pression .....	6
<b>Figure (III.1):</b> Idealized water-drive gas reservoir .....	8
<b>Figure (III.2):</b> profile de pression des puits .....	10
<b>Figure (III.3):</b> historique de la production des puits.....	11
<b>Figure (III.4):</b> P/Z en fonction de Gp .....	12
<b>Figure (III.5):</b> P/Z (over pressured) en fonction de Gp .....	14
<b>Figure (III.6):</b> P/Z (Cole method) en fonction de Gp.....	15
<b>Figure (III.7):</b> <i>OGIP par MBAL</i> .....	16
<b>Figure (IV.1):</b> Le Perte de charge possible dans un système de production .....	19
<b>Figure (IV.2) :</b> Point de fonctionnement.....	20
<b>Figure (IV.3):</b> Les Pertes de charge dans le tubing.....	22
<b>Figure (IV.4) :</b> Courbe IPR de NZ 01 .....	25
<b>Figure (IV.5):</b> AOF des Puits du reservoir .....	26
<b>Figure (IV.6) :</b> Histogramme des erreurs relatives moyennes .....	27
<b>Figure (IV.7) :</b> (IPR) v (VLP) Plot (NZ1) .....	28
<b>Figure (IV.8):</b> les résultats sous forme graphique.....	29
<b>Figure (V.1):</b> Réseau de collecte par ligne individuelle.....	31
<b>Figure (V.2):</b> La Liaison par collecteur .....	31

---



<b>Figure (V.3):</b> Le Réseau de collecte de champ NEZLA SUD .....	33
<b>Figure (V .4):</b> débit en fonction de diamètre.....	34
<b>Figure (V.5):</b> $\Delta P$ en fonction de diamètre.....	34
<b>Figure (VI.1):</b> gas rate (sm <sup>3</sup> /day.....	37
<b>Figure (VI. 2):</b> whp (psig).....	37
<b>Figure (VI. 3):</b> Contraintes de production .....	37

## Liste Des Tableaux

<b>Tableau (II.1):</b> La Composition de fluide .....	5
<b>Tableau (II.2) :</b> l'évolution des propriétés du fluide du réservoir en fonction de la pression..	6
<b>Tableau(III.1):</b> Paramètres de la méthode P/Z.....	12
<b>Tableau(III.2):</b> Paramètres de la méthode P/Z (over pressured).....	13
<b>Tableau(III.3):</b> Paramètres de la méthode P/Z (Cole ((F-We)/Et)) .....	15
<b>Tableau (IV.1):</b> Resultats des essais de puits .....	24
<b>Tableau(IV.2):</b> Resumé des resultats du calcul de IPR.....	25
<b>Tableau (IV.3):</b> Le choix de la corrélation.....	26
<b>Tableau (IV.4):</b> Erreurs relatives des différentes corrélations .....	27
<b>Tableau (IV.5):</b> les résultats du travail .....	28
<b>Tableau (IV.6):</b> le diamètre optimum de chaque puits.....	29
<b>Tableau (V.1):</b> Les donnés des collectes.....	33
<b>Tableau (V.2):</b> Choix du diamètre de pipe .....	34
<b>Tableau (VI.1):</b> Scénario 1 .....	35
<b>Tableau (VI. 2):</b> Scénario 2.....	36
<b>Tableau (VI. 3):</b> Scénario 3.....	36

---



## Liste des Abréviations

NZ: Nezla.	TAGS: trias-argileux gréseux supérieur.
TAGI: trias-argileux gréseux inférieur.	Q <sub>i</sub> : Débit initiale (inflow rate)
P <sub>sep</sub> : Pression de séparation en bar.	D: diamètre de tubing en pouce.
d: densité de gaz.	h: hauteur en m.
θ: l'angle d'inclinaison.	f: rugosité.
ΔP: perte de charge	Q <sub>g</sub> : débit de gaz en (m/s)
L: longueur en m	P <sub>t</sub> : pression de tubing.
p <sub>wfs</sub> : pression de fond statique.	p <sub>UR</sub> : pression up restriction
p <sub>DR</sub> : pression down restriction	p <sub>wh</sub> : pression de la tête de puits
p <sub>DS</sub> : pression up restriction	p <sub>USSV</sub> : pression up sub surface safety valve
p <sub>DSSV</sub> : pression up down surface safety	B <sub>g</sub> : gas formation volume factor.
P <sub>G</sub> : Pression de gisement en bar.	OGIP: Original gaz in place en Bsm <sup>3</sup> .
f: coefficient de frottement	IPR: Perte de charge dans le réservoir.
S: le skin.	B <sub>w</sub> : water formation volume factor.
ρ: Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> ).	μ: viscosité de gaz (cp).
VLP: Perte de charge dans le tubing.	GOR: Gas Oil Ratio.
CPF: Central Processing Facility.	n <sub>p</sub> : nombre de mole produit.
P <sub>wf</sub> : Pression de fond dynamique.	n <sub>i</sub> : nombre de mole initial.
P <sub>r</sub> : Pression du réservoir en psi	g: la gravité.
V <sub>sg</sub> : vitesse superficielle de gaz.	g <sub>c</sub> : gravitationnel constant
G <sub>m</sub> : le flux max total.	ρ <sub>tp</sub> : la masse volumique des deux phases
Q: débit volumétrique (m <sup>3</sup> /s).	ftp: le facteur de friction des deux phases.
A: section de passage de fluide (m)	K: est la perméabilité (md)
P: pression (atm).	T: Température moyenne en °K.
Z: facteur de compressibilité	B <sub>g</sub> : gas formation volume factor.
MBAL: Logiciel de matériel balance	n <sub>f</sub> = nombre de mole de gaz restant
R: La constante universelle des parfaits est 8,3144621 J·mol <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup>	V: volume original de gaz, ft <sup>3</sup>

$P_i$ : pression initiale de réservoir	$G_p$ : production cumulée de gaz, scf
$Z_i$ : facteur de compressibilité de gaz à $P_i$	G: gaz initialement en place.
$W_e$ : les entrées d'eau cumulative, ft <sup>3</sup>	Whp: pression de la tête de puit.
F: Soutirage.	Ef: expansion de roche
$W_p$ : production cumulative de l'eau, ft <sup>3</sup>	$E_g$ : expansion du gaz
$C_w$ : compressibilité de l'eau en 1/bar.	Swr: saturation en eau.
$C_f$ : compressibilité de la formation en 1/bar .	GWC: Gaz water contacte
RST: Résistivité saturation tool	TRSSV: Tubing retrouvable sub surface safety valve
WO: workover	

---



---



---

## SOMMAIRE

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des graphes	IIV
Liste des abréviations	IIIV

Introduction general	1
----------------------	---

### Chapitre I : partie géologique

I. 1. Introduction .....	2
I.1.1. Localisation de champ de Nezla sud .....	3
I.2. Historique et découvertes dans la région Gassi-Touil.....	3
I.2.1. Présentation du champ Nezla sud.....	4

### Chapitre II : Etude PVT

II.1.Introduction.....	5
II.2. Condition d'échantillonnage .....	5
II.3. Composition de fluide.....	5
II.4. Évolution des paramètres .....	5

### Chapitre III: Estimation de réserve en Place

III.1. introduction.....	7
III.2. Méthode bilan matière.....	7
III.2.1. Equation de bilan matière pour les réservoirs à gaz .....	8
III.2.2. Équation de bilan matière sous forme d'équation de droite .....	9
III.2.3. Calcul des réserves du réservoir TAGS (champ Nezla Sud).....	9

---



---

---

III.2.3.1. Analyse du réservoir .....	10
III.2.3.2. L'historique de la production .....	10
III.2.3.3. Calcul des réserves par la méthode P/Z.....	11
III.2.3.4. P/Z (Over pressured) .....	13
III.2.3.5 . Cole ((F-We)/Et).....	14
III.2.3.6. Résultat obtenu par MBAL .....	16
III.3.Conclusion .....	17

## **Chapitre IV : Optimisation et Analyse Nodale**

IV.1. Introduction .....	18
IV.1.1 Critère d'optimisation sur le système de production de gaz .....	18
IV .2. Analyse Nodale .....	18
IV.2.1 Introduction .....	18
IV .2.2. Procédure d'application de l'analyse nodale.....	20
IV .2.3. Application de l'analyse nodale.....	20
IV .3. Pertes de charge dans le milieu poreux (Inflow).....	21
IV .3.1. Corrélations d'IPR pour les puits à gaz.....	21
IV .3.1.1 Multi-rate "c and n".....	21
IV .4.Pertes de charge dans le tubing (Outflow) .....	22
IV .4.1. Les principales corrélations .....	23
IV .4.1.1 Petroleum Expert 2.....	23
IV.5. Application de l'analyse nodale sur le champ de NEZLASUD.....	23
IV.5.1.Etude de performance des puits Nezla Sud.....	23
IV5.1.1 Le modèle du réservoir.....	24

---



---

IV.5.1.2. Les données de PVT.....	24
IV.5.1.3.Les données des essais des puits.....	24
IV.5.1.4. La complétion des puits .....	26
IV.5.1.5.Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.....	26
IV.5.1.6.Choix des diamètres optimums des tubings .....	28
IV.5 Conclusion .....	29

### **Chapitre V : Optimisation –réseaux de Collecte**

V.1. Introduction.....	30
V.2. plans du réseau de collecte.....	30
V.2.1. Liaison individuelle.....	30
V.2.2. liaison par collecteur.....	30
V.3. Généralités sur le réseau de collecte de NEZLA SUD .....	32
V.3.1. Introduction .....	32
V.3.2. Optimisation du réseau de collecte de champ NEZLA SUD.....	32
V.3.3. Réseaux de collecte de NEZLA SUD.....	33
V.4. Les données des puits .....	34
V.5.. Choix du diamètre de réseaux collecte.....	34
V.6.Conclusion .....	34

### **Chapitre VI : Etude Prévisionnelle**

VI.1. Introduction .....	35
VI.2. Contraintes de production .....	35
VI.3. Résultats de simulation pour le NETWORK SOLVING .....	35

---

VI.4. Comparaison entre les 3 scénarios.....	37
VI.5. Etude prévisionnelle .....	37
VI.6. Conclusion	38
Conclusion general	39
Références bibliographiques	40



### Introduction générale

L'étude d'un gisement a pour but d'établir un projet de développement à partir de la découverte d'un réservoir productif. On cherchera à optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée.

Les spécialistes de gisement continueront quasi à étudier le gisement pendant la durée de vie du champ afin d'en tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale du gisement.

Le gisement NEZLA SUD y compris le réservoir TAGS a été découverte en 1958 avec  $P_r = P_{rosé} = 298.8 \text{ bar}$ . Le réservoir TAGS commença à produire dès l'année 1961 par l'intermédiaire de trois puits seulement (NZ01, NZ02, NZ03). Actuellement Tous les puits sont fermés et leur reprise en production est programmée avec l'ouverture d'une nouvelle usine de séparation.

Notre travail consiste à étudier l'optimisation de ce champ pour l'exploitation optimale du gisement et donner l'estimation :

- Du volume d'hydrocarbure en place.
- Du nombre de puits optimal pour le développement du champ.
- Du potentiel de production des puits (production initiales, évolutions).
- Des réserves récupérables estimées à partir de plusieurs model d'exploitations possibles.

Ce travail est constitué des chapitres :

Nous présentons tout d'abords le gisement au premier chapitre.

Une étude PVT présenté au deuxième chapitre dont le but est de déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement .

Au troisième, chapitre, une évaluation des réserves de gaz initialement en place a été réalisé par la méthode de bilan matière.

A l'aide de l'analyse nodale, une étude de sensibilité sur les pertes de charges des puits déjà en production est présenté au quatrième chapitre dont le but est de dégager un modèle de puits nécessaire à la prédiction de la production et pour prévoir le débit.

Au cinquième chapitre, optimisation de réseaux collecte par l'logiciel GAP.

Une fois les réserves ayant été estimées et le modèle des puits est initialisé et validé, nous pouvons les utilisés pour prédire le comportement du réservoir qui résulterait des différents scénarios de développement qui est l'objectif du sixième chapitre.

# Chapitre I

## Chapitre I : Présentation de la région de Gassi Touil

### I.1. Introduction :

La région de Gassi Touil fait partie de la wilaya d'Ouargla, elle est située à environ 1000Km d'Alger et à 150km au sud-est de Hassi- Messaoud implantée au lieu de Hassi-Touarg situe a côté de la route nationale N°03 reliant Ouargla-Ain Amenas. .Elle s'étend sur une superficie d'environ 170 Km de long et 105 Km de large.

La pluviométrie est faible en hiver et nulle le reste de l'année.

Les températures varient entre -5°C et +50°C.

Le paysage est constitué de plateaux de sable et de cordons de dunes.

