

N° Ordre ...../Faculté/UMBB/2022.

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



**Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Département Gisements Miniers et Pétroliers**



**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par :

BOUKOU Loubna

BENKERDOU Manel

**Filière :** Hydrocarbures

**Option :** Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

**Thème**

---

**Scénarios pour Augmenter la Longévité du Plateau de Production du Champ  
Barouda**

---

**Devant le jury :**

ZERAIBI Noureddine

Professeur

UMBB

Encadreur

BENYOUNES Khaled

Professeur

UMBB

Examinateur

GARECHE Mourad

MCA

UMBB

Examinateur

SAIFI Redha

MAA

UMBB

Examinateur

**Année universitaire : 2021 / 2022**

N° Ordre ...../Faculté/UMBB/2022.

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



**Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Département Gisements Miniers et Pétroliers**



**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par :

BOUKOU Loubna

BENKERDOU Manel

**Filière :** Hydrocarbures

**Option :** Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

**Thème**

---

**Scénarios pour Augmenter la Longévité du Plateau de Production du Champ  
Barouda**

---

**Devant le jury :**

ZERAIBI Noureddine

Professeur

UMBB

Encadreur

**Année universitaire : 2021 / 2022**

## Dédicace

*Après cinq années d'études et de travail acharné voilà que le moment tant attendu est arrivé : la fin du chapitre laissant place à une nouvelle page blanche pour dessiner un nouvel itinéraire d'une nouvelle expérience mais avant cela je remets le compte rendu qui résume ces cinq années. Je dédie ce travail :*

- ☆ *A ma mère pour son amour, ses encouragements et ses sacrifices ; qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.*
- ☆ *A mon père pour son soutien et la confiance qu'il m'a accordé.*
- ☆ *A mes deux sœurs et mon frère et ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont chaleureusement supportée et encouragée tout au long de mon parcours.*
- ☆ *A ma grand-mère qui ne m'oublie jamais lors de ses prières.*
- ☆ *A tous les membres de ma famille.*
- ☆ *A celles qui ont fait partie de ma vie et rendues ces cinq années agréables malgré les conditions : mes copines.*
- ☆ *Aux enseignants de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie et en particulier ceux du département Gisement Minier et Pétrolier.*
- ☆ *A tous ceux qui m'apprécient et me respectent.*
- ☆ *A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à ma binôme BENKERDOU MANEL.*



BOUKOU Loubna ☺

## *Dédicace :*

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime. Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

- ❖ A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*
- ❖ A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*
- ❖ Mes chères sœurs ZAHRA, FELLA, SABRINA.*
- ❖ Mes chers frères MALEK, ABDALLAH.*
- ❖ Mes deux nièces AICHA, ARWA que j'aime trop.*
- ❖ À tous les enseignants du département gisements pétroliers et miniers.*
- ❖ Tous mes amis chacun a son nom.*
- ❖ Aux membres de la SEG student chapter boumerdes.*
- ❖ Tous les camarades du Groupe MAPH17.*
- ❖ Tous ceux que j'aime et je respecte.*
- ❖ A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à ma binôme BOUKOU LOUBNA*

*BENKERDOU MANEL*

# Remerciements

Louage à dieu le tout puissant, clément et miséricordieux de nous avoir aidé à accomplir ce modeste travail.

Nous tenons à remercier nos chers parents pour leur soutien et leur encouragement tous le long de nos études.

Toute notre infinie gratitude à toutes personnes ayant contribué de près ou de loin au bon déroulement de notre stage au sein de Groupement Timimoune GTIM-Adrar (Petroleum Engineering & Développement/Subsurface), jusqu'à l'élaboration de ce travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadrant Pr. ZERAIBI Noureddine pour sa disponibilité et ses conseils judicieux.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements à Mr. MAHAMADIOUA Youcef et Mr. MAICHE Aissa pour leurs temps, leurs conseils et les orientations impeccables.

Nous tenons aussi à remercier l'ensemble des enseignants de La Faculté des hydrocarbures et de la chimie qui ont contribué à notre formation spécialement les enseignants du département gisement miniers et pétroliers qui sans leurs formations, ce projet n'aurait jamais vu le jour.

Enfin, tous nos remerciements vont à notre deuxième famille et nos amis de la FHC qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager tous le long de notre cursus universitaire.

**RESUME :**

Dans le domaine pétrolier, l'objectif principal des différentes études effectuées avant et durant la vie d'un champ est de maximiser la production dans le but d'augmenter les bénéfices économiques en un temps bien établi, ou de maintenir un plateau de production le plus longtemps possible tout en considérant les contraintes technico-économiques.

Ce travail consiste en une étude d'optimisation nous permettant de déterminer le nombre et l'emplacement des puits sur la structure BAROUDA dans un des objectifs tracés :

1. Augmenter la récupération la production journalière du champ pour faire face aux différentes contraintes contactuelles.
2. Augmenter la longevité du plateau de production sur le champ, afin de satisfaire les contrats commerciaux établis à long terme.

Afin d'atteindre notre objectif, nous avons établi 5 scénarios d'exploitation les plus plausibles et dont nous allons les décortiquer le long de ce mémoire. Les résultats obtenus seront soumis à une étude économique et ce afin de choisir le Projet (scénario) le plus rentable et le plus stable par rapport à la volatilité du prix de gaz et qui aura la VAN la plus élevée.

**Mots clés :** plan de développement de champ, scénarios de développement, prévisions de production, simulation de réservoir, modélisation intégrée de la production, évaluation technico-économique

**ABSTRACT:**

In the oil industry, the main objective of the various studies carried out before and during the life of a field is to maximise production in order to increase economic profits within a set time, or to maintain a production plateau for as long as possible while considering the technical and economic constraints.

This work consists of an optimization study allowing us to determine the number and location of wells on the BAROUDA structure in one of the following objectives:

1. To increase the daily production recovery of the field in order to face the different contact constraints.
2. To increase the longevity of the production plateau on the field, in order to satisfy the commercial contracts established in the long term.

In order to achieve our objective, we have established 5 most plausible exploitation scenarios, which will be discussed in detail in this thesis. The results obtained will be subjected to an economic study in order to select the most profitable and stable project (scenario) with respect to gas price volatility and the highest NPV.

**Keywords:** field development plan, development scenarios, production forecasts, reservoir simulation, integrated production modelling, techno-economic evaluation

# SOMMAIRE

I	Chapitre 1 : Description du champ.....	3
I.1	Introduction :.....	3
I.2	Situation géographique.....	3
I.3	Situation géologique.....	3
I.4	Système gazéifié.....	4
I.5	Potentiel pétrolier.....	5
I.6	Les réservoirs gréseux « tight gas reservoir ».....	6
II	Chapitre 2 : Aspect géologique.....	7
II.1	Introduction :.....	7
II.2	Evolution structurale :.....	7
II.3	Aspect stratigraphique :.....	8
II.3.1	Objectifs de la Stratigraphie:.....	8
II.3.2	Caractéristique Stratigraphique:.....	8
III	Chapitre 3 : PVT.....	10
III.1	Classification des réservoirs.....	10
III.2	Réservoir de gaz :.....	11
III.2.1	Réservoir de gas sec (dry gas reservoir) :.....	11
III.2.2	Réservoir de gaz a condensat (gas condensat) :.....	11
III.2.3	Réservoir de gaz humide (wet gas reservoir) :.....	12
III.3	Propriétés du gaz :.....	12
III.3.1	Composition chimique du gaz :.....	12
III.3.2	Masse moléculaire du gaz :.....	13
III.3.3	Densité :.....	14
III.3.4	Calcul des paramètres pseudo-critique des gaz :.....	14
III.3.5	Le facteur de compressibilité (Z).....	16
III.3.6	La masse volumique ( $\rho_g$ ) :.....	18
III.3.7	Viscosité du gaz:.....	19
III.3.8	Facteur volumétrique ( $B_g$ ) :.....	20
III.3.9	Compressibilité du gaz ( $C_g$ ) :.....	21
III.4	Perméabilité relative:.....	22
III.4.1	Mesures au laboratoire :.....	22
III.4.2	Corrélations :.....	23
III.5	Pression capillaire :.....	25