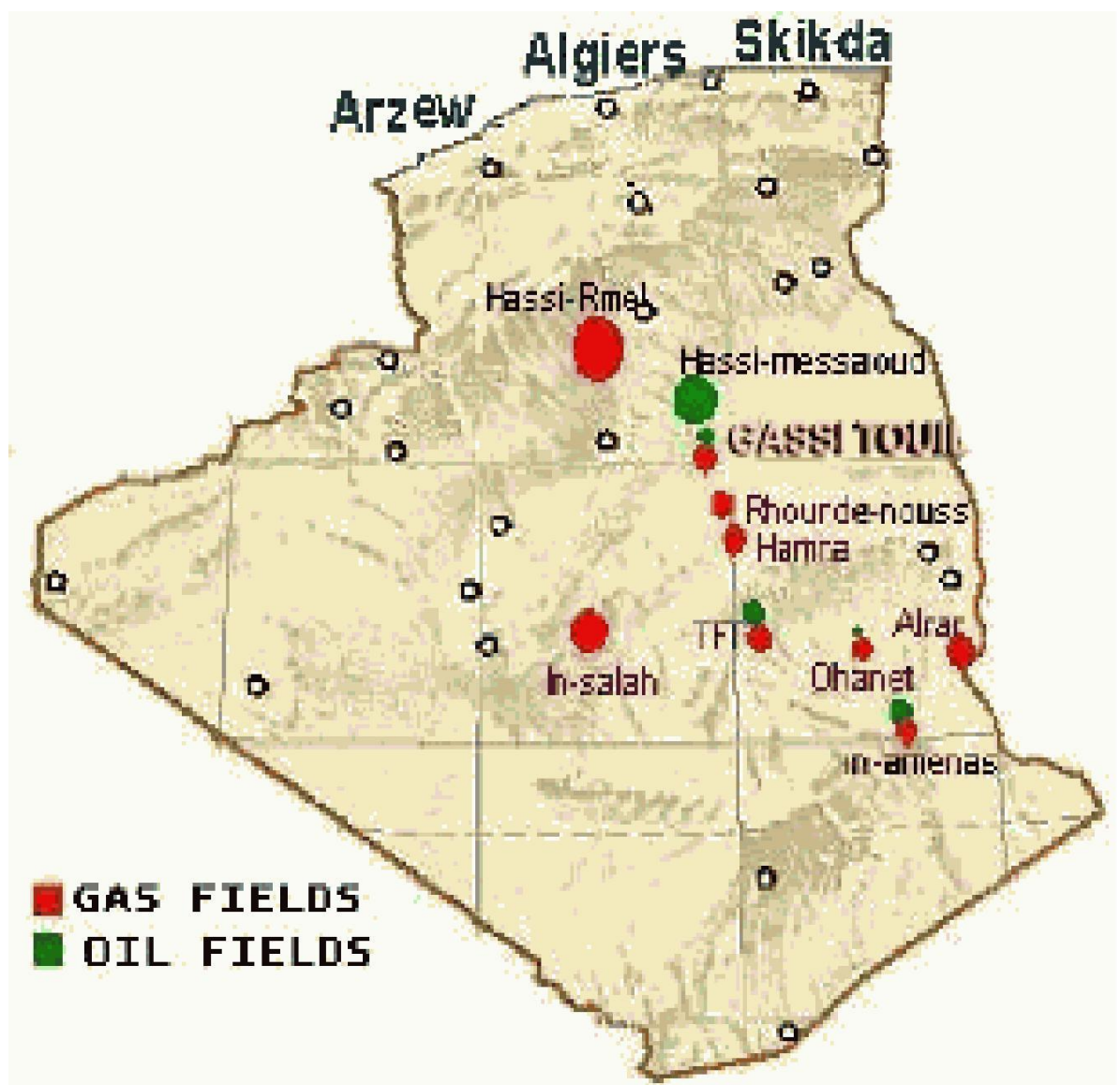


Figure I-1: Situation géographique du région de Gassi Touil



### I.1.1. Localisation de champ de Nezla sud :

Le champ de Nezla Sud est situé à environ 120 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, à 1030 km au Sud-Sud-Est d'Alger et à 25 km au Nord de la base de vie de Gassi Touil. [4]

### I.2. Historique et découvertes dans la région Gassi-Touil:

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs dont les principaux :

- NEZLA Nord découvert en 1958, 10 puits forés de l'huile et de gaz.
- NEZLA Sud découvert en 1958, 21 puits forés de gaz.
- Hassi Touareg Nord découvert en 1959, 08 puits forés de gaz.
- Hassi Touareg Sud découvert en 1959, 06 puits forés de gaz.
- Gassi Touil découvert en 1961, 80 puits forés d'huile et gaz.
- Hassi Chergui Nord découvert en 1962, 01 puits forés d'huile
- Hassi Chergui Sud découvert en 1962, 09 puits forés d'huile.
- Brides découvert en 1958, 06 puits forés de gaz sec.
- Toul découvert en 1958, 09 puits forés de gaz et condensât.

La figure suivante représente le positionnement de ces champs :



Figure I-2: le positionnement des champs de région Gassi Touil

**I.2.1. Présentation du champ Nezla sud:**

Le champ de Nezla sud est situé à 20 km au nord de Gassi Touil. Il s'agit d'un champ de gaz à condensat où deux réservoirs distincts sont exploités, le trias-argileux gréseux supérieur et l'ordovicien (quartzites de Hamra).

Le forage a commencé dans le champ en 1961 avec le puits NZ-01 mais sa mise en production effective n'a eu lieu qu'à partir de 1980. Vingt (20) puits furent forés dans ce champ. [4]

# Chapitre II



## Chapitre II: Etude PVT

### II.1. Introduction

La connaissance des propriétés des fluides en place est primordiale 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 et aussi de simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface.

### II.2. Condition d'échantillonnage :

- Pression de réservoir : 298.8 bar
- Température de réservoir: 92.6 °C
- Pression de fond: 275.8 bar
- P séparateur: 29 bar
- T séparateur: 7.8°C
- Q gaz: 55640m<sup>3</sup>/d
- GOR:4123 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>

### II.3. Composition de fluide

*Tableau II -1: Composition de fluide [5]*

N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	Total
4,69%	0,45%	74,02%	11,15%	3,96%	0,80%	1,16%	0,47%	0,40%	100%

### II .4. Évolution des paramètres :

Les résultats de laboratoire qui montre l'évolution des propriétés du fluide du réservoir TAGS en fonction de la pression sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau II -2: l'évolution des propriétés du fluide du réservoir en fonction de la pression [5]

Pression de réservoir (psia)	Gas FVF (m3/m3 (st))	Z factor
4339.36	4.18526	0.9732
3994.69	4.41314	0.9679
3645.42	4.72102	0.9481
3344.04	5.06475	0.9303
2999	5.57407	0.9148
2488.1	6.65795	0.9023
2245.2	7.37928	0.8933
2107.3	7.86778	0.8884
1589.3	10.5926	0.8881
1372.78	12.398	0.8927

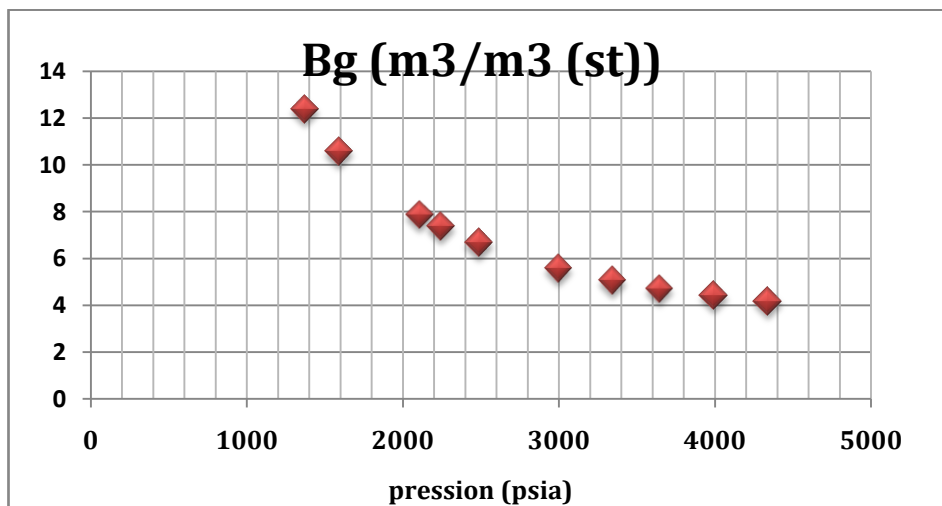


Figure II. 1: Evolution du Bg en fonction de la pression

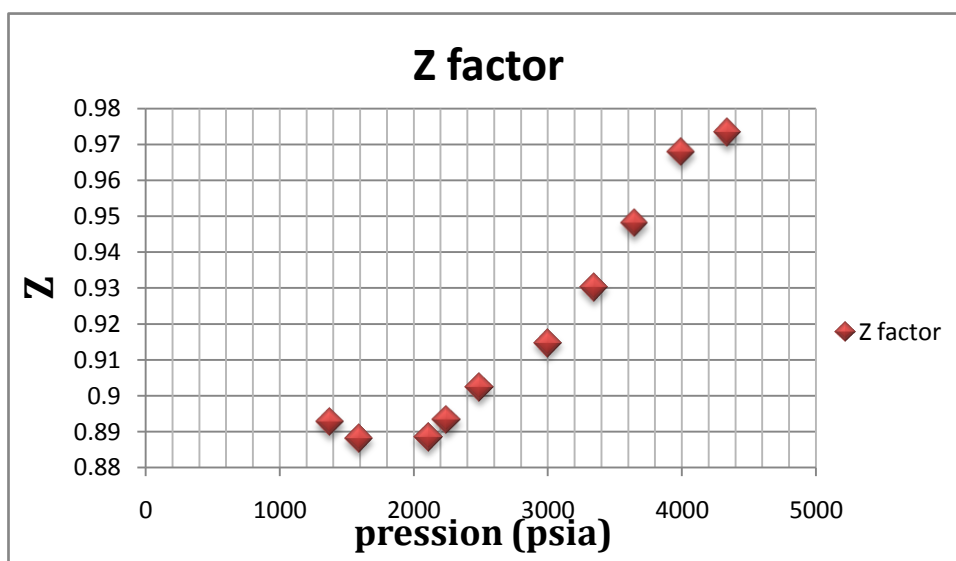


Figure II. 2: Evolution du Z en fonction de la pression

# Chapitre III



## Chapitre III: Estimation de réserve en Place

### III.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.

Pour l'évaluation des réserves de gaz initialement en place. On a utilisé la méthode bilan matière (dynamique) .Elle est basée sur le déplacement du fluide sous la différence de pression, où nous avons utilisé l'historique de production et le profil de pression des 10 dernières années avant l'arrêt momentanée de production.[1]

### III.2. Méthode bilan matière:

Pour calculer le volume des hydrocarbures initialement en place dans n'importe qu'elle 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 :

$$\text{Volume originale en place} = \text{Volume produit} + \text{Volume restant}$$

Pour appliquer cette méthode nous avons besoin de :

- Calculer la production cumulée.
- Le profil de pression des différents puits
- Les propriétés PVT du fluide (étudiées au chapitre précédent).

**III.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 Pi peuvent être calculées sans tenir compte ni des paramètres pétrophysiques 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 :

$$n_p = n_i - n_f \tag{III.1}$$

$n_p$  =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

Le réservoir de gaz est représenté par un récipient idéalisé, comme montré schématiquement sur la figure III.1, les nombres de mole de gaz dans l'équation (III.1) peuvent être remplacés par leurs équivalents en utilisant la loi des gaz réels (PV=ZnRT) pour donner :

$$PV=ZnRT \tag{III.2}$$

$$\frac{p_{sc} G_p}{RT_{sc}} = \frac{p_i G}{z_i RT} - \frac{p [V - (W_e - W_p)]}{zRT} \tag{III.3}$$

$P_i$  = pression initiale de réservoir, psi

$G_p$  = production cumulée de gaz, Sm<sup>3</sup>

$p$  = la pression courante de réservoir ,psi

$V$  = volume original de gaz, Sm<sup>3</sup>

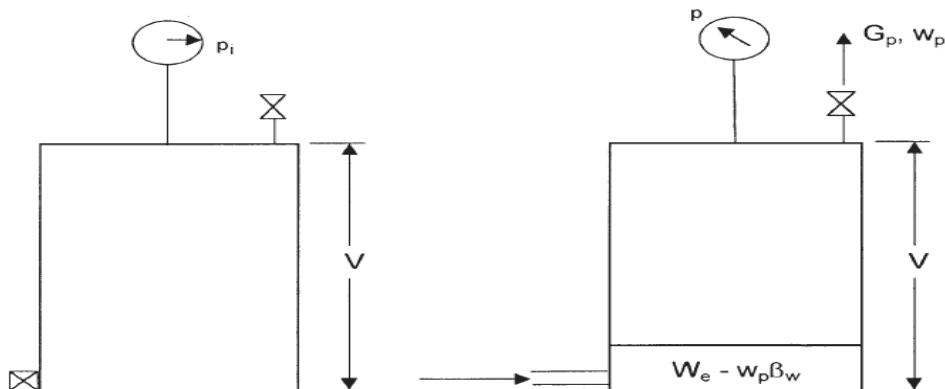
$Z_i$  = facteur de compressibilité de gaz à  $P_i$

$T$  = la température, °R

$Z$  = facteur de compressibilité de gaz à  $p$

$W_p$  = production cumulative de l'eau,m<sup>3</sup>

$W_e$  = les entrées d'eau cumulative, m<sup>3</sup>



**Figure III- 1: Idealized water-drive gas reservoir [2]**

L'équation (III.3) est essentiellement l'équation générale de bilan matière (MBE). elle peut être exprimée en nombreuses formes sur le type de l'application et du mécanisme d'entraînement. En général, les réservoirs de gaz peuvent être classés en deux catégories :

- Volumetric gas reservoirs
- Water-drive gas reservoirs

### III.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 comme :

Le soutirage = expansion de gaz + expansion d'eau et la compaction des pores + les entrées d'eau [2]

$$\underbrace{G_p B_g + W_p B_w}_{\text{soutirage}} = \underbrace{G (B_g - B_{gi})}_{\text{expansion de gaz}} + \underbrace{GB_{gi} \frac{(C_w S_{wi} + C_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p}_{\text{expansion d'eau et compaction des pores}} + \underbrace{W_e B_w}_{\text{entrées d'eau}} \quad (\text{III.4})$$

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

$$F = G (E_g + E_{f,w}) + W_e B_w \quad (\text{III.5})$$

Tel que :

- F :  $F = G_p B_g + W_p B_w$  (soutirage)
- $E_g = (B_g - B_{gi})$  (L'expansion du gaz)
- $E_{f,w} = B_{gi} \frac{(C_w S_{wi} + C_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p$  (Expansions de l'eau et de roche)

Supposant que l'expansion de roche et d'eau,  $E_{f,w}$ , est négligeable devant l'expansion de gaz  $E_g$ , Equation (III.5) est réduit à:

$$F = GE_g + W_e B_w \quad (\text{III.6})$$

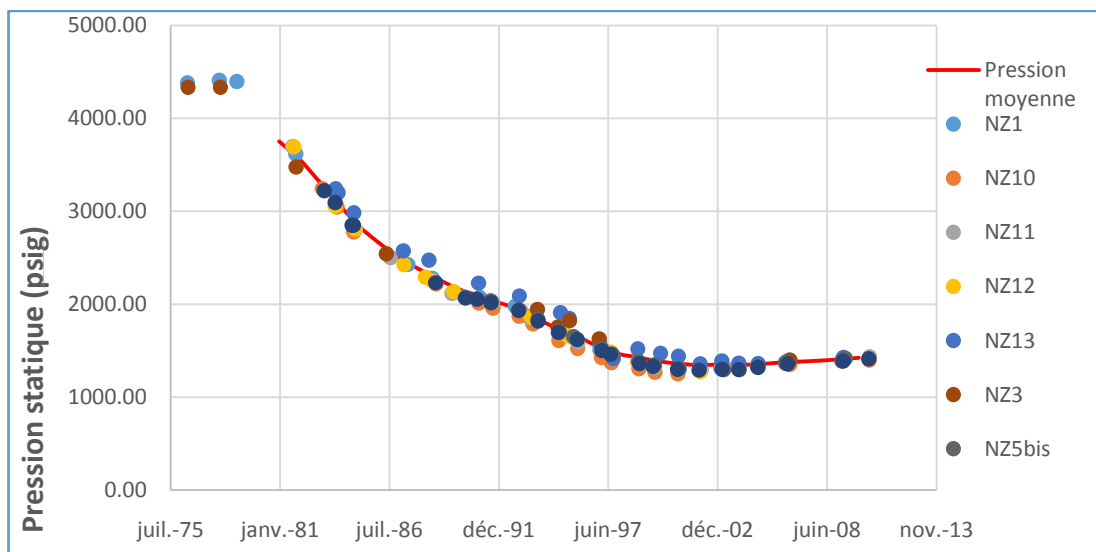
### III.2.3. Calcul des réserves du réservoir TAGS (champ Nezla Sud):

La résolution de l'équation de bilan matière discuté précédemment nécessite la détermination de l'évolution de ses différents paramètres durant les années de production. Et pour ce faire nous disposons de l'historique de la production cumulée et des pressions correspondantes.

Nous avons utilisé 3 méthode de calcul, la première étant la méthode P/Z puis nous avons utilisé la méthode P/Z (Over pressured):pour voir l'effet de la compressibilité de la roche et de l'eau de formation et finalement la méthode de Cole ((F-We)/Et).L'utilisation de 3 différentes méthodes nous renseigne sur la conformité du model de réservoir et des résultats obtenus.

#### III.2.3.1. Analyse du réservoir

Pour savoir si notre réservoir est constitué d'un ou plusieurs compartiments, une analyse de pression est nécessaire. A cet effet les pressions de réservoir enregistré dans les puits NZ1, NZ3, NZ5bis, NZ8, NZ10, NZ11, NZ12, NZ13 ont été tracé dans le graphe



*Figure III-2: profile de pression des puits [4]*

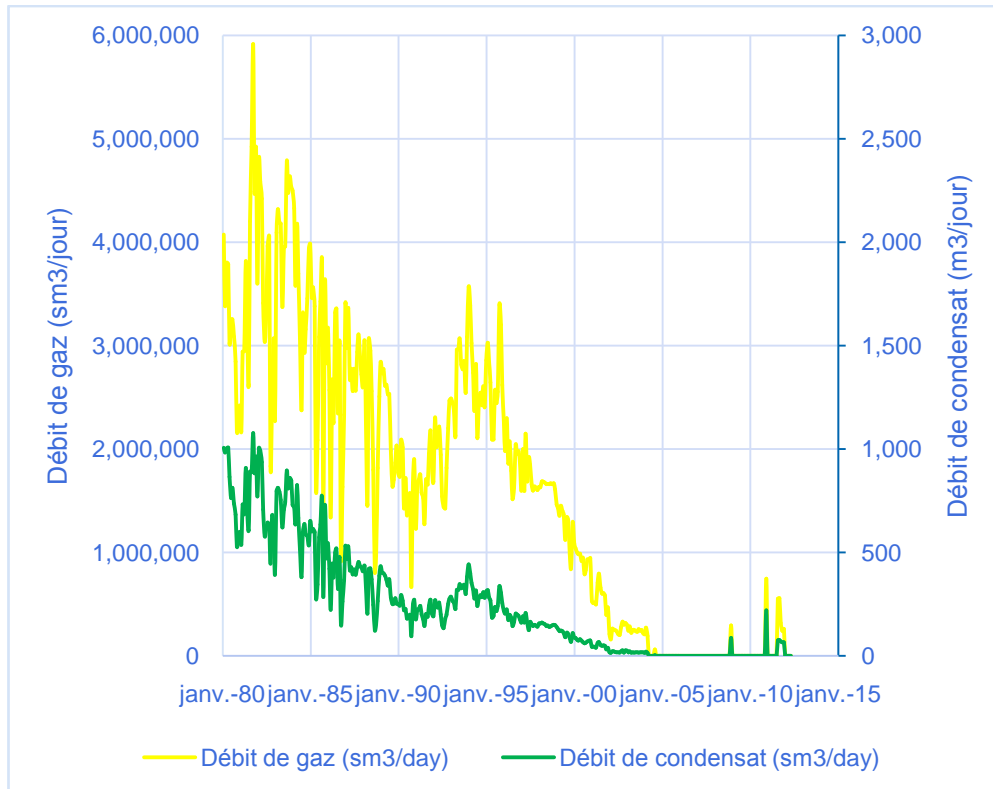
les profils de pression des différents puits sont approximativement les mêmes, Pour ça on peut conclure que notre réservoir est constitué d'un seul compartiment. Donc nous utiliseront le modèle single tank dans le logiciel MBAL.



### III.2.3.2. L'historique de production:

Le débit de gaz et de condensat ont connu une baisse continue de 1982 à 1990 passant de 4 millions à 1,5 millions sm<sup>3</sup>/j pour le gaz.

La production se redresse pour revenir à des niveaux de 3 millions sm<sup>3</sup>/j. A partir de 1995, la production chute de nouveau jusqu'à l'arrêt de tous les puits en 2004.



*Figure III-3: historique de la production des puits [4]*

### III.2.3.3. Calcul des réserves par la méthode P/Z:

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

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left[ 1 - \frac{Gp}{G} \right] \quad (\text{III.7})$$

Les hypothèses pour appliquer cette méthode sont :

- Une distribution uniforme de la saturation dans le réservoir
- les compressibilités  $C_f$  et  $C_w$  sont négligeable.

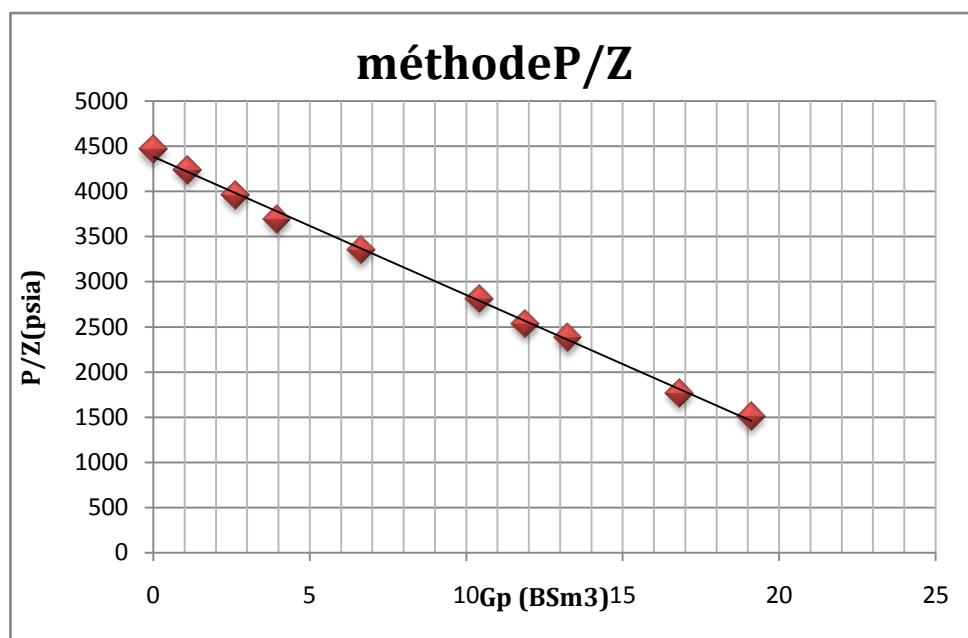
- Seulement la déplétion due à l'expansion de gaz est considérée.
- Le réservoir peut être représenté par une seule pression moyenne à n'importe quel instant.

En traçant la courbe P/Z en fonction de Gp, on obtient une ligne droite .OGIP peut être déterminé à partir de l'intersection de la courbe avec l'axe des abscisses.

L'évolution de la pression et le facteur de compressibilité sont montrés dans le tableau suivant :

**Tableau III-1: Paramètres de la méthode P/Z**

Temp(date d-m-y)	Pression de réservoir (psia)	Gp(BSm3)	P/Z(psia)	Z
31-01-80	4339.36	0	4464.2	0.9720353
01-12-80	3994.69	1.11633	4233.62	0.94356366
01-12-81	3645.42	2.64849	3957.58	0.92112351
01-12-82	3344.04	3.97018	3689.17	0.90644779
01-12-84	2999	6.64492	3352.48	0.89456164
01-12-88	2488.1	10.4321	2807.84	0.88612599
01-12-90	2245.2	11.911	2534.23	0.88594958
01-12-92	2107.3	13.2632	2377.49	0.88635494
01-12-96	1589.3	16.8187	1768.79	0.89852385
01-12-05	1372.78	19.1088	1513.04	0.90729921



**Figure III-4: P/Z en fonction de Gp.**

Le graphe P/Z en fonction de Gp est une droite d'équation :

$$P/Z = A * Gp + B \quad P/Z = -153.053789Gp + 4,384.786038 \quad (\text{III.8})$$

En utilisant la méthode des moindres carrées, on obtient :

$$A = -153.05$$

$$B = 4384.78$$

Ce qui fait que l'équation :

$$P/Z = -153.05Gp + 4384.78 \quad (\text{III.9})$$

A partir de cette équation on peut tirer GIIP comme on a cité précédemment.

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 28.65 \text{ BSm}^3$$

#### III.2.3.4. P/Z (Over pressured):

L'équation P/Z pour une pression de réservoir anormalement élevée est la même que l'équation précédant, à l'exception de Cf et Cw qui ne sont pas considérés négligeables.

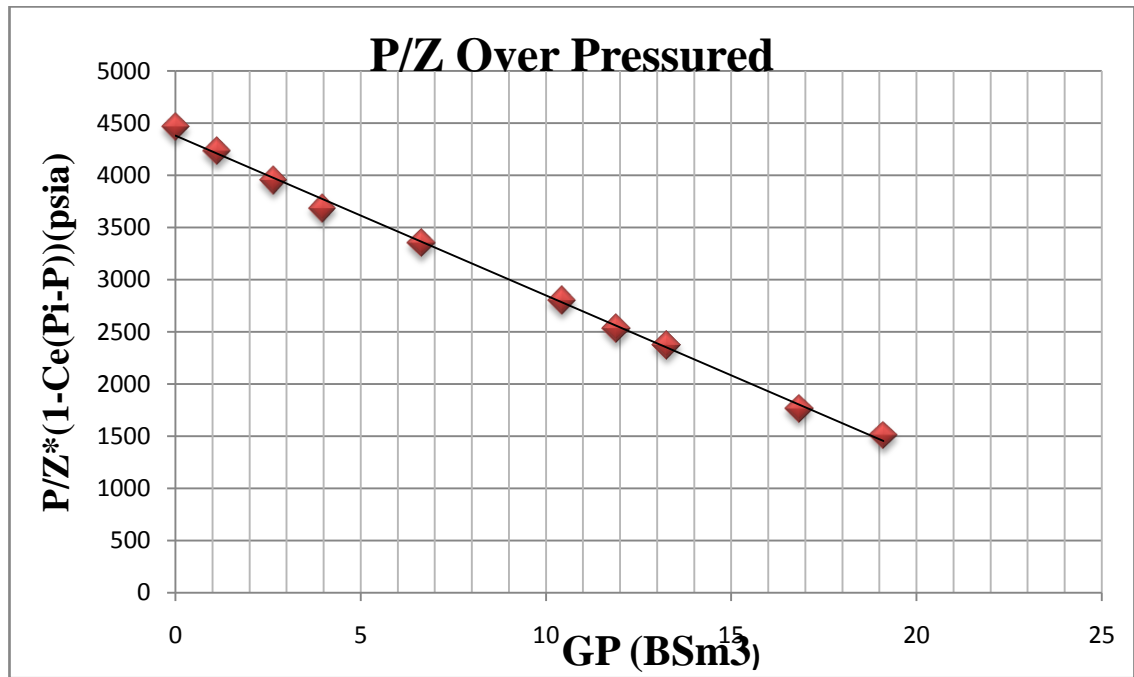
$$\frac{P}{Z} [1 - C_e (P_i - P)] = \frac{P_i}{Z_i} [1 - \frac{Gp}{G}] \quad (\text{III.10})$$

$$\text{Avec : } C_e = \frac{C_f + C_w S_w}{1 - S_w}$$

Les résultats de cette méthode sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau III- 2: Paramètres de la méthode P/Z (over pressured)**

Temp(date d-m-y)	Pression de réservoir (psia)	Gp-Gi(BSm <sup>3</sup> )	P/Z*(1-Ce(Pi-P))(psia)	Z
31-01-80	4339.36	0	4464.2	0.9720353
01-12-80	3994.69	1.11633	4231.93	0.9435637
01-12-81	3645.42	2.64849	3954.4	0.9211235
01-12-82	3344.04	3.97018	3684.93	0.9064478
01-12-84	2999	6.64492	3347.3	0.8945616
01-12-88	2488.1	10.4321	2801.85	0.886126
01-12-90	2245.2	11.911	2528.13	0.8859496
01-12-92	2107.3	13.2632	2371.39	0.8863549
01-12-96	1589.3	16.8187	1763.23	0.8985239
01-12-05	1372.78	19.1088	1507.92	0.9072992



**Figure III-5:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp

Le tracé de  $\frac{P}{Z}[1-C_e(P_i - P)]$  en fonction de  $G_p$  et l'utilisation de la méthode des moindres carrés nous donne une droite d'équation :

$$\frac{P}{Z}[1-C_e(P_i - P)] = -153.296344G_p + 4,382.553917 \tag{III.11}$$

Le volume de gaz initialement en place calculé par cette méthode est ;

$$\mathbf{OGIP = 28.59BSm^3}$$

### III.2.3.5. Cole ((F-We)/Et) :

A partir de l'équation (III.6) on peut écrire :

$$\frac{F - W_e}{E_t} = G \tag{III.12}$$

Pour estimer l'OGIP d'un réservoir ; Cole a tracé le plot (F-We/Et) en fonction de Gp qu'est une ligne droite horizontale.