IV	Chapitre 4 : Optimisation.....	27
IV.1	Le système de production des hydrocarbures :.....	27
IV.2	Analyse nodale : .....	28
IV.3	Productivité du puits 'Inflow Performance Relationship' : .....	29
IV.3.1	Pseudo Steady State Equation de Darcy 'Single phase flow' : .....	30
IV.3.2	Équation de Jones 'The Laminar-Inertial-Turbulent Approach' .....	32
IV.3.3	Equation de Back Pressure Test .....	33
IV.4	Les futures Inflow Performance Relationships.....	35
IV.4.1	L'équation de back-pressure : .....	35
IV.4.2	Méthode LIT : .....	35
IV.5	Puits 'well' : .....	36
IV.5.1	Les facteurs qui influencent sur la complétion .....	36
IV.5.2	Réservoir wellbore interface (completion architecture).....	36
IV.6	L'écoulement à travers le tubing (TPR) .....	37
IV.6.1	Ecoulement monophasique de fluide compressible 'gaz' .....	37
IV.6.2	L'équation générale de l'énergie .....	38
IV.7	Vertical lift performance (VLP ou TPR).....	40
IV.8	Les Modèles Puits.....	41
IV.8.1	Introduction.....	41
IV.8.2	Procédure de travail pour la conception d'un modèle de puits.....	41
IV.8.3	La construction des courbes VLP : .....	44
IV.8.4	Discussion des résultats :.....	44
IV.8.5	Exportation des données VLP vers simulateur .....	45
IV.8.6	Conclusion : .....	45
V	Chapitre 5 : Simulation.....	46
V.1	Introduction :.....	46
V.2	Introduction au modèle BLACK OIL : .....	46
V.2.1	Loi de conservation de masse : .....	47
V.2.2	Equation différentielle :.....	48
V.3	Linéarisation du système d'équations :.....	50
V.3.1	Concepts de différences finies: .....	50
V.3.2	Evaluation des transmissibilités : .....	51
V.3.3	Evaluation des mobilités :.....	53
V.3.4	Maillage et conditions aux limites :.....	53

V.3.5	La procédure IMPES :.....	53
V.3.6	Résolution numérique du système d'équations :.....	55
V.4	Initialisation de l'outil de simulation (ECLIPSE 100) : .....	55
V.4.1	A partir de Notepad (ou autre éditeur de Texte) : .....	55
V.4.2	Préparation du fichier .DATA :.....	55
V.5	Différentes étapes de la modélisation : .....	59
V.5.1	Modélisation des failles (Fault modeling) : .....	59
V.5.2	Pillar gridding :.....	59
V.5.3	Subdivision stratigraphique (Faire les horizons) : .....	59
V.5.4	Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layering): .....	60
V.5.5	Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scaleup well logs) :	60
V.5.6	Modélisation Pétrophysique (Petrophysical modeling) : .....	60
V.6	Description du modèle statique : .....	60
V.6.1	Modèle statique : .....	60
V.6.2	Validation de la grid :.....	61
V.6.3	Upscaling (la mise à l'échelle) :.....	63
V.6.4	Propriétés du Modèle :.....	64
V.6.4.1.1	Les logs : .....	64
V.6.5	Définition du contact par structure (Free Water Level).....	69
V.6.6	Définitions des scénarios :.....	72
V.6.7	Le choix technique de meilleur scenario : .....	83
V.6.8	Conclusion : .....	83
VI	Chapitre 6 : Etude économique.....	91
VI.1	Les principaux critères économiques d'un projet : .....	91
VI.1.1	Les paramètres économiques : .....	91
VI.2	Etude économique pour la production de trois Field : .....	94
VI.2.1	Les hypothèses économiques :.....	94
VI.2.2	Calcul des différents scénarios : .....	94
VI.3	Conclusion : .....	101
VII	Conclusion et recommandation .....	102
VII.1	Conclusion : .....	102
VII.2	Recommandation : .....	102

## Liste des figures

<b>Figure I-1:</b> Localisation du Bassin de Timimoun (TEPA, 2008).....	3
<b>Figure I-2:</b> Système pétrolier du bassin de Timimoune, charte des évènements géodynamiques relatifs. Les boites grises correspondent au processus secondaires ou potentiels (USGS, 2000).....	5
<b>Figure I-3:</b> Répartition des champs à hydrocarbures dans le bassin de Timimoune (ENERGY MAP, ALGERIA, 1997).....	5
<b>Figure II-1:</b> Colonne litho -stratigraphique de la province occidentale (WEC 1995).....	8
<b>Figure III-1:</b> Diagrammes de phase avec les différents points caractéristiques.....	10
<b>Figure III-2:</b> Diagrammes de phase pour un réservoir à gaz humide. ....	12
<b>Figure III-3:</b> Densité de gaz en fonction de la pression. ....	14
<b>Figure III-4:</b> Facteur de compressibilité en fonction de la pression. ....	18
<b>Figure III-5:</b> Viscosité du gaz en fonction de la pression. ....	20
<b>Figure III-6:</b> Facteur volumétrique du gaz en fonction de la pression.....	21
<b>Figure III-7:</b> Coefficients de compressibilité en fonction de la pression.....	22
<b>Figure III-8:</b> Normalisation de la saturation d'eau. ....	23
<b>Figure III-9:</b> Perméabilité relative du gaz et d'eau en fonction de la saturation d'eau. ....	24
<b>Figure III-10:</b> Evolution de la pression capillaire en fonction de la saturation d'eau. ....	25
<b>Figure III-11:</b> Pression capillaire en fonction de la saturation d'eau. ....	26
<b>Figure IV-1:</b> Les parties d'un système de production.....	27
<b>Figure IV-2:</b> Le profil de pression dans le système de production. ....	27
<b>Figure IV-3:</b> La courbe IPR vs VLP. ....	28
<b>Figure IV-4:</b> Steady state gas well flow. ....	29
<b>Figure IV-5:</b> Courbe typique de Inflow Performance pour un puits de gaz. ....	29
<b>Figure IV-6:</b> Drawdown due a skin.....	31
<b>Figure IV-7:</b> Graph of the pressure-squared data.....	33
<b>Figure IV-8:</b> Conventional back-pressure test 'Courbe de multi-rate testing'.....	34
<b>Figure IV-9:</b> Well deliverability graph. ....	35
<b>Figure IV-10:</b> Types de contact en wellbore puits/réservoir.....	37
<b>Figure IV-11:</b> Traverse curve vertical pipe. ....	40
<b>Figure IV-12:</b> Effet de la pression de tête de puits sur la productibilité de puits de gaz.....	40
<b>Figure IV-13:</b> La courbe IPR (Field 01). ....	43
<b>Figure IV-14:</b> La courbe IPR (Field 02). ....	43
<b>Figure IV-15:</b> La courbe IPR pour Field 03.....	43
<b>Figure IV-16:</b> VLP vs IPR (Field 01). ....	44
<b>Figure IV-17:</b> VLP vs IPR (Field 02). ....	44
<b>Figure IV-18:</b> VLP vs IPR (Field 03). ....	44
<b>Figure V-1:</b> Discrétisation en maillage non uniforme. ....	51
<b>Figure V-2:</b> Transmissibilité entre deux mailles ....	52
<b>Figure V-3:</b> Schéma Implicite. ....	53
<b>Figure V-4:</b> Différentes failles des structures.....	59
<b>Figure V-5:</b> Grid des structures.....	59
<b>Figure V-6:</b> Les horizons des structures.....	59
<b>Figure V-7:</b> Les différentes zones et sous-zones.....	60
<b>Figure V-8:</b> Les dimensions de la structure.....	61

<b>Figure V-9:</b> La représentation de Cell inside out. ....	62
<b>Figure V-10:</b> La représentation de Cell Angle. ....	62
<b>Figure V-11:</b> Histogramme montrant la comparaison entre les différents cas obtenus.....	65
<b>Figure V-12:</b> La distribution de la porosité au niveau des différentes régions.....	66
<b>Figure V-13:</b> La variation de la perméabilité au niveau des différentes régions.....	66
<b>Figure V-14:</b> La variation de la perméabilité. ....	67
<b>Figure V-15:</b> La fraction du volume du réservoir. ....	67
<b>Figure V-16:</b> Histogramme montrant la fraction du volume du réservoir.....	68
<b>Figure V-17:</b> Distribution de la saturation d'eau.....	69
<b>Figure V-18:</b> Histogramme montrant la saturation d'eau.....	69
<b>Figure V-19:</b> Water contact. ....	70
<b>Figure V-20:</b> Représentation de Swi en fonction RQI. ....	71
<b>Figure VI-1 :</b> Le Taux de Rentabilité Interne (TRI).....	92