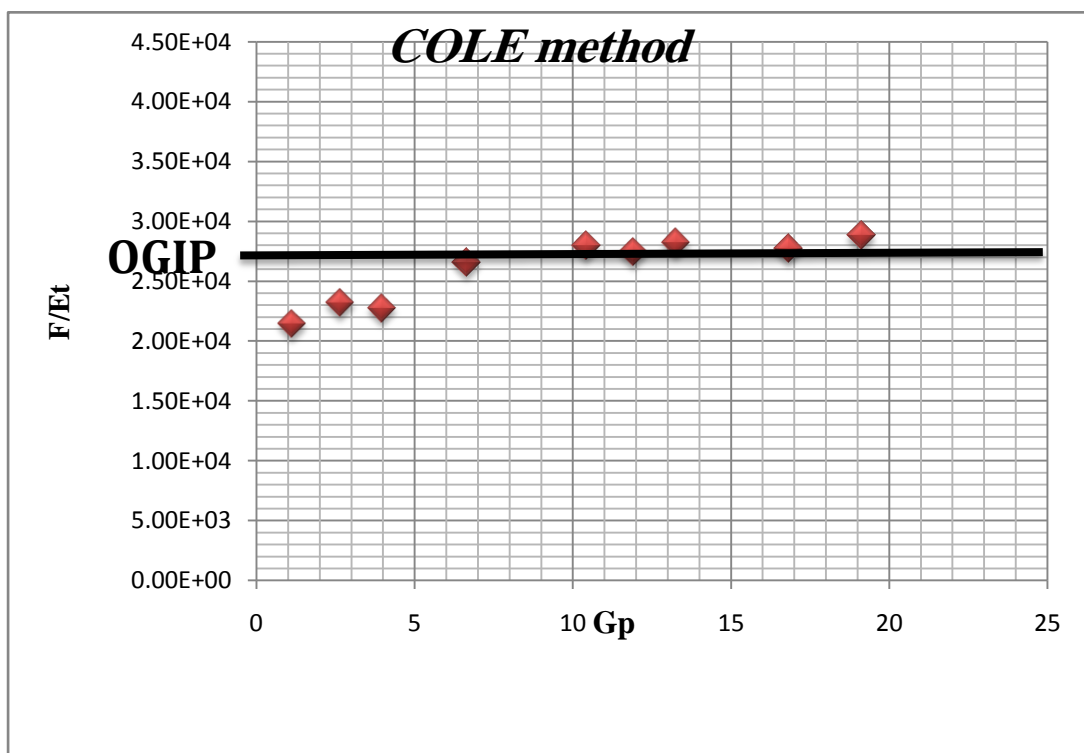
Puisque  $W_e = 0$  et  $B_w = 1$  donc l'équation (III.12) se ré

duit à:  $\frac{F}{E_t} = G \tag{III.13}$

Le calcul de F et de Et sont donnés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau III- 3: Paramètres de la méthode P/Z (Cole ((F-We)/Et))**

Temp(date d-m-y)	Pression de réservoir (psia)	Gp (BSm3)	(F-We)/Et (BSm3)	F(MRm3)	Et (m3/m3 (st))	Eg (m3/ m3 (st))	Efw (m3/ m3 (st))	Gas FVF(m3/ m3 (st))
01-12-80	3994.69	1.116	21.44	4926.66	0.22	0.22	0.0016	4.41
01-12-81	3645.42	2.648	23.18	12503.9	0.53	0.53	0.0033	4.72
01-12-82	3344.04	3.970	22.73	20108.6	0.88	0.88	0.0048	5.06
01-12-84	2999	6.644	26.53	37040.4	1.39	1.39	0.0065	5.57
01-12-85	2488.1	10.43	27.98	69458.3	2.48	2.47	0.0089	6.66
01-12-87	2245.2	11.91	27.42	87896.7	3.20	3.19	0.010	7.37
01-12-89	2107.3	13.26	28.25	104354	3.69	3.68	0.010	7.86
01-12-90	1589.3	16.81	27.74	178157	6.42	6.41	0.013	10.59
01-12-91	1372.78	19.10	28.79	236913	8.22	8.21	0.014	12.39



**Figure III-6: P/Z (Cole method) en fonction de Gp**

Le graphe de  $F/E_t$  en fonction de  $G_p$  est une ligne droite horizontale donnant estimation du volume de gaz initialement en place:

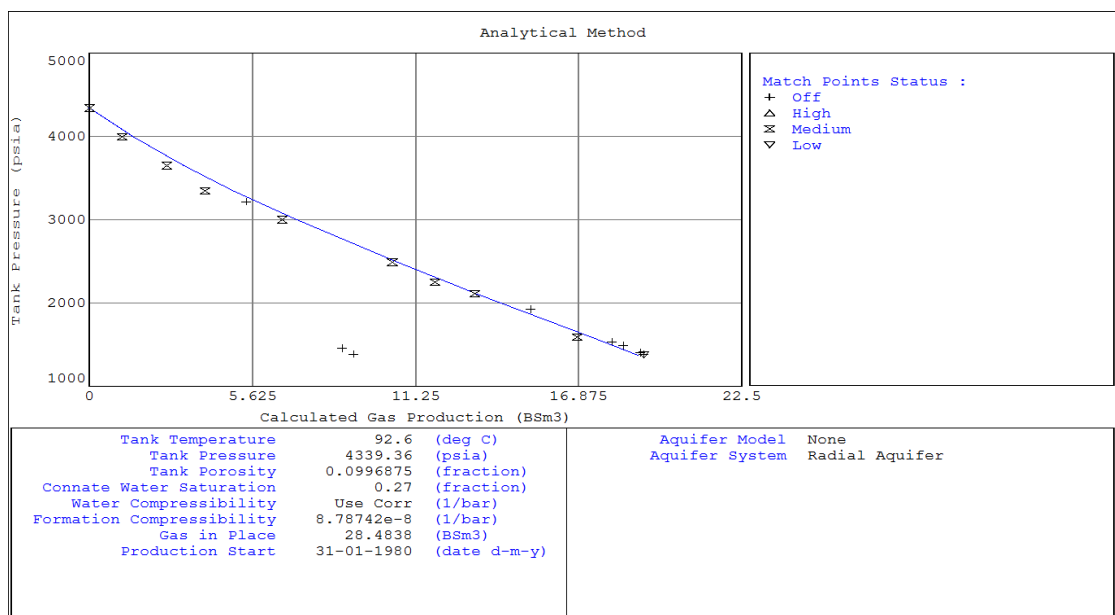
**$OGIP = 28.4 \text{ BSm}^3.$**



**III.2.3.6. Résultat obtenu par MBAL :**

Dans notre étude on a utilisé le logiciel MBAL pour l'estimation des réserves par la méthode analytique. Cette méthode utilise une régression non linéaire pour l'estimation des paramètres de réservoir ainsi pour l'aquifère. Le programme de logiciel calcule la production de fluide de réservoir basant sur la pression de réservoir entrée.

Plusieurs régressions sur le OGIP ont été faites pour calibrer le résultat obtenu par la méthode analytique à l'historique de production, le résultat obtenu de cette méthode est montré dans le graphe suivant :



**Figure III-7: OGIP par MBAL**

On remarque bien que les résultats obtenus par le simulateur sont matchés avec l'historique de production. Donc à partir de cette méthode, les réserves de gaz initialement en place sont estimées à 28.4838 BSm3.

**III.3.Conclusion**

- L'estimation des réserves par les différentes méthodes citées précédemment nous a permis d'identifier un volume de gaz initialement en place de 28.4838 BSm<sup>3</sup>.
- L'estimation des réserves par la méthode P/Z est surestimée à cause de l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle négligées dans les calculs.
- L'écart entre les différentes méthodes de calcul des réserves est dû aux incertitudes dans les paramètres de fluide et notamment Z et Bg.
- Les résultats obtenus nous montrent que NEZLA-TAGS est un réservoir volumétrique en d'autres termes ce réservoir n'est pas assisté par un aquifère.
- Les réserves de gaz initialement en place sont évaluées à 28.48 Bsm<sup>3</sup> dont 19,20 Bsm<sup>3</sup> ont été déjà produits. Le taux de récupération s'élève donc à 67,42 %.
- La chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée a causé le phénomène de la condensation rétrograde qui donne lieu à une phase immobile résistante à l'écoulement ce qu'on appelle blocage de phase. Ce phénomène explique partiellement la chute de production des puits de NEZLA.

# Chapitre IV

---

## Chapitre IV: Optimisation et Analyse Nodale

### IV.1. Introduction

L'optimisation est présente partout où il ya nécessité de rationaliser la conception d'un système ou le déroulement d'une procédure, qu'il soit industriel ou non.

L'optimisation peut être définie sommairement comme :

- Une opération permettant de trouver le meilleur de chaque chose.
- Le choix entre une série de possibilité (du meilleur suivant un critère définie, à l'avance).

#### IV.1.1. Critère d'optimisation sur le système de production de gaz :

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

- Optimisation du débit de production.
- Maintenir le plateau de production autant que possible.
- Minimiser les pertes de charge

Pour des différents critères d'optimisation on obtiendra des solutions optimales différentes. Les résultats de toute procédure d'optimisation doivent être une définition claire des décisions techniques à prendre à fin de réaliser l'objectif désiré.

### IV.2. Analyse Nodale

#### IV.2.1. Introduction

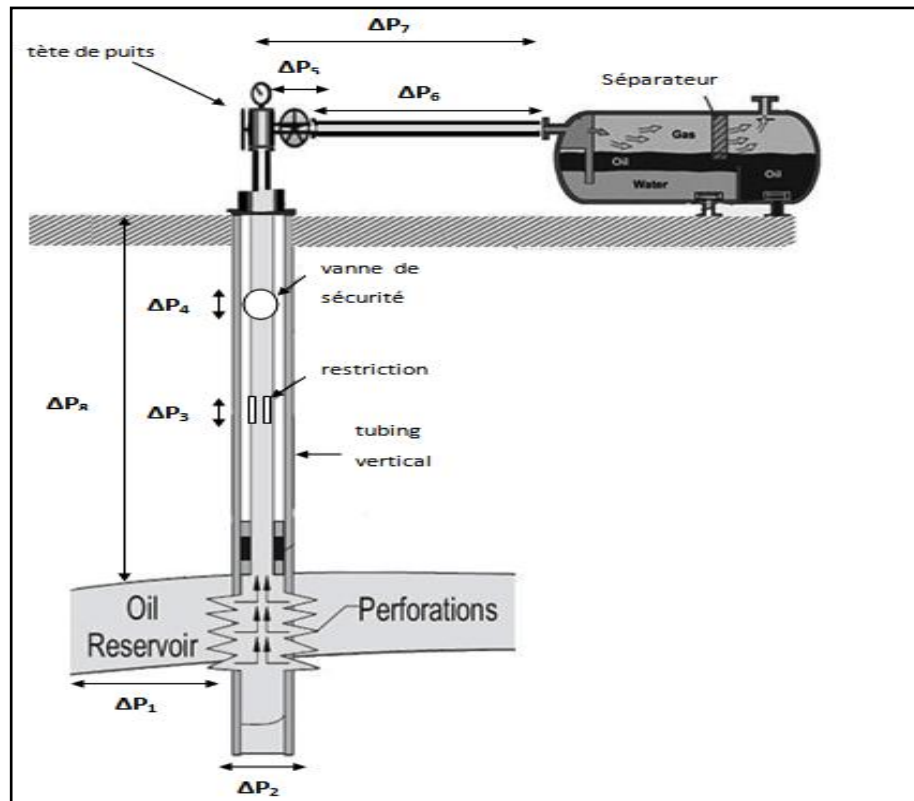
L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

La figure IV.1 représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

- 1-L'écoulement dans le milieu poreux.
- 2-Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack).

3-L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité).

4-L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).



*Figure IV. 1: le Perte de charge possible dans un système de production[3]*

La figure (1) représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'au séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

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

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

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

$p_4 = p_{USV} - p_{DSV}$  : perte de charge à travers TRSSV

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

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

$p_7 = p_{wh} - p_{sep}$  : perte de charge dans le tubing.



### IV .2.2. Procédure de l'analyse nodale

- Choisir les composants à optimiser
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

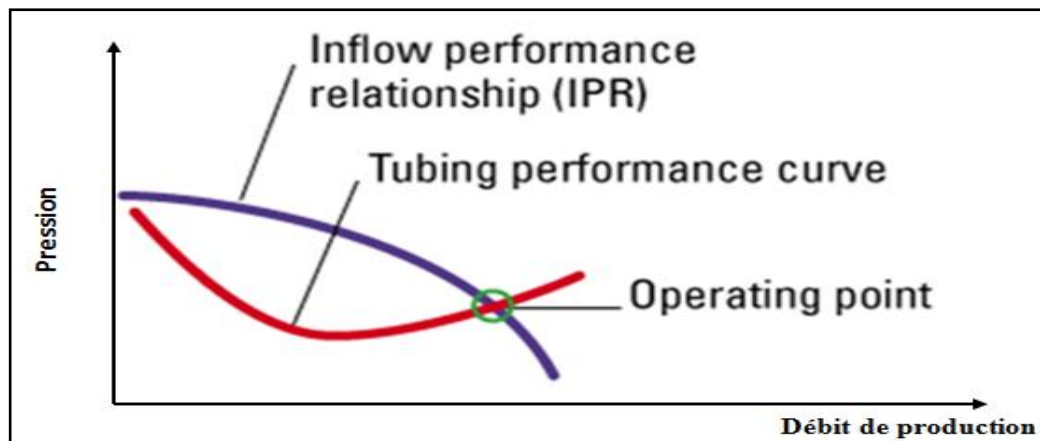


Figure-IV.2: Point de fonctionnement [3]

### IV .2.3. Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

Les paramètres utilisés le plus souvent dans l'analyse nodale pour l'optimisation sont :

- Diamètre du tubing.
- Pression de tête du puits ou de séparateur.
- L'effet de la complétion.
- Le skin du puits.

### IV.3. Pertes de charge dans le milieu poreux (Inflow):

les composantes plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir qui 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 du draw down ou de la chute de pression dans le réservoir. ( $P_R - P_{wf}$ ). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche, les propriétés des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, l'état de la formation (endommagée ou stimulée) ...ect

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert « inflow performance »; et la représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « inflow performance relationship » ou IPR.[3]

#### IV .3.1. Corrélations d'IPR pour les puits à gaz :

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy, 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 certains exigent plusieurs essais dans lesquels  $P_{wf}$  et  $Q$  doivent être mesurés.

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

##### IV .3.1.1 Multi-rate "c and n" :

Plus de 10 points de test peuvent être entrées pour adaptés l'équation précédant "c and n". Les autres corrélations voir l'annexe.[7]

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

#### IV .4. Pertes de charge dans le tubing (Outflow):

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

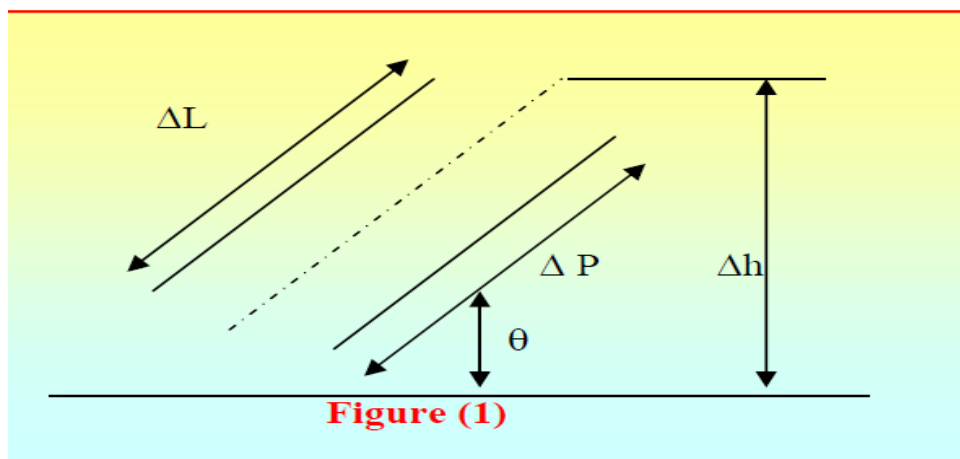
Le terme d'élévation où le terme statique.

Le terme de frottement (friction).

Le terme d'accélération

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important. L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique où polyphasique) et pour n'importe quelle inclinaison du pipe (Figure IV.2) est donnée par :

Perte de charge totale = Perte de charge par friction + Perte de charge par élévation + Perte de charge par accélération



*Figure IV.3: les Pertes de charge dans le tubing*

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots\dots\dots(2.12).$$

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$  : 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.

#### **IV.4.2. Les principales corrélations utiliser pour l'écoulement vertical:**

##### **IV .4.1.1 Petroleum Expert 2:**

La corrélation de Petroleum Expert est modifiée pour prévoir la VLP au faible débit et une bonne stabilité. [3]

- les autres corrélations voir l'annexe.

#### **IV .5. Application de l'analyse nodale sur le champ de NEZLA :**

Le but de ce travail est d'avoir la performance des puits et l'établissement des courbes inflow et outflow afin de prédire la production future de ces derniers.

##### **IV .5.1. Etude de performance des puits Nezla Sud:**

Pour avoir la performance des puits on doit suivit les étapes suivantes :

1-Le modèle réservoir.

2- Les données PVT

3-La complétion.

4-Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.

5-Le tracé des courbes inflow et outflow.

#### IV .5.1.1. Le modèle du réservoir :

le réservoir TAGS de NEZLA est un gaz à condensât dont la pression de réservoir est inférieure à la pression de rosée, et notre essais de puits à partir des quels on a pris les données pour tracer l'IPR sont de types : Isochronal Flow After Flow Test, on a choisi le modèle : Multi-rate C and N.

#### IV .5.1.2. Les données de PVT:

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle compositionnel. Puisque l'étude PVT est faite et l'équation d'état est établi, en va importer ses résultats et on les intégrés dans *Prosper*.

#### IV .5.1.3. Les données des essais des puits :

*Tableau IV-1: Resultats des essais de puits.[4]*

puits	DATE	DUSE(1/64)	Pt(psig)	Pf(psig)	Qgaz(Sm <sup>3</sup> /d)	Qcond(Sm <sup>3</sup> /d)	Qeau(m <sup>3</sup> /d)
NZ01	03/05/2006	24	1029	1291,6	83561,37	8,00955	0,000
	04/05/2006	32	993	1246,9	134711,30	11,32166	7,213
	05/05/2006	44	892	1161,7	227973,97	16,64013	11,513
	06/05/2006	56	748	1048,7	284115,60	13,02548	1,035

-Les autre puits voir l'annexe.

A partir des résultats de test (tableau IV.1), et notamment Pt, Pf et Qg, nous pourrons tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour chaque puits. Ces résultats sont introduits dans le logiciel PROSPER pour l'établissement des IPRs des puits. Le principe de calcul est simple. Il s'agit de la recherche des coefficients c et n de la méthode multirate choisit précédemment par la méthode de moindre carrées.



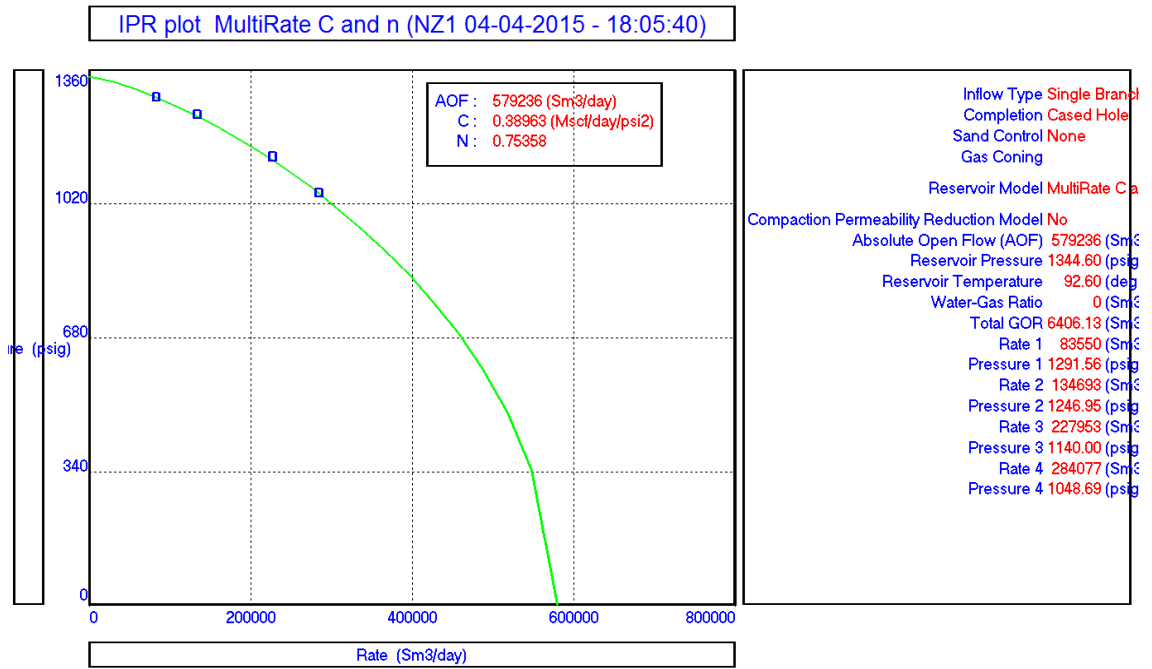


Figure IV- 4: Courbe IPR de NZ 01

-Le tableau suivant résume les résultats obtenus :

Tableau IV- 2: Resumé des resultats du calcul de IPR

PUITS	NZ 01	NZ03	NZ05bis	NZ08	NZ10	NZ11	NZ12	NZ13
Pr (Psia)	1344.60	4337.57	1320.94	1357.77	1349.06	1390.13	1480.50	1418.5
AOF (Sm3/j)	579236	1093258	1126609	562287	722018	680471	30839222	291860
C (Mscf/j/psi2)	0.38936	0.016442	0.34861	0.34444	0.13505	0.091949	0.15828	0.055238
N	0.75358	0.87609	0.81069	0.75916	0.84198	0.8608	0.83318	0.83525

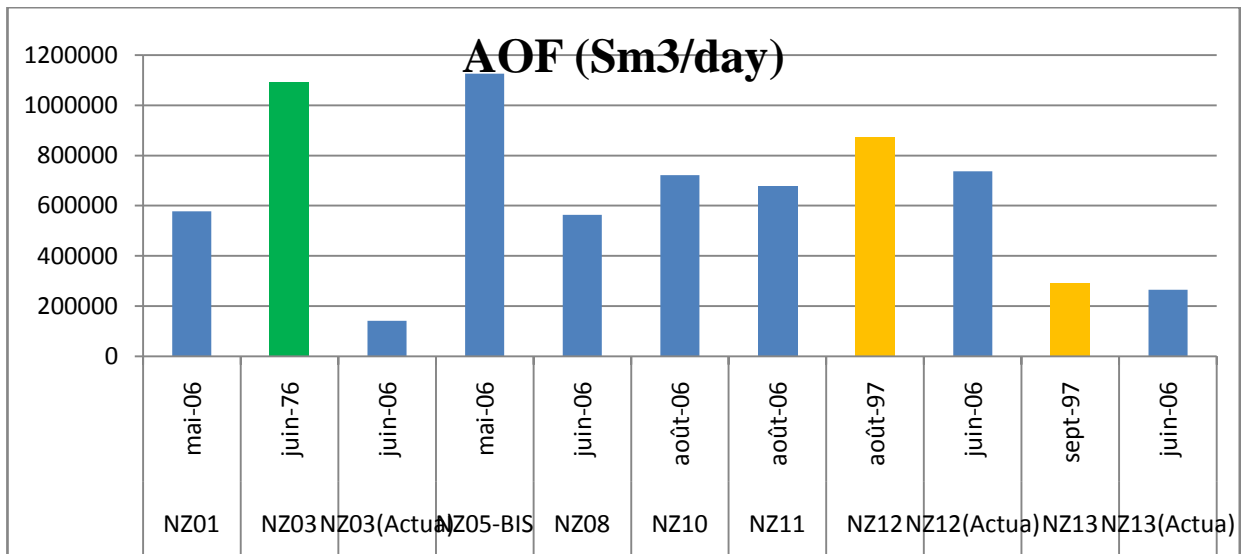


Figure IV-5: AOF des Puits du reservoir

A partir de cet histogramme on voit bien que NZ05bis a une grande productivité par rapport aux puits des champs Nezla et ceci est dû à sa perméabilité qui est plus important que dans les autres puits.

**IV .5.1.4. La complétion des puits :**

Le tableau IV.3 résume les données de complétion nécessaires pour créer les modèles de nos puits est donné dans l’annexe (voir l’annexe).

**IV .5.1.5. Le choix de la corrélation de l’écoulement vertical :**

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d’écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite

erreur relative par rapport aux données mesurées par:  $E = \left| \frac{Q_m - Q_c}{Q_m} \right|$

PROSPER nous offre une multitude de corrélations

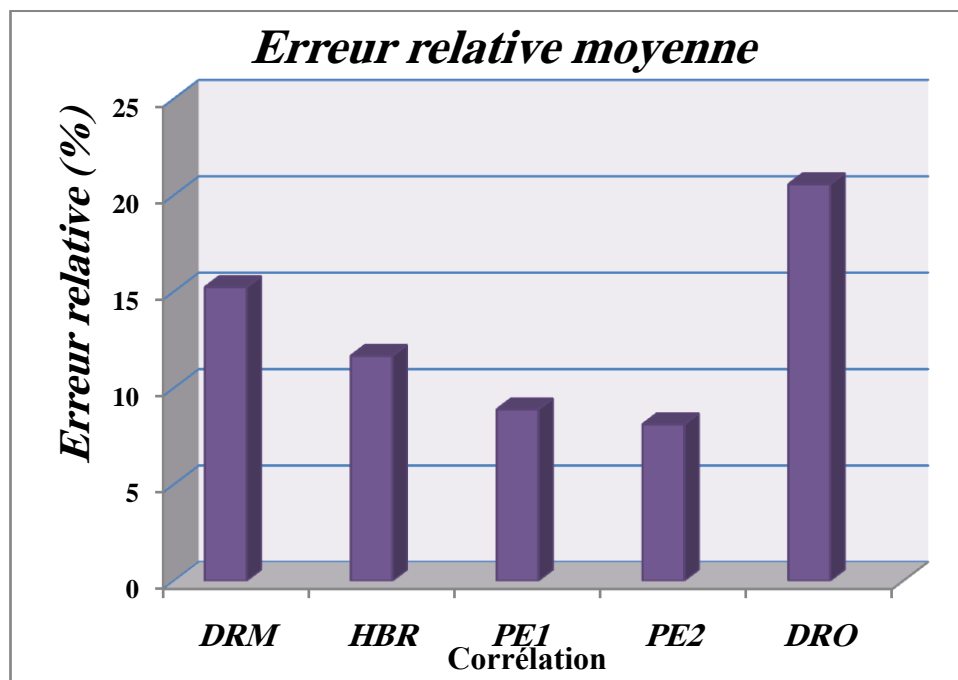
Tableau IV-3: Le choix de la corrélation

Corrélation	Abréviation
Hagedorn and Brown	HBR
Petroleum experts 1	PE1
Duns and Ros Original	DRO
Duns and Ros Modified	DRM
Petroleum experts 2	PE2

**Tableau IV- 4: Erreurs relatives des differentes correlations**

Puits	DRM	HBR	PE1	PE2	DRO
NZ01	27.64	14.05	12.53	15.9	44.46
NZ03	34.05	33.17	33.40	33.61	20.61
NZ05 bis	3.35	3.10	1.76	1.99	21.09
NZ08	1.43	3.94	4.70	2.22	11.55
NZ10	5.50	1.66	1.54	2.01	26.00
NZ11	5.41	6.24	6.48	5.48	11.14
NZ12	2.19	1.88	2.69	2.25	15.77
NZ13	3.00	2.43	2.58	2.16	13.99
$E_{\text{relative moy}}$	10.32	8.31	8.25	8.20	20.57

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

**Figure IV-6: Histogramme des erreurs relatives moyennes**

Nous constatons D'après l'histogramme ci-dessus, que la corrélation de **PETROLEUM EXPERTS 2** donne les estimations des pertes de charges verticales les plus proches des valeurs mesurées. De ce fait, cette corrélation sera utilisée pour les calculs des pertes de charge dans le tubing de nos puits

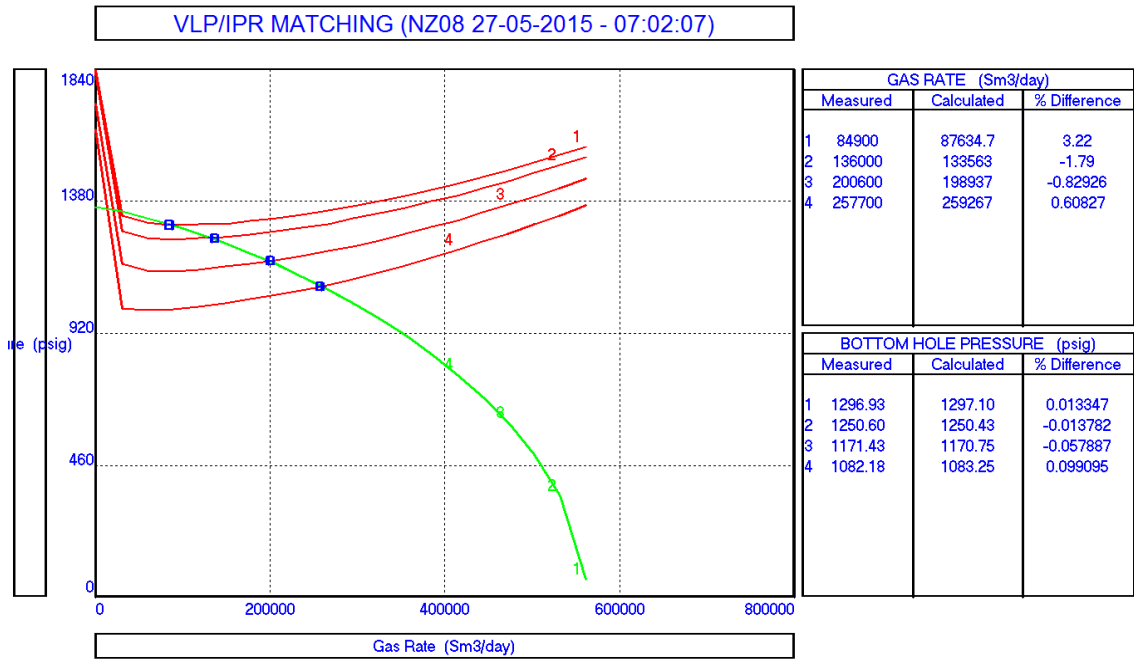


Figure IV-7: inflow (IPR) v outflow (VLP) Plot (NZ1)

Nous constatons qu'il y a une concordance entre les données mesurées et les données obtenues par simulation. Donc, nous en déduisons que les modèles que nous avons construits représentent les puits de NEZLA SUD avec une précision satisfaisante. Le modèle une fois calé, sera utilisé dans la prédiction de performance des puits du réservoir TAGS de NZ qui résulterait des différents scénarios de développement.