## Liste des tableaux

<b>Tableau III-1:</b> Composition moyenne du gaz. ....	12
<b>Tableau III-2:</b> Les valeurs de densité de gaz en fonction de la pression. ....	14
<b>Tableau III-3:</b> Coefficients $A_i$ de la corrélation Dranchuk Abou-Kacem. ....	16
<b>Tableau III-4:</b> Différentes équations utilise pour la corrélation standing. ....	17
<b>Tableau III-5:</b> Les valeurs du facteur de compressibilité en fonction de la pression. ....	18
<b>Tableau III-6:</b> Les valeurs de la viscosité du gaz en fonction de la pression. ....	20
<b>Tableau III-7:</b> Les valeurs du facteur volumétrique du gaz en fonction de la pression. ....	21
<b>Tableau III-8:</b> Les valeurs du coefficients de compressibilité en fonction de la pression. ....	22
<b>Tableau III-9:</b> Les valeurs de perméabilité relative du gaz et d'eau en fonction de la saturation d'eau. ....	24
<b>Tableau III-10:</b> Pression capillaire en fonction de la saturation d'eau. ....	25
<b>Tableau IV-1:</b> Les expressions empiriques et analytiques pour établir la courbe IPR. ....	30
<b>Tableau IV-2:</b> Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de PI Entry. ....	42
<b>Tableau IV-3:</b> Tableau des comparaisons entre les field. ....	44
<b>Tableau V-1:</b> Les caractéristiques des cellules des grilles. ....	61
<b>Tableau V-2:</b> Tailles moyennes des cellules. ....	61
<b>Tableau V-3:</b> Les statistiques de porosité. ....	66
<b>Tableau V-4:</b> Statistiques pour la perméabilité. ....	67
<b>Tableau V-5:</b> Statistiques pour NTG. ....	67
<b>Tableau V-6:</b> Statistiques pour la saturation d'eau. ....	69
<b>Tableau V-7:</b> Le cumule de production de gaz ( $\text{sm}^3$ ). ....	82
<b>Tableau V-8:</b> Le débit de production de gaz ( $\text{sm}^3/\text{d}$ ). ....	83
<b>Tableau VI-1:</b> Les hypothèses de calcul. ....	94
<b>Tableau VI-2:</b> Profils pour inputs de la production. ....	94
<b>Tableau VI-3:</b> Profils des couts pour le cas de 03 puits. ....	95
<b>Tableau VI-4:</b> Profils des couts pour 04 puits. ....	96
<b>Tableau VI-5:</b> Evolution du cash-flow cas 03 puits. ....	97
<b>Tableau VI-6:</b> Evolution du cash-flow cas 04 puits. ....	98
<b>Tableau VI-7:</b> Les indicateurs économiques pour les deux scénarios. ....	99
<b>Tableau VI-8:</b> Les indicateurs économiques pour les deux scénarios. ....	100
<b>Tableau VI-9:</b> Les indicateurs économiques pour les deux scénarios. ....	101

## Nomenclature

$T_{ct}$ : Cricondentherm	$Y$ : la masse volumique réduite
$P_{cb}$ : Cricondenbar	$\rho_r$ = masse volumique réduite du gaz
CP : point critique	$T$ : température en °R.
$T_c$ : la température critique	$P$ : pression en Psi.
$M_g$ : Masse moléculaire du gaz	$\gamma_g$ : Densité de gaz.
$Y_i$ : la fraction molaire de $i^{eme}$ composant	$\rho_g$ : Masse volumique de gaz
$M_i$ : la masse moléculaire de $i^{eme}$ composant	$\mu_{N_2}$ : viscosité du gaz $N_2$
$P_{ci}$ : la pression critique du constituant $i$ présent dans le mélange.	$\mu_{CO_2}$ : viscosité du gaz $CO_2$
$T_{ci}$ : la température critique du constituant $i$ présent dans le mélange.	$\mu_{H_2S}$ : viscosité du gaz $H_2S$
$Y_i$ : la fraction molaire du constituant $i$ présent dans le mélange	dg : densité du gaz
GOR : gas-oil ratio.	$\mu_g$ : viscosité du gaz.
$P_c$ : Pression critique	$\mu_{gc}$ : viscosité du gaz corrigé
$P_{pc}$ : pression pseudo critique	$B_g$ : Facteur volumétrique
$T_{pc}$ : température pseudo critique	$C_g$ ; Compressibilité du gaz
$P_{PR}$ : pression pseudo réduite.	$S_w$ : La saturation d'eau.
$\sigma$ : l'inverse de la température réduite.	$S_{wi}$ : La saturation d'eau irréductible.
$K^o_{rw}$ : La perméabilité relative maximale de l'eau.	$S_{grw}$ : La saturation de gaz irréductible.
$N_g, N_w$ : Deux nombres déterminés par l'history matching	$S_{wn}$ : La saturation normalisée
IPR : inflow performance relation.	$r_e$ : Rayon de drainage
$\Delta P$ ; La perte de pression	$r_w$ : Rayon du puits
$Q$ ; le débit d'écoulement	$S_t$ : Skin Total
$q_g$ : Debit d'écoulement dans le puits	$S_t$ : Total skin effect
$\bar{\mu}_g$ : Viscosité de gaz.	$S_d$ : Skin effect due to formation damage +ve
$\bar{z}$ : Facteur de deviation de gaz.	$S_p$ : Skin effect due to partial penetration +ve
$\bar{T}$ : Température moyenne du reservoir	$S_{pp}$ : Skin effect due to perforation (+ ve)
$k_g$ : Permeabilité de la formation	Sturb: skin effect due to turbulence
h: Epaisseur net de la formation	$S_s$ : Skin effect due to stimulation
$\bar{P}_R$ : Pression reservoir moyenne	$K_r$ : perméabilité de réservoir
$P_{wf}$ : Pression de fond	$K_d$ : Perméabilité de la zone endommagée
	$r_d$ : Rayon de la zone endommagée
	$r_w$ : Rayon de puits
	$\gamma$ : Densité de gaz
	$h_{perf}$ : L'épaisseur de perforation
	IP : Indice de Productivité
	AOFP ;le débit maximal de gaz
	$P_{wf}$ : Pression de fond

$\mu_g$ : viscosité  
R : constant universel des gaz  
 $f$  : facteur de friction sans dimension  
 $\rho$  : La masse volumique de fluide  
V : la vitesse d'écoulement de fluide  
g : gravité  
 $\theta$  : Angle d'inclinaison de pipe par rapport l'horizontal  
D : le diamètre intérieur de pipe  
3P : Les réserves possibles.  
  
NCF ; Net Cash –Flow  
  
TRI : Le Taux de Rentabilité Interne  
  
CAPEX : L'amortissement de l'investissement  
  
VAN : La Valeur Actuelle Nette  
  
TRI : TRI Le Taux de Rentabilité Interne  
  
POT : Payout Time

L : la longueur de pipe  
 $g_c$  : constant de gravité  
 $f$ : facteur de friction de Moody  
 $\varepsilon$  = Rugosité absolue de tubing  
VLP : Vertical Lift Performance  
  
1P : Les réserves prouvées.  
2P : Les réserves probables.  
  
X : le temps de (t-1)  
  
R : Somme remboursée  
  
M : somme empruntée  
  
(t-1) : bénéfice cumulé négatif le plus grand  
  
t : bénéfice cumulé positif le plus petit  
  
ERC : Enrichissement Relatif au Capital

### Introduction générale :

La gestion des réservoirs est souvent définie comme l'allocation de ressources pour optimiser la récupération des hydrocarbures d'un réservoir tout en minimisant les investissements en capital et les dépenses d'exploitation [Wiggins et Startzman, 1990 ; Satter et Thakur, 1994 ; Al-Hussainy et Humphreys, 1996 ; Thakur, 1996]. De ce fait, optimiser la récupération et minimiser les coûts, sont souvent contradictoire. La récupération des hydrocarbures peut être maximisée si le coût n'est pas un problème, tandis que les coûts peuvent être minimisés si l'opérateur sur le terrain n'a aucun intérêt ou obligation de gérer prudemment une ressource finie. L'objectif principal d'une étude de gestion de réservoir est de déterminer les conditions optimales nécessaires pour maximiser la récupération économique des hydrocarbures d'un champ exploité avec prudence. La modélisation du réservoir est la méthodologie la plus sophistiquée disponible pour atteindre l'objectif principal de gestion du réservoir.

Il y a de nombreuses raisons de réaliser une étude d'un modèle de simulation. La plus importante, d'un point de vue commercial, est peut-être la capacité à générer des prévisions de flux de trésorerie. La simulation fournit un profil de production pour la préparation des prévisions économiques. La combinaison du profil de production et de la prévision des prix donne une estimation des flux de trésorerie futurs. D'autres raisons de réaliser une étude de simulation dans une perspective de gestion de réservoir sont :

#### 1. Impact sur les entreprises :

Prévision des flux de trésorerie : Besoin de prévisions économiques sur le prix des hydrocarbures.

#### 2. Gestion des réservoirs :

- Coordonner les activités de la gestion des réservoirs.
- Évaluer les performances des projets : Interpréter/comprendre le comportement des réservoirs.
- Sensibilité du modèle pour estimer les données : Déterminer le besoin de données supplémentaires.
- Estimer la durée de vie du projet.
- Prévoir la récupération des hydrocarbures en fonction du temps.
- Comparer les différents processus de récupération.
- Élaboration des plans du développements ou changements opérationnels.
- Sélectionner et optimiser la conception du projet : Maximiser la reprise économique.

### ✓ Objectifs d'étude:

L'objectif principal de notre travail se résume en l'élaboration d'un modèle numérique du réservoir BARROUDA et ce dans l'objectif d'étudier, analyser et prévoir les performances du réservoir selon les différentes stratégies de développement proposées tout en visant l'amélioration du taux de récupération.

### ✓ Méthodologie de travail

Pour atteindre ces objectifs, nous avons suivis le plan suivant :

- ❖ Le premier chapitre ou l'on décrit le champ de Barouda.
- ❖ Le deuxième chapitre qui présente l'étude géologique du champ.
- ❖ Le troisième chapitre rappelle les différentes caractéristiques pétro physiques des réservoirs, les principes et les applications de l'analyse PVT et l'étude SCAL ainsi que les résultats des paramètres PVT et SCAL.
- ❖ Le quatrième chapitre sur l'optimisation et les performances des puits et les réservoirs en ajoutant des modèles puits par l'outil PROSPER.
- ❖ Le cinquième chapitre mentionnant les modèles de simulation, stratégies du développement et élaboration du plan de développement adéquat : proposer des scénarios pour développer les trois structures, faire des prévisions de production et décider du meilleur scénario.
- ❖ Le sixième chapitre, les paramètres nécessaires lors d'une étude économique sont définis avant de procéder à choisir un scénario présentant un compromis technico-économique.

On clôture notre travail par une conclusion et des recommandations.

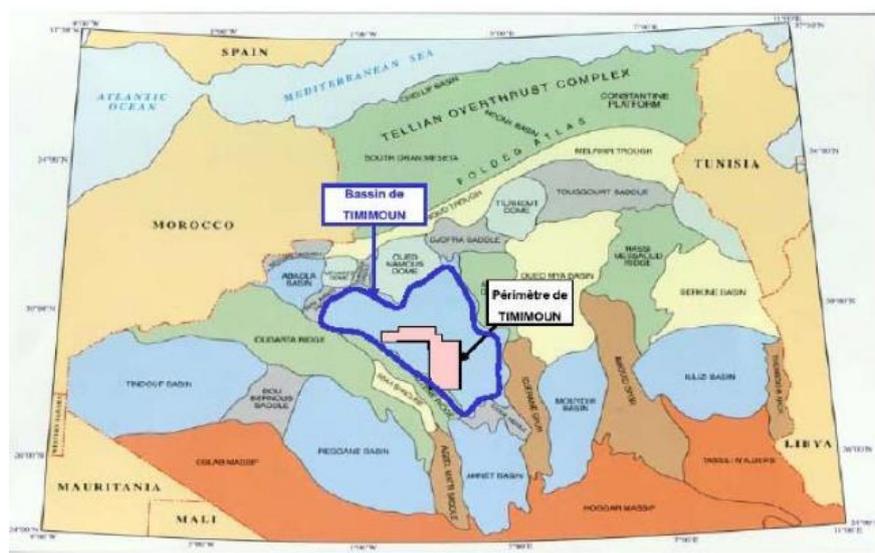
**I Chapitre 1 : Description du champ.**

**I.1 Introduction :**

Le champ de Timimoune se trouve dans la province occidentale, il s'étend sur une superficie de 13250 km<sup>2</sup>, c'est un champ de "tight gas" et il est considéré ainsi car ses caractéristiques pétrophysiques sont médiocres ( $K < 1 \text{ mD}$  et  $\phi < 5\%$ ) mais qui renferment quelques niveaux appelé "Sweet spots "qui représente de bonne caractéristiques pétrophysique ( $K > 10 \text{ mD}$  et  $\phi > 7\%$ )

**I.2 Situation géographique**

La région de Timimoune se situe dans la wilaya de Adrar à 1000 km(vol d'oiseaux) au sud-ouest d'Alger et 1214 km (par voiture) dans la chaîne de Ougarta, la périphérie du champ est délimitée comme démontré par la figure suivante :



**Figure I-1:**Localisation du Bassin de Timimoun (TEPA, 2008).

**I.3 Situation géologique**

L'Algérie s'étend sur deux grands domaines différents tant par leurs histoire que par leurs structures.

Au nord le domaine Alpin, tronçon de la chaîne alpine de l'Afrique du nord dont la structure majeure s'est édifiée au Tertiaire.

Au sud le domaine Saharien, où les déformations majeures ont pris fin soit à :

- L'Archéen (Bouclier Réguibat 2500 ma).
- Protérozoïque (chaîne panafricaine 570 a 2500 ma qui a connu le premier animal).
- Exceptionnellement au Mésozoïque (chaîne de l'Ougarta 65 au 230 ma). (M. Drid et al, 1999).

Le Bassin de Timimoune est limité, au sud par l'ensellement de Djoua qui le sépare du Bassin de l'Ahnet, l'ouest par la voûte d'Azzène et la chaîne de l'Ougarta, au Nord par la voûte d'Oued Namous, et à l'Est par le môle d'Idjerane et le Haut fond d'Allal, ce gisement 8 structures d'élongation NW-SE :

Abiod, Afflises, Barouda, Barouda Nord, Drina, Hassi Yakour, Irahren, Irharen Sud.

Plissées lors de la phase hercynienne au Permien supérieur. Les principaux réservoirs productifs se situent dans les séries silicoclastiques dévoniennes de l'Emsien, Praguien et du Lochkovien (communication Total, 2012).

## I.4 Système gazéifié

Le système pétrolier du bassin de Timimoune est l'un des plus importants au regard des réserves de gaz. En effet, à l'exception de la contribution du gisement de Hassi R'mel, le système pétrolier du bassin de Timimoune recèle environ 50 % du gaz découvert dans la province occidentale.

Dans ce système on a la roche mère, la couverture, le piège, la génération et migration des hydrocarbures.

♦ **La roche mère** : Les principales roches mères du système pétrolier du bassin de Timimoune sont les formations de Tannezzuft, ou ses équivalents latéraux (Silurien) et les mud-stone du Dévonien moyen et supérieur (Makhous et al, 1997 et Boote et al, 1998). Le TOC actuel varie de 2- 4 % pour le bassin de Timimoune, Ahnet et Mouydir (Makhous et al 1997). Les roches du Dévonien supérieur dans le bassin de Timimoune contiennent de 1 à 1,8 % de TOC.

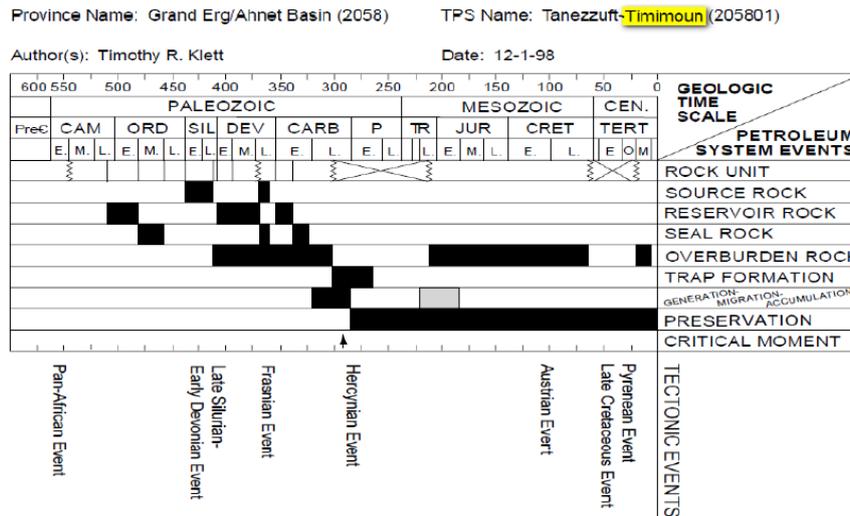
♦ **Les roches réservoirs** : les roches réservoirs qui ont été reconnues dans le bassin de Timimoune sont les sables marins et glaciaires de l'Ordovicien, les sables marins peu profonds du Dévonien ainsi que les grès deltaïques à marins du Carbonifère (Petroconsultants, 1996a).

Il est à noter que le plan de développement de Timimoune prévoit de produire du gaz à partir des formations gréseuses du Dévonien inférieur à savoir : Le Lochkovien, le Praguien et l'Emsien.

♦ **Les roches couvertures** : les mud-stones marins intra-formationnels du Paléozoïque représentent la principale couverture pour la plupart des réservoirs du Bassin de Timimoune (Boote et al, 1998).

♦ **Les différents types de piège** : La plupart des hydrocarbures découverts avant 1996 correspondaient à des anticlinaux de haute amplitude, affectés par des failles (Boote et al, 1998 ; Petroconsultants, 1996a). Les accumulations des hydrocarbures dans un mélange de pièges (ceux qui sont à la fois structuraux et stratigraphiques). Le style de piège typique est représenté par des anticlinaux contenant les mud-stones intra-formationnels du Paléozoïque faisant office de couverture. Les autres types de pièges qui ont été prouvés ou potentiels comprennent les réservoirs scellés latéralement par des formations imperméables qui sont dus soit au développement de failles soit au changement de litho faciès. Les pièges potentiels se situent au-dessus des principale roches réservoirs (Dévonien inférieur, Carbonifère inférieur) et se pincent sous les roches Mésozoïques et Cénozoïques dans la partie Nord du système pétrolier, cependant, les roches sus-jacentes ne présenteraient pas de couverture adéquate. La plupart des accumulations qui ont été découvertes sont du gaz et sont présentes dans la partie Sud de la province occidentale, près du seuil de Djoua.