**IV.5.1.6. Choix des diamètres optimums des tubings :**

Afin de choisir le diamètre optimum de tubing une étude de sensibilité sur ce dernier à été faite.les résultats obtenus sont montrés dans le tableau suivant :

Tableau IV-5: les résultats du travail

D tubing	Qg (1000m <sup>3</sup> /j)							
	NZ 01	NZ 03	NZ 05 bis	NZ 08	NZ 10	NZ 11	NZ 12	NZ 13
3.5"	144.14	119.96	160.06	157.94	156.94	236.34	243.42	150.99
4"	274.94	130.64	340.44	285.08	304	363.26	432.11	208.33
4.5"	332.18	132.41	442.17	338	373.82	417.45	513.5	222.06
5"	365.96	133.1	514.36	368.82	417.84	450.82	561.77	228.24

-On représente les résultats sous forme graphique

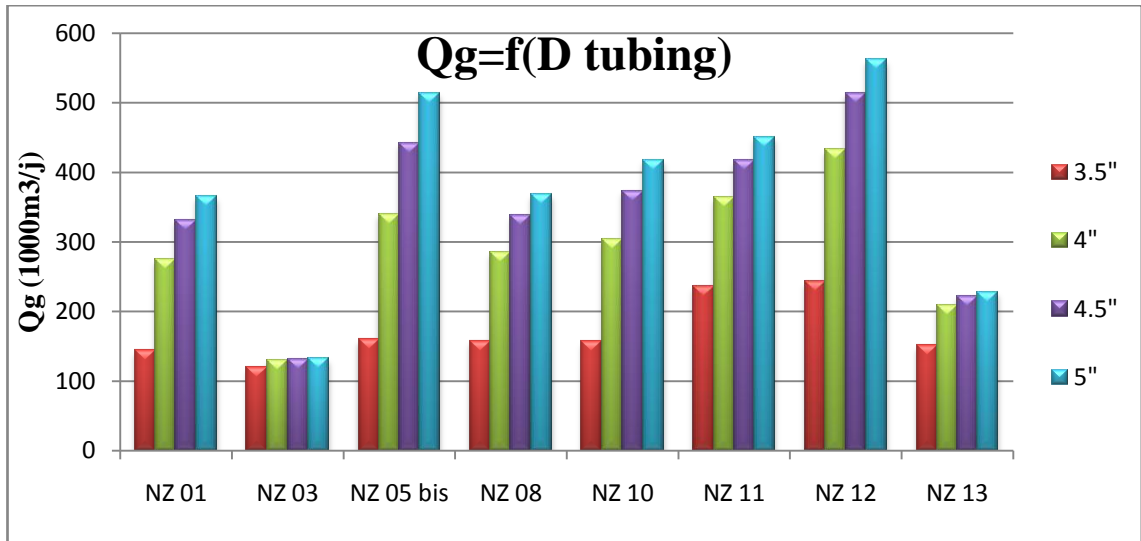


Figure IV-8 : les résultats sous forme graphique

D’après la figure ci-dessus on constate que :

La variation de diamètre pour les puits NZ05bis,NZ08,NZ10,NZ11,NZ12 n’a pas un grand impact sur le débit donc ces puits restent complétés avec le diamètre actuel qu’ est le  $4^{1/2}$ . Par contre un changement du diamètre de NZ3 ,NZ13 est nécessaire afin d’augmenter la débit .

**IV.6. Conclusion:**

le diamètre optimum de chaque puits est :

Tableau IV-6: le diamètre optimum de chaque puits

Puits	NZ- 1	NZ 03	NZ05bis	NZ 08	NZ 10	NZ 11	NZ 12	NZ 13
D actuel	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"
D optimum	4"	4 "	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"	4.5"	4"



# Chapitre V

## Chapitre V: Optimisation –réseaux de Collecte

### V.1 Introduction :

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent poly phasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculées par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

### V.2. plans du réseau de collecte :

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants :

#### V.2.1. Liaison individuelle :

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt ;
- Contrôle des puits en service par un simple examen des P et T° d'arrivée
- Facilité d'isoler une production polluée
- Rapidité de passage d'un puits en test

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

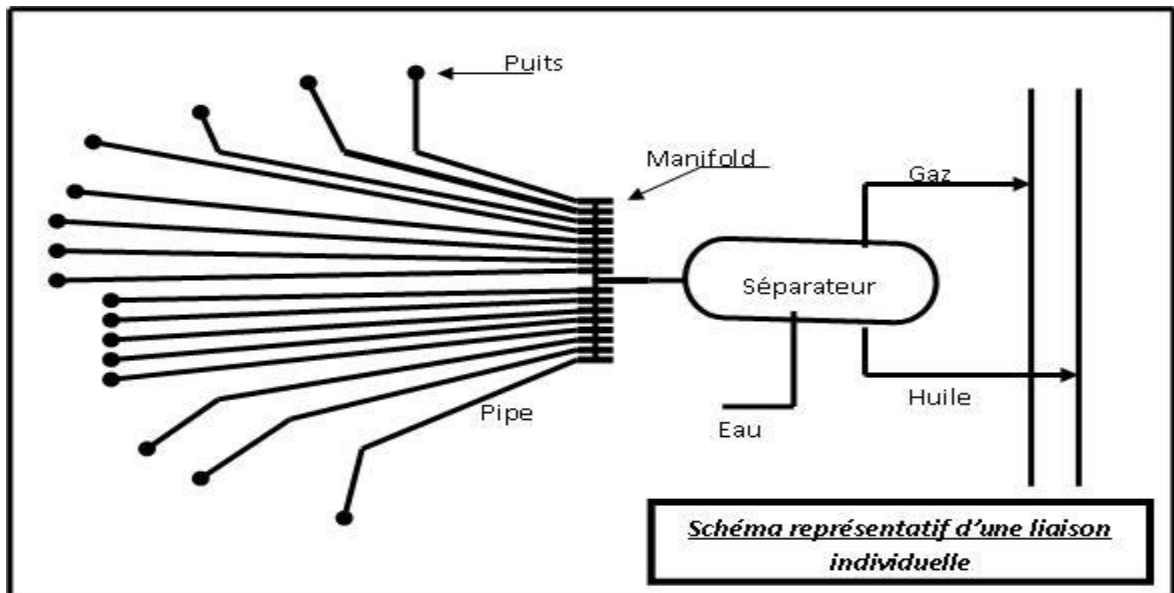
#### V.2.2. liaison par collecteur :

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles. Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent

d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold .dans la plus part des cas on double le collecteur par une ligne de test.

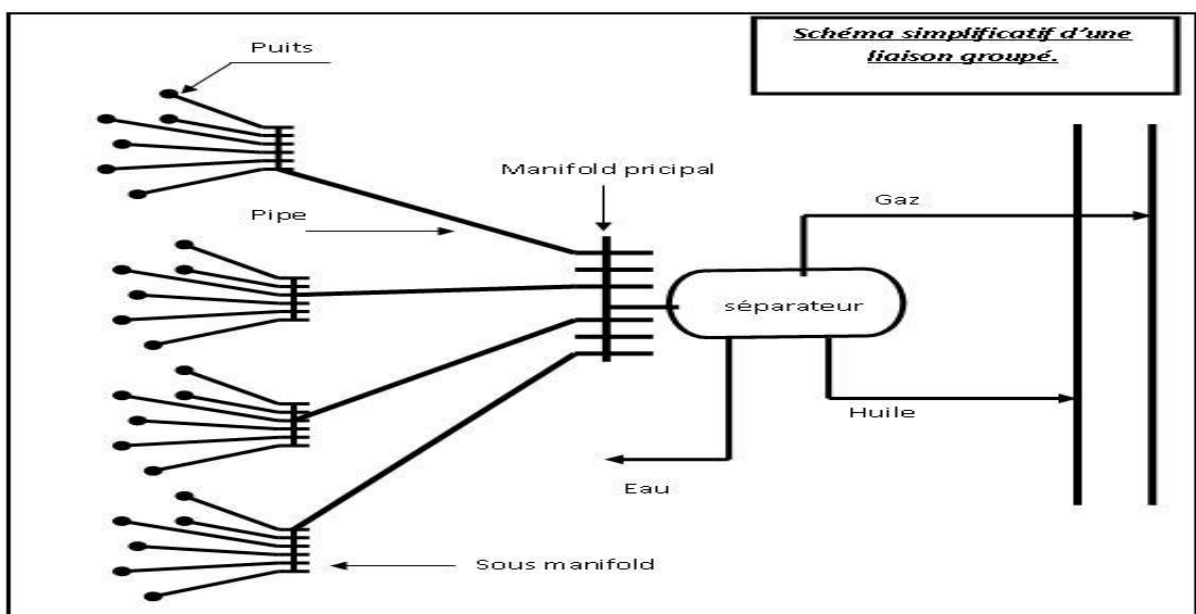
Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.

Le schéma d'un réseau de collecte par ligne individuelle :



*Figure V-1: Réseau de collecte par ligne individuelle*

Le schéma représente la liaison par collecteur :



*Figure V-2: La Liaison par collecteur*

### **V.3. Généralités sur le réseau de collecte de NEZLA SUD :**

#### **V.3.1 Introduction :**

la production du champs de NEZLA SUD va être acheminée jusqu'au centre de traitement de gaz par un réseau de collecte normalement qui réponde aux conditions de production qui sont la minimisation des pertes de charges selon toutes la longueur de la conduite et une vue économiquement rentable.

L'exploitation de cet gisement exige la mise en place d'une centre de traitement qui est relié directement par des collecteurs, des jonctions ou en particulier par des liaisons individuelles (puits – CT).

Dans notre étude, on prend un exemple du réseau de collecte de type jonction et individuel du CT ; puisque il y a 8 puits producteurs de gaz, 2puits sont reliés indirectement au manifold par la jonction (05bis-12). Restent six puits relié directement au manifold vers le centre de traitement.

#### **V. 3.2. Optimisation du réseau de collecte de champ NEZLA SUD:**

La faible production de ce champ est due aux problèmes dans le système de production.

Les problèmes principaux dans le réseau de collecte sont le freinage des puits à faible débit au niveau des jonctions par les puits à fort débit et les petit diamètres des pipes ce qui provoque des pertes de charge élevés ainsi que la présence de l'eau dans la production en provoquant la corrosion des conduites et la formation des dépôts de sel, alors une énorme perte de charge. Cela nécessite de mettre des éléments de protection contre ce phénomène néfaste à la production

Pour cela, on a utilisé dans notre étude la méthode de calcul de « Beggs and Brill » qui permet d'estimer avec approximation suffisante la grandeur de pertes de charge en écoulement diphasique.

Après l'optimisation des tubings, on va modeler le système de production à l'aide du logiciel GAP et voir quels sont les puits qu'ils ont une grande influence sur le débit de production, puis on calcule les pertes des charges au niveau du réseau de collecte pour savoir est qu'il y'a un problème au niveau de ce dernier ou non.

Le réseau de collecte décrit ci-dessus est schématisé dans la figure suivante :

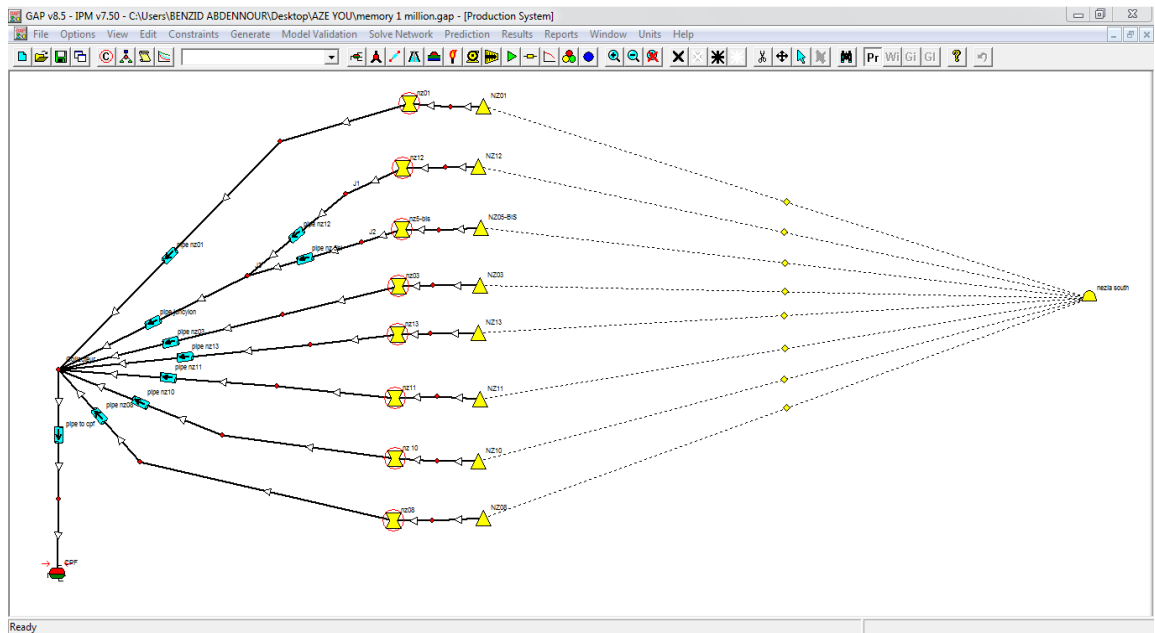


Figure V-3: Le Réseau de collecte de champ NEZLA SUD

Les données nécessaires pour la modélisation du système sont :

1-la pression de séparateur :  $P = 30$  bar.

2-Les données des collectes :

- la longueur.
- le diamètre intérieur.
- la rugosité.

### V.3.3. Réseaux de collecte de NEZLA SUD:

Tableau V-1: Les données des collectes [4]

PIPE	D extérieur(	D intérieur(	longueur(m)	rugosité(mm)
NZ-1 -> Manifold	8	7.36	2975	8.18
NZ-3> Manifold	8	7.36	4350	8.18
NZ5bis >jonctio	8	7.36	1805	8.18
NZ-12 -> jonction	8	7.36	50	8.18
joncti -> Manifold	8	7.36	400	8.18
NZ-8 -> Manifold	6	5.5	4350	6.24
NZ-10 > Manifold	8	7.36	2500	8.18
NZ-11 ->Manifold	8	7.36	928	8.18
NZ-13-> Manifold	6	5.5	3150	6.24

Le Figure qui represent les Réseaux de collecte de NEZLA SUD Voir l’annex.