Ce système est résumé dans la figure suivante :

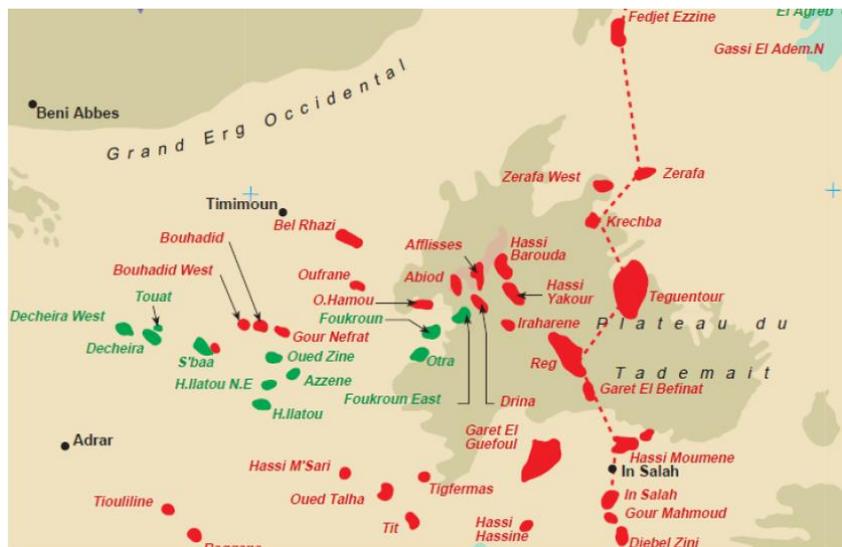


**Figure I-2:** Système pétrolier du bassin de Timimoune, charte des évènements géodynamiques relatifs. Les boites grises correspondent au processus secondaires ou potentiels (USGS, 2000).

### I.5 Potentiel pétrolier

Les principaux réservoirs sont représentés par les séries gréseuses du Carbonifère inférieur et du Dévonien inférieur. Pour la dépression de l’Ahnet, les principaux débits ont été enregistrés dans les séries gréseuses du Cambro-ordovicien et du Dévonien inférieur.

Pour l’ensemble du bassin de Timimoune-Ahnet, plus de 110 puits d’exploration ont été réalisées soit une densité de 1 puits par 1000 km<sup>2</sup>. Le taux de succès est de 0,42 pour la dépression de Timimoune et de 0,70 pour l’ahnet. Les réserves prouvées et probables mises en évidence sont de l’ordre de 26 TCF (Trillion cubic feet), (Estimations 1999).



**Figure I-3:** Répartition des champs à hydrocarbures dans le bassin de Timimoune (ENERGY MAP, ALGERIA, 1997).

La distribution de ces réserves au niveau des réservoirs paléozoïques est la suivante : (M.Drid et al, 1999).

- Pour le **Cambro-ordovicien** : Ordovicien : 51.00 %.
- Pour le **Dévonien** : Emsien/Praguien/Lockovien : 42,55 %.
- Pour le **Carbonifère** : Tournaisien/Strunien : 6,45%.

### I.6 Les réservoirs gréseux « tight gas reservoir »

Les occurrences du gaz dans des réservoirs à très faibles perméabilité due aux facteurs précédemment cités sont appelés « tight gas reservoirs ». On appelle « tight », les réservoirs dont la perméabilité est  $< 0.1 \text{mD}$ , Law et Curtis (2002) ont fixé une valeur jusqu'à  $< 0,01 \text{mD}$ . Ils sont caractérisés par un contact eau-gaz (GWC) ambigu voire inexistant. Ces réservoirs possèdent une pression naturelle très importante dite anormale. Les environnements de dépôts sujets à ce genre de réservoirs peuvent être :

- les dépôts profonds des bassins.
- les épaules de levées (Over-bankleaves).
- les plaines d'inondation.

C'est dans ces types d'environnements de dépôts qu'il y a simultanément dépôt de sables fins, silts et argiles favorisant la mise en place des réservoirs « tight » après enfouissement (diagénèse+catagénèse+métagénèse). En effet, la roche réservoir voit sa perméabilité effective diminuer au fur-et-mesure, sous l'effet du poids de la pile sédimentaire (pressions hydrostatique + litho statique). Les réservoirs « tight » sont classés comme ressource non-conventionnelle car on recourt à des méthodes comme la fracturation hydraulique pour pouvoir extraire les hydrocarbures qui y sont piégés. Les volumes importants et le potentiel à long terme, ainsi que les prix de gaz de plus en plus attractifs en fait une ressource très prometteuse que l'Algérie ainsi que d'autres pays gaziers entendent exploiter dans le futur proche (Projet Total dans le bassin de Timimoune).

Dans l'étude des réservoirs du Dévonien inférieur (F6) plus précisément le réservoir Emsien qu'on suppose que ce réservoir a une grande continuité sur une échelle plurikilométrique Le concept sédimentaire suppose que ce. Cette caractéristique implique que la productivité des puits et la surface de drainage devraient être assurées dans la zone Est de bonne productivité. Si l'Emsien devait présenter un caractère plus hétérogène, l'économicité des puits pourrait être remise en cause. Dans la zone où le réservoir est dégradé, la solution des puits horizontaux est apparue difficile à réaliser techniquement compte tenu des propriétés des réservoirs, et peu économique. La fracturation en revanche pourrait être une aide au drainage, surtout si la sismique 3D permet de mieux l'évaluer.

La production commerciale à partir des réservoirs « tight » est fortement tributaire de la présence des fractures naturelles et la connexion de ces fractures à travers la stimulation par fracturation hydraulique (Surdam, 1997).

## II Chapitre 2 : Aspect géologique.

### II.1 Introduction :

La création d'un modèle statique est d'une importance majeure. La modélisation géologique est devenue actuellement l'ossature de la recherche pétrolière pour bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures. Le modèle géologique représente l'image de gisement, il sera définie lorsque les formes, les limites, l'architectures internes (hétérogénéités), la répartition et les volumes dans le gisement seront connus ou tout au moins approchés dans un premier temps, différentes techniques utilisées sont en partie regroupées sous le terme de géologie de gisement et de production, ces techniques se basent sur la géologie pétrolière et la géophysique. Ces techniques font aussi appel fondamentalement à l'analyse directe et indirecte des informations obtenues dans le puits :

- ❖ **Logging tool** : permettre de donner des informations sur le puits et le réservoir (la porosité ; la présence des hydrocarbures ; la saturation ; le type de la roche ...).

- ❖ **Les tests de laboratoire** : pour la détermination des caractéristiques pétrophysiques à l'aide de core sample test.

- ❖ **Carottage** : fait dans quelque puits ; Ce test permet de mesure certain propreté comme la porosité perméabilité et autre paramètre comme les caractéristiques mécaniques de la roche.

- ❖ **Le DST** : (Drill Steam Test) pour déterminer la pression de réservoir et la composition des fluides de réservoir il donne aussi des informations sur le potentiel de productivité

- ❖ **Well test** : pour **avoir** des informations sur average reservoir pressure ; permeability ; Skin ; rayon de drainage ; les propriétés de fluide ; ...

L'importance de la phase d'exploration à un effet principale pour la détermination des caractéristiques de la roche réservoir, le type des fluides emmagasinés, les volumes on place de chaque structure, les interfaces de contact entre fluide et le mécanisme de drainage toutes ces informations sont pris en compte dans le développement de model de réservoir.

### II.2 Evolution structurale :

L'évolution tectonique du Sahara algérien est assez bien connue. En ce qui concerne le champ de Timimoune, son élément structural majeur dépassant les 600 km. Cet élément a subi à plusieurs reprises des contraintes orogéniques et des déformations notables (Heybroek) que ce soit des déformations cassante (faille) ou bien des déformations souple (comme les plis: soit anticlinal, synclinal). On peut résumer chronologiquement les orogènes (les accidents géologique que ce bassin a subi) passées qui sont à l'origine du l'anticlinal du champ de Timimoune.

L'histoire du bassin peut être regroupée en trois grandes périodes :

- ◆ La période anti-discordance hercynienne.
- ◆ La période hercynienne.
- ◆ La période post-discordance hercynienne.

**II.3 Aspect stratigraphique :**

**II.3.1 Objectifs de la Stratigraphie:**

**II.3.1.1 Objectif initial :**

L'objectif initial est de faire une description des terrains : aspect, épaisseur, nature lithologique ou minéralogique, contenu biologique, état d'altération. Il s'agit d'une **stratigraphie descriptive**.

**II.3.1.2 Objectif principal :**

Les terrains ayant été décrits localement il importe de rechercher les correspondances entre les couches d'un point géographique à un autre autrement dit, il faut établir les corrélations à distance.

Les couches de régions éloignées renfermant les mêmes fossiles, sont de même âge; elles appartiennent à la même **zone stratigraphique**.

**II.3.1.3 Objectif final :**

C'est d'établir la succession des phénomènes géologiques dans le temps.

Dans l'ordre de durée croissante, les unités de temps géologiques sont : **l'âge, l'étage, l'époque, la période et l'ère.**

**II.3.2 Caractéristique Stratigraphique:**

- a) Discordance :
- Discordance d'érosion :

Dans le gisement de Timimoun c'est la discordance calédonienne qui est une discordance d'érosion.

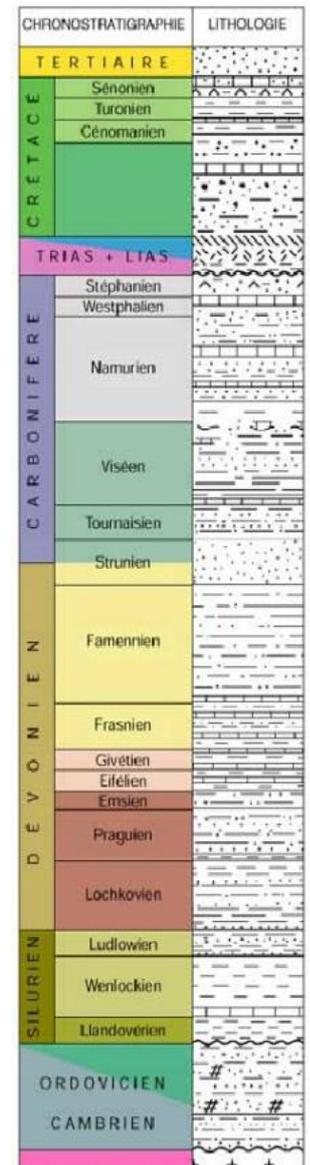
- Discordance Angulaire:

Dans ce gisement c'est la discordance hercynienne.

- b) La Série sédimentaire :

Les sédiments du Paléozoïque reposent en discordance majeure sur le socle d'âge Précambrien. Ceux-ci forment une superposition continue, sans discordance majeure allant du Cambrien jusqu'au Carbonifère. De bas en haut, on trouve :

- ◆ **Le Cambrien** : Constitué essentiellement de des grès quartzitique passant localement à un quartzite et évoluant vers le sommet à un complexe argileux-gréseux avec des traces de tigillites (Terriers d'annélides fossilisés).
- ◆ **L'ordovicien** : Sa partie basale est composée d'alternances d'ensembles argileux et gréseux. Quant à sa partie sommitale (Ordovicien supérieur) est formée d'un complexe argilo-gréseux où la fraction gréseuse est dominante.
- ◆ **Le Silurien** : Dans sa quasi-totalité, est formée d'une épaisse série argileuse avec la présence de barres décimétriques de carbonates dans sa partie médiane et des fins niveaux de grès au sommet.



**Figure II-1:** Colonne litho - stratigraphique de la province occidentale (WEC 1995).

◆ **Le Dévonien** : Est constitué de :

➤ **Le Dévonien inférieur** : Comprend de bas en haut : Le Lochcovien, le Praguien et l'Emsien. Formés essentiellement de grès avec des passées d'argiles et surmontés par des dépôts argilo-gréseux à Carbonatés au Nord du bassin (M.Akkouche, 2007).

L'ensemble médian (Dévonien moyen), lui, débute par une série argileuse surmontée par une barre calcaire (Givétien) d'extension régionale facilement repérable en diagraphie, en sismique et en cartographie de surface.

➤ **Le Dévonien supérieur** : Est formé par une épaisse série argileuse avec de petits niveaux de grès et de calcaire, cette série se termine par un complexe argilo-gréseux (Strunien).

Les termes de ces différents ensembles sont différemment affectés par la discordance hercynienne dans le bassin de l'Ahnet-Timimoune.

◆ **Le Carbonifère** : Très épais notamment dans la dépression de Timimoun, il est constitué d'une alternance de grès et d'argiles. Les grès sont souvent glauconieux.

L'érosion due à l'orogénèse hercynienne a profondément affecté les différents termes de cette série particulièrement dans les deux tiers méridionaux du bassin. (M.Akkouche, 2007).

◆ **Le Mésozoïque** : Repose en discordance angulaire (majeure) sur les différents termes du Paléozoïque, épargné par l'érosion hercynienne. Il est constitué par trois ensembles lithostratigraphiques bien distincts : le Lias anhydritique, le Crétacé inférieur « continental intercalaire » et le Crétacé supérieur.

Le Lias anhydritique est représentée par une anhydrite massive parfois argilo-dolomitique.

Le Crétacé inférieur est constitué d'un complexe argilo-gréseux, du sable et des niveaux charbonneux.

Le Crétacé supérieur est composé d'une superposition d'ensembles argileux et sableux scellés par un important niveau calcaire.

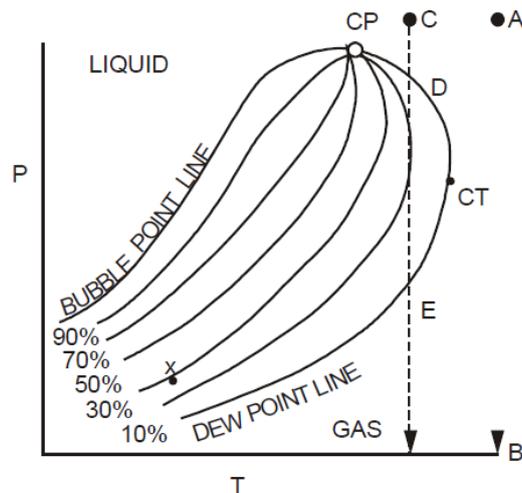
### III Chapitre 3 : PVT.

#### III.1 Classification des réservoirs

Les réservoirs de pétrole sont généralement classés comme réservoirs d'huile ou de gaz. Ces classifications générales sont encore subdivisées en fonction de:

- La composition du mélange d'hydrocarbures du réservoir.
- Pression et température initiales du réservoir.
- Pression et température de la production de surface.

La figure qui suit montre un diagramme typique de la pression et de la température d'un système multi composant avec une composition globale spécifique.



**Figure III-1:** Diagrammes de phase avec les différents points caractéristiques.

Ces diagrammes sont essentiellement utilisés pour:

- Classifier les réservoirs.
- Classifier les systèmes d'hydrocarbures d'origine naturelle.
- Décrire le comportement de phase du fluide de réservoir.

Les points clés suivants sur ces diagrammes sont:

☆ **Cricondtherm ( $T_{ct}$ )** : Est la température maximale au-dessus de laquelle le liquide ne peut pas être formé quelle que soit la pression (**CT**), la pression correspondante est appelée pression de Cricondtherm  $P_{ct}$ .

☆ **Cricondenbar ( $P_{cb}$ )** : Est la pression maximale au-dessus de laquelle aucun gaz ne peut être formé quelle que soit la température. La température correspondante est appelée température Cricondenbar  $T_{cb}$ .

☆ **Point critique (Critical point)** : Le point critique pour un mélange multi composant est l'état de pression et de température auquel toutes les propriétés intensives des phases gazeuses et liquides sont égales. La pression et la température correspondantes sont appelées pression critique  $P_c$  et température critique  $T_c$  du mélange.

☆ **Lignes de qualité (quality lines)** : sont les lignes courbées à l'intérieur de diagramme des phases ; ils décrivent les conditions de pression et température pour un volume égale de liquide toute les lignes de qualité converge au point critique (CP).

☆ **Courbe de bulle (Bubble-point curve)** : c'est la ligne qui sépare la région de phase liquide à celle de deux phases.

☆ **Courbe de rosée (Dew-point curve)** : c'est la ligne qui sépare la région de phase gazeuse à celle de deux phases .

### III.2 Réservoir de gaz :

En général si la température de réservoir est supérieure de la température critique de system des hydrocarbures le réservoir est classe comme un réservoir de gaz naturel ; en basant sur le diagramme des phases et répandu sur les conditions du réservoir, la classification peut être divisée en quatre catégories :

- ☆ Gaz sec 'dry gas'.
- ☆ Gaz condensats rétrogrades 'Retrograde gas-condensate'.
- ☆ Gaz humide 'wet gas'.

#### III.2.1 Réservoir de gas sec (dry gas reservoir) :

Si la pression et la température initiales du réservoir coïncident avec le point **A** dans la figure ci-dessus, puis une déplétion isotherme du réservoir (ce qui est généralement supposé), la pression diminuera de point **A** vers le point **B** et la ligne de rosée ne sera jamais franchie. Cela signifie que seul un gaz sec qui existe dans le réservoir à toute pression.

Note : En produisant le gaz à la surface, cependant, La pression et la température diminuent l'état final de mélange de fluide sera à un certain point **X** dans l'enveloppe à deux phases. La position du point dépend des conditions de séparation de surface.

#### III.2.2 Réservoir de gaz a condensat (gas condensat) :

Si la pression et la température initiales du réservoir sont telles que le gaz se trouve au point **C**, Alors, pendant l'épuisement isotherme, le liquide commencera à se condenser dans le réservoir lorsque la pression chute au-dessous de point de rosée à **D**. La saturation maximale en liquide déposée dans le réservoir lorsque la pression se situe entre les points **D** et **E** dans la région à deux phases est généralement assez petite et souvent inférieur à la saturation critique qui doit être dépassée avant que le liquide devient immobile.

Les hydrocarbures liquides déposés dans le réservoir appelés les liquides condensats rétrogrades ne sont pas récupérés et les composants plus lourds ont tendance à se condenser en premier

On peut imaginer que l'épuisement continu de la pression au-dessous du point de rosée à **E** entraînerait une ré-évaporation du liquide condensat.

En général si la température de réservoir est entre la température critique  $T_C$  et cri-condentherm ( $T_{ct}$ ) de fluide de réservoir ; le réservoir est classé comme rétrograde gas-condensate reservoir.