#### V.4. Les données des puits :

On transfère toutes les données introduites dans Prosper vers Gap

#### V.5. Choix du diamètre de réseaux collecte:

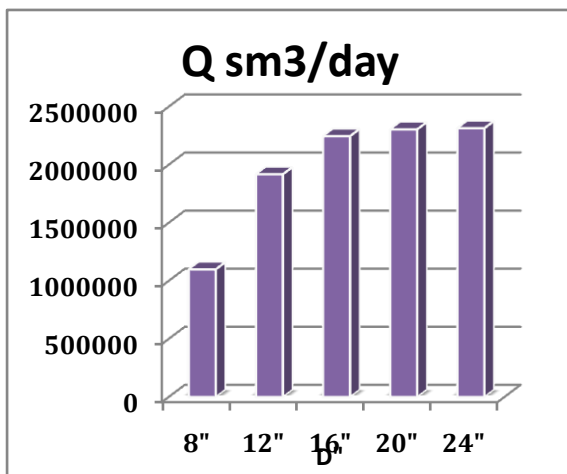
Une étude de sensibilité sur le diamètre de pipe reliant NESLA SUD avec centre de traitement a été faite,

les résultats obtenus sont montrés dans le tableau suivant :

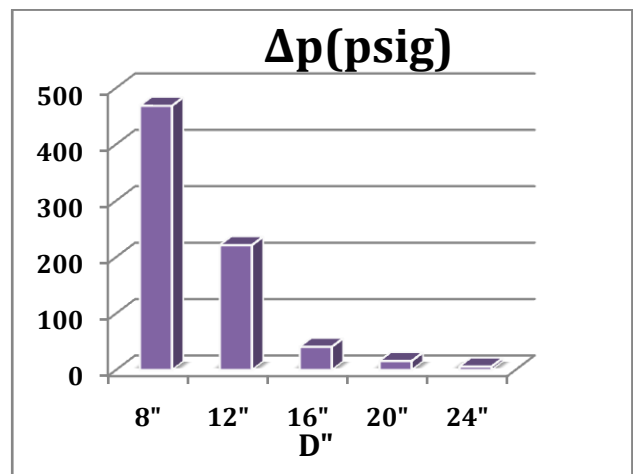
*Tableau V-2: Choix du diamètre de pipe*

D (inch)	8"	12"	16"	20"	24"
Q sm <sup>3</sup> /day	1098778.5	1917751.7	2245694.3	2304112.4	2313828.7
$\Delta p$ (psig)	468.35	221.19	40.83	15.85	6.04

La représentation graphique des débits et des pertes de charge



*Figure V-4: débit en fonction de diamètre*



*Figure V-5:  $\Delta P$  en fonction de diamètre*

#### V.6. CONCLUSION

D'après les résultats obtenues on peut conclure que le diamètre optimum de réseaux collecte de NEZLA SUD est : 16" (faire contraindre économique)



# Chapitre VI

## Chapitre VI: Etude Prévisionnelle

### VI.1. Introduction

Une fois les réserves ayant été estimées et le modèle des puits est initialisé et validé, nous pouvons les utiliser pour prédire le comportement du réservoir qui résulterait des différents scénarios de développement.

Avant de commencer la simulation en mode prévision, nous devons définir certaines contraintes relatives à la production nécessaires au fonctionnement des puits actuels.

### VI.2. Contraintes de production:

Débit maximum de gaz:

- Scénario1: 1 MSm<sup>3</sup>/jour
- Scénario2: 1.5 MSm<sup>3</sup>/jour
- Scénario3: 2 MSm<sup>3</sup>/jour

Pression à l'entrée de CPF: 30 bara.

-Date de début de prédiction : 01/01/2016.

- Arrêt de production: 01/03/2031
- Temps d'arrêt: 5%

### VI.3. Résultats de simulation pour le NETWORK SOLVING :

*Tableau VI -1: Scénario 1(Plateau de 1 MSm<sup>3</sup>/jour)*

Scénario 1 ( 1 MSm <sup>3</sup> /jour)				
puits	Qg (Sm <sup>3</sup> /d)	Pt (Psig)	D duse (in)	D duse (/64)
NZ01	134593,1	928,48	0,50761	32
NZ03	93402,1	680,53	0,49745	32
NZ05 -BIS	138033,3	975,17	0,49955	32
NZ08	130859,4	902,49	0,50562	32
NZ10	132449,1	916,51	0,49399	32
NZ11	130366	935,7	0,49430	19
NZ12	134315,1	963,79	0,49465	64
NZ13	105965,2	775,2	0,49515	32

**Tableau VI -2: Scénario 2 Plateau de 1.5MSm3/jour**

Scénario 2 ( 1.5 MSm3/jour)				
puits	Qg(Sm3/d)	Pt (Psig)	D duse(in)	D duse(/64)
NZ01	203762,4	822,78	0,67490	43
NZ03	124541	454,17	0,97790	63
NZ05 -BIS	176842,9	942,13	0,57992	37
NZ08	169451,4	852,25	0,59730	38
NZ10	223446,7	804,06	0,70215	45
NZ11	216242,9	823,68	0,69119	44
NZ12	222202	856,49	0,68778	44
NZ13	163505,6	490,21	0,94360	60

**Tableau VI -3: Scénario 3 Plateau de 2 MSm3/jour**

Scénario 3 ( 2 MSm3/jour)				
puits	Qg (Sm3/d)	Pt (Psig)	D duse (in)	D duse (/64)
NZ01	279464,5	654,72	200,307	59
NZ03	124350,3	456,03	25,1195	64
NZ05 -BIS	289536,2	811,32	377,801	52
NZ08	275168,2	653,27	216,385	57
NZ10	287511,7	692,24	258,375	56
NZ11	283380,6	702,46	271,469	56
NZ12	294754,6	733,89	279,717	56
NZ13	164297,2	484,92	46,8674	63

**VI.4. Comparaison entre les 3 scénarios :**

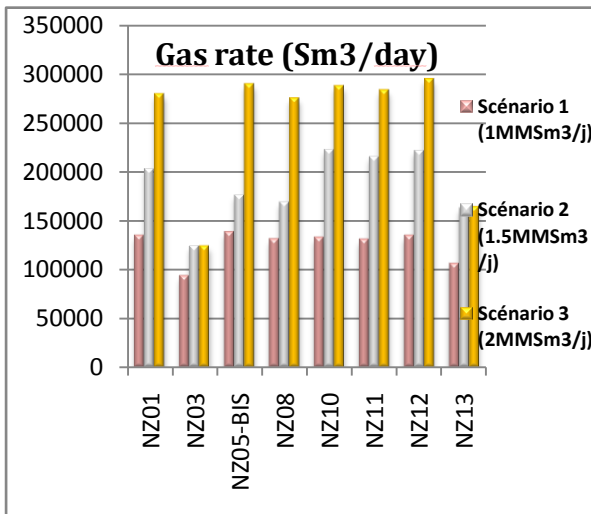


Figure II. 1: gas rate (sm3/day)

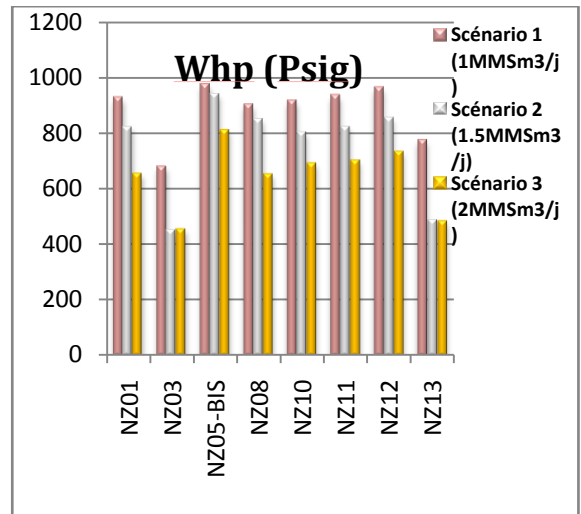


Figure II. 2: whp (psig)

**VI.5. Etude prévisionnelle:**

Basant sur les diamètres optimum de tubing calculé précédemment, on a fait une étude prévisionnelle. Les résultats de cette simulation sont donnés dans la figure suivante :

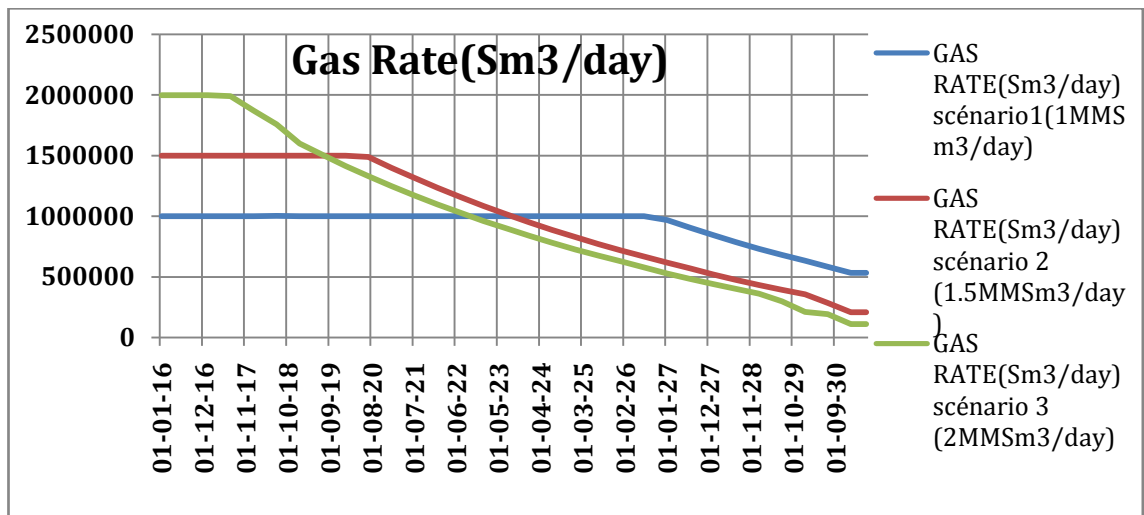


Figure II. 3: Contraintes de production

**VI.6. CONCLUSION:**

- Avec un plateau de production de 1 MSm<sup>3</sup> on peut maintenir ce dernier jusqu'à 2027 soit une durée de 11 ans.
- L'augmentation du plateau de production à 1.5 MSm<sup>3</sup> nous a permis d'avoir un gain de production de 50% par rapport au scénario 1 mais cela ne durera que 4 ans.
- Pour le 3<sup>ème</sup> scénario (2MSm<sup>3</sup>/j), les puits n'ont pas pu atteindre le débit préalablement fixé.

## Conclusion générale

A partir de cette étude on peut tirer les conclusions suivantes :

- La chute de la production des puits de NEZLA SUD est due essentiellement à la chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée ce qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde.
- La pression du champs NEZLA SUD a chuté de 4249.6 psi (-2200 m) jusqu'à 1379.5 psi en août 2006.
- L'estimation des réserves par la méthode bilan matière nous a permis d'identifier un volume de gaz initialement en place de 28.42 Bsm<sup>3</sup>.
- La production cumulée de gaz est de l'ordre de 19.1 Bsm<sup>3</sup> soit un taux de récupération de 67.20% de GIIP.
- Les puits NZ-13 et NZ-03 ont une faible productivité à cause de leur position structurale (situé dans le flanc).
- Le réservoir TAGS du champ Nezla est un réservoir volumétrique en d'autre terme ce réservoir n'est pas assisté par une aquifère.
- Le diamètre optimum de NZ03 et NZ13 est de 4 "
- Le diamètre optimum du pipe qui va relier NEZLA SUD avec centre de traitement est de 16 " (faire contrent économique)
- Avec un plateau de production de 1 MMSm<sup>3</sup> on peut maintenir ce dernier jusqu'à 2027 soit une durée de 11 ans.
- L'augmentation du plateau de production à 1.5 MMSm<sup>3</sup> nous a permis d'avoir un gain de production de 50% par rapport au scénario 1 mais cela ne durera que 4A ans.
- Pour le 3ème scénario (2MMSm<sup>3</sup>/day), les puits n'ont pas pu atteindre le débit préalablement fixé.
- Au bout de 2031, on peut atteindre un taux de récupération de gaz de 83%.

### **Recommandations :**

- Mise en œuvre la production du champ par l'intermédiaire de tous les puits avec un plateau de production de 1MMSm<sup>3</sup>/day.
- Faire des essais potentiels des puits NZ-05BIS et NZ-12 pour évaluer l'endommagement causé par WO.
- Faire un WO pour le changement du diamètre de tubing des puits NZ-3 et NZ-13 de 4<sup>1/2</sup> à 4".
- Appliquer une politique de monitoring du réservoir (surveillance) pour la bonne conservation des performances de gisement.
- Faire un RST pour NZ13 et NZ03 pour localiser le contact GWC.



## Références Bibliographiques

### Livres:

- [1] Dr. Boyun Guo : “Petroleum Production Engineering Handbook, A Computer Assisted Approach”, Publisher: Elsevier Science & Technology Books, February 2007.
- [2] Tarek Ahmed: “Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition”, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [3] Tarek Ahmed: “Advanced Reservoir Engineering,”, Gulf Professional Publishing, 2005.

### Rapports:

- [4] Projet de Reprise du champ Nezla sud (Réservoir TAGS) Sonatrach Gassi Touil service techniques puits.
- [5] Repsol YPF E&P, Gassi Touil Integrated Project (Algeria) / Technical Report, February 2005.

### Sites web:

- [6] <http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/Piper/WebHelp/c-te-pressure.htm> , 2014
  - [7] <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/424/gas%20wells.pdf> , 2012
-

## Les principales corrélations utiliser pour l'IPR:

- **Corrélation de Jones**

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

$$(Pr - Pwf) = A Q^2 + BQ$$

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

- **Corrélation de Forcheimer :**

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

$$(Pr - Pwf) = A Q^2 + BQ$$

Tel que : A : coefficient de perte de charge due à l'écoulement turbulent.

B : coefficient de perte de charge due à l'écoulement laminaire.

- **back pressure:**

Sa forme est :  $Q = c(Pr^2 - Pwf^2)^n$

Où "c" et "n" sont déterminés à partir de pression et des propriétés de réservoir.

- **C and N :**

C'est la même forme que l'équation back pressure mais elle diffère dans la manière de l'obtention des constante c et n :

$$Q = c(Pr^2 - Pwf^2)^n$$

Où "c" et "n" sont déterminés en traçant la courbe de Q en fonction de  $(Pr^2 - Pwf^2)$  sur un papier log-log

Et "n" varie de 0.5 pour un écoulement turbulent à 1 pour un écoulement laminaire.

- **Multi-rate Jones :**

Plus de 10 points de test peuvent être introduits pour adapter la corrélation de Jones pour les gaz qui est exprimé sous la forme suivante :

$$(Pr^2 - Pwf^2) = A Q^2 + BQ$$

- **Modified isochronal :**

Les tests isochrones modifiés sont généralement utilisés pour les puits à gaz parce qu'ils ont besoin moins de temps et d'argent pour produire les mêmes résultats que ceux du test isochrone. Ce modèle est basé sur celui de back pressure :

$$Q = c(Pr^2 - Pwf^2)^n$$

$$si\ n = 1\ alors\ c = \frac{0,703\ k\ h}{\mu g T Z \ln\left(\frac{0,606\ re}{rw}\right)}$$

- **Forcheimer avec pseudopressure :**

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

$$(\Psi - \Psi_f) = A Q^2 + BQ$$

Où :

$$\Psi = 2 \int_0^{P_i} \frac{P}{\mu \cdot Z} dP$$

## Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing :

### 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.

### **Modèles homogènes:**

Ne tient pas compte de HL pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Et considère une même vitesse d'écoulement gaz et liquide. Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases.

### **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).

### **Modèles généralisés:**

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.

### **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. Poettmann Carpenter

-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, a 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 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

### **Les principales corrélations utiliser pour l'écoulement vertical.**

#### **-Duns & Ros :**

C'est le résultat du travail de laboratoire où le holdup de liquide et le régime d'écoulement sont observés. Ils ont utilisés une carte du modèle d'écoulement pour déterminer la vitesse de glissement (et par conséquent le holdup de liquide) et le facteur de frottement. Cette corrélation est recommandée pour les puits où les grands rapports gaz-liquide et les vitesses d'écoulement ont induit le comportement de régime d'écoulement.

#### **-Petroleum Expert :**

Cette corrélation combine les meilleurs dispositifs des corrélations existantes. Elle emploie la carte d'écoulement de Gould et Al et la corrélation de Hagedorn Brown dans le slug flow, et des Duns & ROS pour le mist flow. Dans le régime transitoire, une combinaison des résultats de ces modes d'écoulement sont employées.

---

**-Duns & Ros original :**

C'est la méthode éditée originale, sans perfectionnements appliqués dans la corrélation primaire de Duns & ROS. Cette dernière a été développée et optimisée pour l'utilisation avec le condensat.

**-Duns & Ros modified:**

C'est le résultat du travail de laboratoire où le holdup de liquide et le régime d'écoulement sont observés. Ils ont utilisés une carte du modèle d'écoulement pour déterminer la vitesse de glissement (et par conséquent le holdup de liquide) et le facteur de frottement. Cette corrélation est recommandée pour les puits où les grands rapports gaz-liquide et les vitesses d'écoulement ont induit le comportement de régime d'écoulement.

**Les données des essais des puits :***Tableau II: Les données des essais des puits [4]*

PUITS	DATE	DUSE(1/64)	Pt(psig)	Pf (psig)	Qgaz(Sm3/j)	Qcond(Sm3/j)	Qw (m3/j)
NZ03	16/05/1986	24	---	1687,2	153160,80	---	---
	17/05/1986	48	---	1066,7	279210,96	---	---
	18/05/1986	64	---	711,1	324758,14	---	---
NZ5-BIS	09/05/2006	24	1068,9	1291,5	86111,70	0,63217	0,000
	10/05/2006	32	1047,1	1273	142819,40	0,86624	0,204
	11/05/2006	44	962,44	1221,8	247833,67	1,22930	0,127
	12/05/2006	56	857	1163,3	334645,48	1,13854	0,175
NZ08	11/06/2006	24	1017	1298,3	84911,55	4,90446	0,621
	12/06/2006	32	979	1247,7	136018,49	7,30892	0,924
	13/06/2006	40	896	1171,1	200627,27	7,51592	1,258
	14/06/2006	48	793	1084,1	257735,03	8,3120	1,28
NZ10	30/08/2006	28	1003	1267	114545,26	8,59873	0,796
	31/08/2006	40	915	1184	212101,22	11,46497	1,115
	01/09/2006	48	826	1120	272497,25	12,89809	1,115
	02/09/2006	60	696	1031	344622,85	11,30573	1,433
NZ11	23/08/2006	28	1034	1316	120650,07	7,80255	0,637
	24/08/2006	36	973	1235	165417,02	8,59873	1,115
	25/08/2006	44	895	1178	227677,32	11,14650	1,274

	26/08/2006	56	771	1081	301774,17	11,14650	0,955
NZ12	06/08/1997	32	1112	1360	163061,54	9,15446	0,530
	07/08/1997	40	1049	1312,8	239566,64	12,30892	0,651
	08/08/1997	48	955	1243,9	321761,48	14,35191	0,771
	09/08/1997	64	745	1121	426307,28	15,57484	0,841
NZ13	21/09/1997	32	870	1137,6	129278,08	11,46815	0,481
	22/09/1997	40	714	1008,5	163587,60	10,98726	0,651
	23/09/1997	48	575	909,5	187097,71	11,60828	0,712
	24/09/1997	64	472	848	204545,99	12,08917	0,481

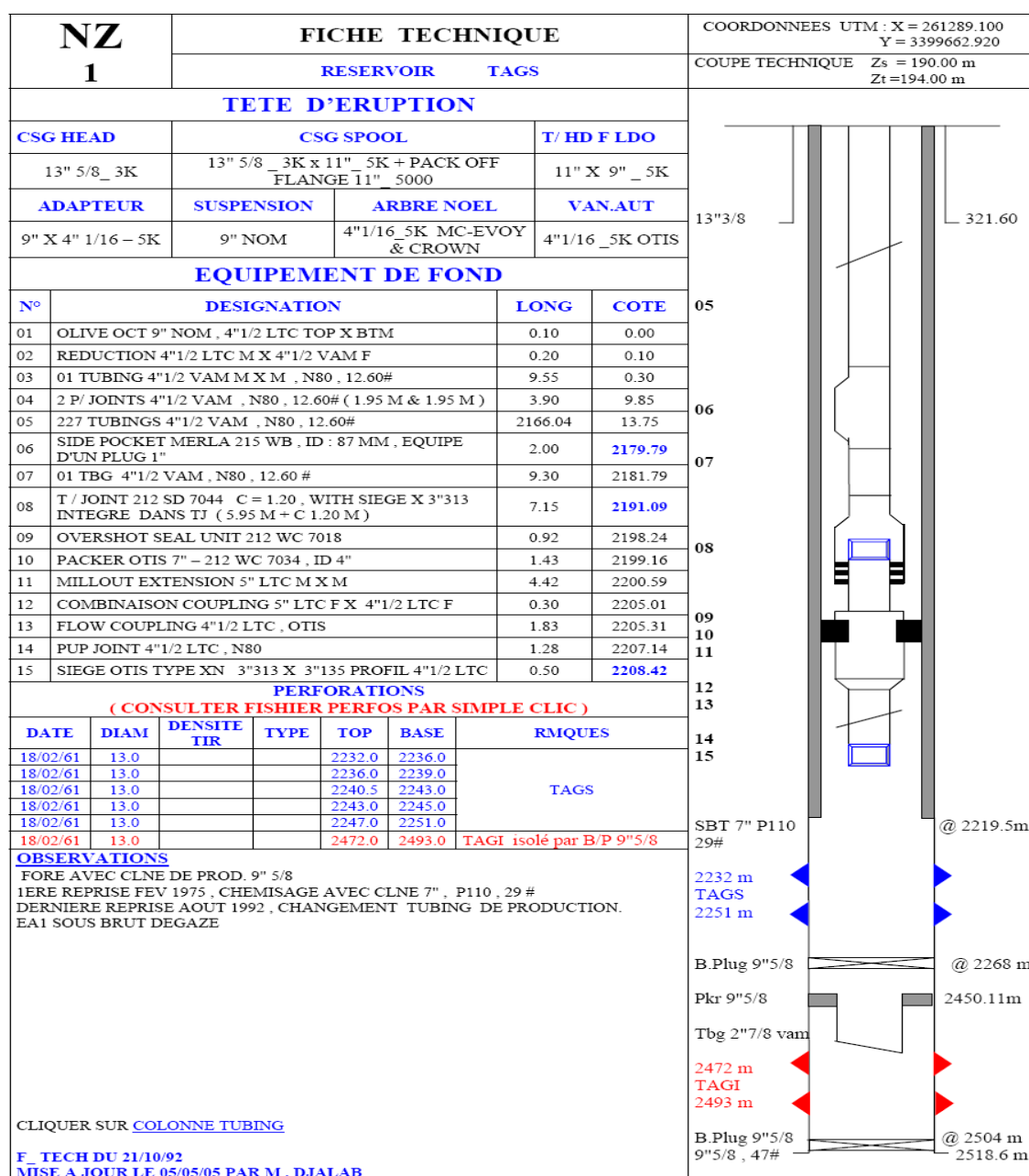


Figure -: fiche technique de puit NZ1



## La complétion des puits :

Le tableau suivant résume les données de complétion nécessaires pour créer les modèles de nos puits.

*Tableau: Résumé de la complétion*

Puitsen	Côte des mid perfos (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominal du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
NZ01	2241.5	2397.41	4" ½	3.958
NZ03	2566.4	2208.40	4" ½	3.92
NZ05 bis	2060	1880.27	4" ½	3,958
NZ08	2361.5	2332.69	4" ½	3.958
NZ10	2398	2284.66	4" ½	3.92
NZ11	2405.5	2364.11	4" ½	3.92
NZ12	2246	2200.86	4" ½	3.92
NZ13	2523.75	2490.81	4" ½	3,958

## Pertes de charge diphasique dans les conduites horizontales :

### Introduction :

La détermination des pertes de charge dans les conduites horizontales concerne deux opérations principales de l'industrie pétrolière :

- Le dimensionnement des lignes de transport des mélanges d'huile et gaz.
- Le dimensionnement des collectes de transport du brut depuis la tête de puits jusqu'au centre de traitement.

Plusieurs études ont été réalisées pour estimer les pertes de charges dans les conduites horizontales, la première publication dans ce domaine était en 1949 par Lockhart & Martinelli, puis plusieurs corrélations ont été publiées, ces corrélations sont basées sur des études expérimentales à fin de définir des équations générant l'écoulement polyphasique dans les conduites horizontales.

Parmi ces corrélations les plus réponsus sont :

Ovid Baker (1954)

Dukler

Eaton

Lockhart & Martinelli (1949) .

Beggs & Brill (1973).

A noter qu'il est difficile de juger la quelle de ces corrélations est la plus fiable pour n'importe quel type de fluide et de pipe, car chaque corrélation a été réalisée dans des conditions spécifiées et pour des hypothèses bien déterminées.

Dans ce qui suit nous illustrerons la corrélation de **Beggs & Brill** (1973) qui est la corrélation la plus utilisée dans le calcul des pertes de charge polyphasique des conduites horizontale.

### Corrélation de Beggs & Brill :

La corrélation de Beggs & Brill est développée à partir des données expérimentales obtenues dans une installation de 1" et 1.5" et de longueur 90 ft.

Les paramètres étudiés sont :

- Débit de gaz : de 0 à 300 mscf/d
- Débit de liquide : de 0 à 30 gal/min
- Pression moyenne du système : 35 à 95 psia
- Gradient de pression : de 0 à 0.8 psi/ft
- Angle d'inclinaison : de -90° à +90°

**Beggs & Brill** ont développé leur corrélation après 580 essais, cette corrélation exige la détermination du régime d'écoulement existant dans la conduite, pour cela ils ont défini des limites pour chaque régime.

Le gradient de pression totale pourrait donc être enfin calculé par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\frac{g}{g_c} \rho_{tp} \sin \theta + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} V_m V_{sg}}{g_c P}}$$

## Les principales corrélations utiliser pour le réseaux de collecte:

### - Orkiszewski :

Développé en utilisant le travail des Duns & ROS et Hagedorn & Brun. Il a utilisé Griffith et Wallismethod pour l'écoulement de bulle, une nouvelle méthode pour l'écoulement en lingots (par bouchons), et Duns & ROS pour l'écoulement transitoire et de brume. Le coefficient de distribution du liquide Triggia peut être employé quand la vitesse de mélange est plus grande que 10 ft/sec. Il a été développé pour éliminer les discontinuités de pression.

### -Mukerjee & Brill :

Développée expérimentalement, pour la développer Mukherjee & Brill ont utilisés un flowline de 1.5in de diamètre à l'aide d'un flowline en acier incliné à plusieurs angles y'a compris l'écoulement descendant comme régime d'écoulement. Cette équation est recommandée pour l'écoulement incliné ou horizontal.

### -Réseaux de collecte de NEZLA SUD

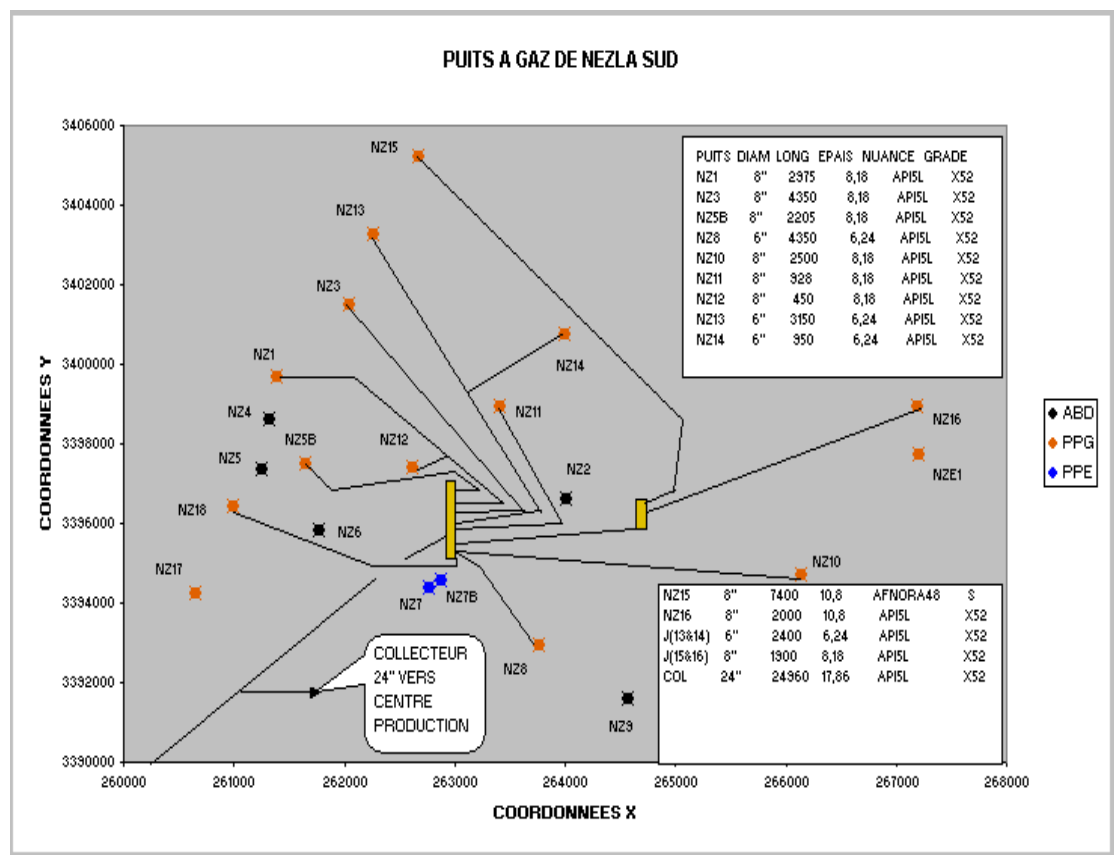


Figure III -: Réseaux de collecte de NEZLA SUD.[4]