Les caractéristiques physiques de cette catégorie sont :

☆ GOR entre 8000 et 70000 scf/STB, généralement avec le temps le GOR de ce system augmente en raison de dépôt du liquide et de la perte de composants lourds dans le liquide.

☆ La gravité de condensat est supérieure à 50° API.

☆ Le liquide du réservoir a généralement la couleur d'eau ou légèrement coloré.

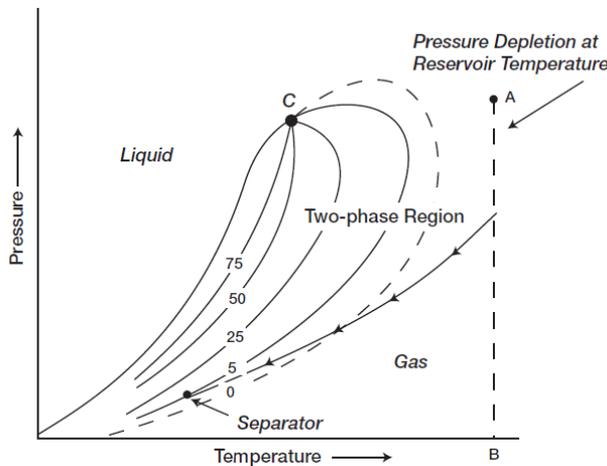
**III.2.3 Réservoir de gaz humide (wet gas reservoir) :**

Un diagramme de phase typique d'un gaz humide est montré dans la figure ci-dessous ; quand la température de réservoir est supérieure à la cri-condentherm du mélange d'hydrocarbures. Étant donné que la température du réservoir dépasse le cri-condentherm du système hydrocarbure, le fluide du réservoir restera toujours dans la région de la phase vapeur lorsque le réservoir est épuisé iso-thermiquement, le long de la ligne verticale A-B.

Comme le gaz produit coule vers la surface, la pression et la température du gaz diminuent. Si le gaz entre dans la région à deux phases, une phase liquide se condense à partir du gaz et être produite à partir des séparateurs de surface.

Les réservoirs de gaz humide se caractérisent par les propriétés suivantes:

- ☆ GOR entre 60000 et 100000 scf/STB.
- ☆ La gravité d'huile dans les conditions de stockage est supérieure à 50° API.
- ☆ Le liquide du réservoir a généralement la couleur d'eau.
- ☆ La pression et la température de séparation, se trouvent dans la région à deux phases.



**Figure III-2:** Diagrammes de phase pour un réservoir à gaz humide.

**III.3 Propriétés du gaz :**

**III.3.1 Composition chimique du gaz :**

Elle indique la nature des composés hydrocarbures et autres constituants (CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>..), dans le gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fraction volumique ou moléculaire.

Dans notre cas les études ont montré que ces gaz sont des gaz sec (pas de dépôt liquide dans les conditions réservoir et même dans les installations de surface), par conséquent, la quasi-totalité de ces fluides n'a pas donné lieu à une étude PVT et seule la composition est disponible. Des variations sont observées aussi bien sur le contenu en CO<sub>2</sub> que sur le contenu en constituants lourds, susceptibles de former des condensats.

La valeur moyenne donnée ci-après a servi de base à l'étude de «process».

**Tableau III-1:** Composition moyenne du gaz.

Composition du gaz normalisé	(% mol, sans eau)
N <sub>2</sub>	1.949

CO <sub>2</sub>	7.071
C <sub>1</sub>	82.531
C <sub>2</sub>	6.386
C <sub>3</sub>	1.312
i-C <sub>4</sub>	0.186
n-C <sub>4</sub>	0.206
i-C <sub>5</sub>	0.096
n-C <sub>5</sub>	0.031
C <sub>6</sub>	0.055
C <sub>7</sub>	0.032
C <sub>8</sub>	0.015
C <sub>9</sub>	0.016
C <sub>10</sub>	0.017
C <sub>11</sub>	0.022
C <sub>12</sub>	0.012
C <sub>13</sub>	0.014
C <sub>14</sub>	0.007
C <sub>15</sub>	0.023
C <sub>16</sub>	0.006
C <sub>17</sub>	0.005
C <sub>18</sub>	0.005
C <sub>19</sub>	0.001
C <sub>20</sub>	0.000
Total	100

**III.3.2 Masse moléculaire du gaz :**

La masse moléculaire du gaz est égale à la somme des masses moléculaires des différents composants multiplié par la fraction de chaque composant qui constituent le gaz.

$$M_g = \sum Y_i M_i \dots\dots\dots III- 1$$

Y<sub>i</sub> : la fraction molaire de i<sup>eme</sup> composant

M<sub>i</sub> : la masse moléculaire de i<sup>eme</sup> composant

**III.3.3 Densité :**

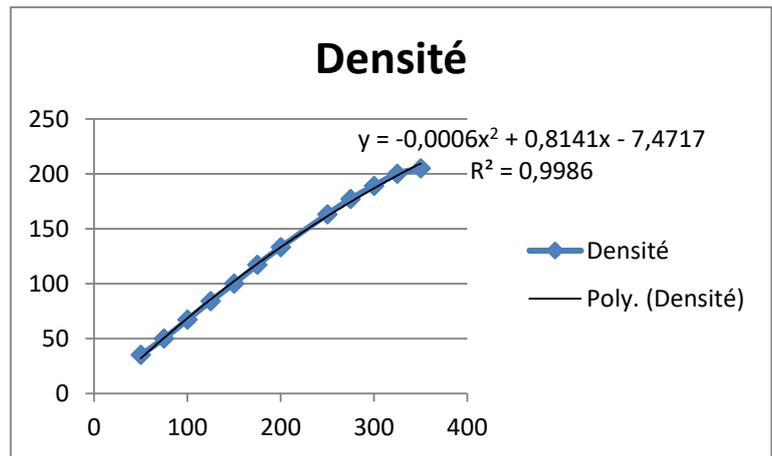
La densité d'un gaz est le rapport de sa masse volumique de la condition de référence choisie par exemple la pression atmosphérique et la température 15° C à celle de l'air dans les mêmes conditions (pour air= 225 Kg/m3).

La densité de gaz peut être aussi obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition. Cette densité est donnée suivant cette relation :

$$Densité = \frac{masse\ volumique}{28.966} \dots\dots\dots III- 2$$

**Tableau III-2:** Les valeurs de densité de gaz en fonction de la pression.

Pression	Densité
50	35
75	50
100	67
125	84
150	100
175	117
200	133
250	163
275	177
300	189
325	200
350	205



**Figure III-3:** Densité de gaz en fonction de la pression.

**III.3.4 Calcul des paramètres pseudo-critique des gaz :**

On distingue deux méthodes pour le calcul des paramètres pseudo critiques (pression et température)

**III.3.4.1 Première Méthode :**

Elle est utilisée dans 2 cas :

1. La Masse moléculaire du gaz est inférieure à 40 : les paramètres de pression et température pseudo critique sont déterminé par les relations KAY 1936 qui sont comme suit:

$$P_c = \sum y_i P_{ci} \dots\dots\dots III- 3$$

$$T_c = \sum y_i T_{ci} \dots\dots\dots III- 4$$

où :  $P_{ci}$  : la pression critique du constituant  $i$  présent dans le mélange.

$T_{ci}$  : la température critique du constituant  $i$  présent dans le mélange.

$Y_i$  : la fraction molaire du constituant  $i$  présent dans le mélange.

2. La Masse moléculaire du gaz est supérieure à 40 : On suit la méthode de Stewart qui consiste a :

a. Calcul de  $F_j, \zeta_j, \zeta_k$ :

$$F_j = \frac{1}{3[y(T_c/P_c)]_{C_{7+}}} + \frac{2}{3[y^2(T_c/P_c)]_{C_{7+}}} \dots\dots\dots III- 5$$

$$\zeta_j = 0,6081 F_j + 1,1325 F_j^2 - 14,004 F_j Y_{C_{7+}} + 64,434 F_j Y_{C_{7+}}^2 \dots\dots\dots III- 6$$

$$\zeta_k = \left(\frac{T_c}{P_c^{0.5}}\right)_{C_{7+}} [0,3129 Y_{C_{7+}} - 4,8156 Y_{C_{7+}}^2 + 27,3751 Y_{C_{7+}}^3] \dots\dots\dots III- 7$$

b. Calcul de J et K:

$$J = \frac{1}{3[\Sigma(Y_i T_c/P_c)_i]} + \frac{2}{3[\Sigma(Y_i T_c/P_c)^{0.5}_i]^2} \dots\dots\dots III- 8$$

$$K = \Sigma[y(T_c/P_c)_i^{0.5}] \dots\dots\dots III- 9$$

c. Correction de J et K:

$$J' = J - \zeta_j \dots\dots\dots III- 10$$

$$K' = K - \zeta_k \dots\dots\dots III- 11$$

d. Calcul de température et pression pseudo critiques corrigées :

$$T_{pc} = K'^2 / J' \dots\dots\dots III- 12$$

$$P_{pc} = T_{pc} / J' \dots\dots\dots III- 13$$

**III.3.4.2 Deuxième méthode :**

Elle est utilisée dans le cas où la composition de gaz n'est pas connue. Dans cette méthode, la pression et la température pseudo critiques sont en fonction de la densité de gaz ( $\gamma_g$ ).

Gaz Sec:  $T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2$  en  $[R^\circ]$  ..... III- 14

$P_{pc} = 677 + 15.0\gamma_g - 37.5\gamma_g^2$  en  $[Psi]$  ..... III- 15

Gaz à condensat :  $T_{pc} = 187 + 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2$  en  $[R^\circ]$  ..... III- 16

$P_{pc} = 706 - 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2$  en  $[Psi]$  ..... III- 17

Correction des paramètres pseudo-critique en présence des constituants non-hydrocarbures:

Methode de carr- kobay :

$T_{pc} = T_{pc} - 80 \times y_{CO_2} + 130 \times y_{H_2S} - 250 \times y_{N_2}$  en  $[R^\circ]$  ..... III- 18

$P_{pc} = P_{pc} + 15 \times y_{CO_2} + 600 \times y_{H_2S} - 170 \times y_{N_2}$  en  $[Psi]$  ..... III- 19

Calcul des pressions et temperature pseudo-réduite:

On calcule la pression pseudo -réduite ( $P_{pr}$ ) et la température ( $T_{pr}$ ) par les formules suivantes:

$$P_{pr} = P/P_{pc} \dots\dots\dots III- 20$$

$$T_{pr} = T/T_{pc} \dots\dots\dots III- 21$$

**III.3.5 Le facteur de compressibilité (Z)**

Le facteur de compressibilité représente la déviation du comportement des gaz réels par rapport des gaz parfaits. Il est égal à 1.0 pour un gaz parfait. Pour un gaz naturel, le facteur de compressibilité Z varie avec la pression et la température.

En l'absence de mesures expérimentales, le facteur Z peut être estimé par :

**La méthode des corrélations empiriques :** Il existe plusieurs méthodes empiriques pour le calcul du coefficient de compressibilité, on prend trois exemples de celles-ci :

❖ **Corrélation de Hall- Yarbarough (1974):**

Hall et Yarbarough (1974) ont présenté une méthode de calcul du facteur de compressibilité, mettant en œuvre l'équation de Carnahan-Starling :

$$Z = \left[ \frac{0.06125P_{pr}\sigma}{Y} \right] \exp(-1.2(1 - \sigma)^2) \dots\dots\dots III- 22$$

$P_{PR}$  : pression pseudo réduite.

$\sigma$  : l'inverse de la température réduite.

$Y$  : la masse volumique réduite, elle peut être obtenue par la résolution de l'équation suivante:

$$F(Y) = -0.06125P_{pr} \times \sigma \times \exp(-1.2(1 - \sigma)^2) + \frac{Y+Y^2+Y^3-Y^4}{(1-Y)^3} - (14.76\sigma - 9.76\sigma^2 + 4.58\sigma^3)Y^2 + (90.7\sigma - 242.6\sigma^2 + 42.4\sigma^3)Y^{(2.18+2.82\sigma)} = 0 \dots\dots\dots III- 23$$

Cette équation est une équation non linéaire, pour sa résolution d'habitude on utilise la méthode de Newton –Raphson.

❖ **Corrélation de Dranchuk- Abou Kassem (1975):**

Dranchuk- Abou Kassem (1975) ont présenté une équation de 11 coefficients pour le calcul du

facteur de compressibilité :  $Z = \left[ A_1 + \frac{A_2}{T_{PR}} + \frac{A_3}{T_{PR}^3} + \frac{A_4}{T_{PR}^4} + \frac{A_5}{T_{PR}^5} \right] \rho_R + \left[ A_6 + \frac{A_7}{T_{PR}} + \frac{A_8}{T_{PR}^2} \right] \rho_R^2 - A_9 \left[ \frac{A_7}{T_{PR}} + \frac{A_8}{T_{PR}^2} \right] \rho_R^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_R^2) \frac{\rho_R^2}{T_{PR}^3} \exp(-A_{11} + \rho_R^2) + 1 \dots\dots\dots III- 24$

Cette équation est basée sur une représentation analytique de 1500 points de l'abaque de Standing –Katz, pour méthode de régression non linéaire.

$\rho_r =$  masse volumique réduite du gaz, est définie par:  $\rho_R = \frac{0.27P_{PR}}{ZT_{PR}} \dots\dots\dots III- 25$

Les valeurs de  $A_i$  sont indiquées dans le tableau suivant :

**Tableau III-3:** Coefficients  $A_i$  de la corrélation Dranchuk Abou-Kacem.

A1	0.3265	A7	-0.7361
A2	-1.0700	A8	0.1844

A3	-0.5339	A9	0.1056
A4	0.01569	A10	0.6134
A5	-0.05165	A11	0.7210
A6	0.5475	*****	*****

Cette méthode présente une erreur de 0.585 %, et elle est applicable pour :  
 $0.2 \leq PPR < 3.0$  et  $1.0 < TPR \leq 3$ .

❖ **Corrélation de Standing :**

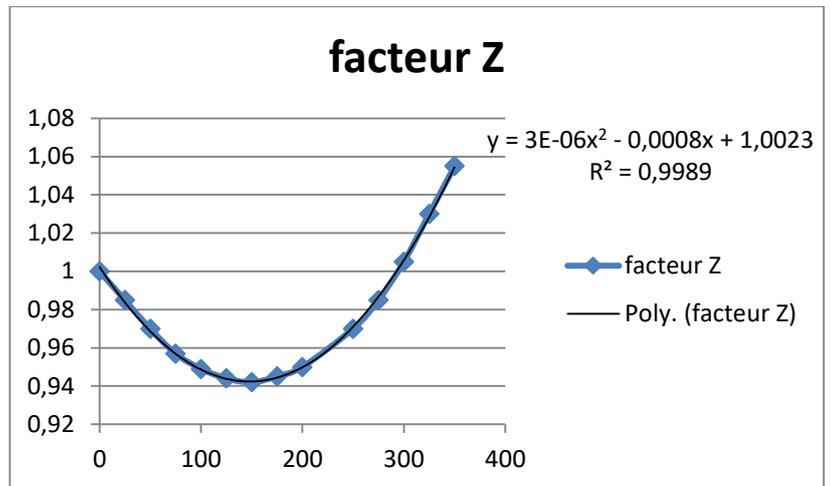
L'abaque de standing et Katz est donné sous forme d'équations qui la résume.

**Tableau III-4:** Différentes équations utilise pour la corrélation standing.

PPR	TPR	Equation (Z)
0,2/1,2	1,05/1,2	$P_{PR} (1,6643 T_{PR} - 2,2114) - 0,3647 T_{PR}$
	1,2/1,4	$P_{PR} (0,522 T_{PR} - 0,8511) - 0,0364 T_{PR}$
	1,4/2,0	$P_{PR} (0,1391 T_{PR} - 0,2988) + 0,0007 T_{PR}$
	2,0/3,0	$P_{PR} (0,0295 T_{PR} - 0,0825) + 0,0009 T_{PR}$
1,2/2,8	1,05/1,2	$P_{PR}(-1,3570 T_{PR} + 1,4942) + 4,6315 T_{PR} - 4,7009$
	1,2/1,4	$P_{PR} (0,1717 T_{PR} - 0,3232) + 0,5869 T_{PR} + 0,1229$
	1,4/2	$P_{PR} (0,0984 T_{PR} - 0,2053) + 0,062 T_{PR} + 0,8580$
	2,0/3,0	$P_{PR} (0,0211 T_{PR} - 0,0527) + 0,0127 T_{PR} + 0,9549$
2,8/5,4	1,05/1,2	$P_{PR} (-0,3274 T_{PR} + 0,4752) + 1,6223 T_{PR} - 1,9036$
	1,2/1,4	$P_{PR} (-0,2521 T_{PR} + 0,3871) + 1,6087 T_{PR} - 1,6635$
	1,4/2,0	$P_{PR} (-0,0284 T_{PR} + 0,0625) 0,4714 T_{PR} - 0,0011$
	2,0/3,0	$P_{PR} (0,0041 T_{PR} + 0,0039) + 0,0607 T_{PR} + 0,7927$
5,4/15	1,05/3,0	$P_{PR} (0,71 + 3,66 T_{PR}) 1,4667 - 1,637 / (0,319 T_{PR} + 0,522) + 2,071$

**Tableau III-5:** Les valeurs du facteur de compressibilité en fonction de la pression.

pression	facteur Z
0	1
25	0,985
50	0,97
75	0,957
100	0,949
125	0,944
150	0,942
175	0,945
200	0,95
250	0,97
275	0,985
300	1,005
325	1,03
350	1,055



**Figure III-4:** Facteur de compressibilité en fonction de la pression.

**III.3.6 La masse volumique ( $\rho_g$ ) :**

Il est utile de calculer la masse volumique d'un gaz dans les conditions de pression et de température de réservoir par les méthodes suivantes :

**III.3.6.1 Corrélation de Beggs :**

Comme on a vu que la densité du gaz peut être définie comme étant le rapport de la masse du gaz et la masse de l'air mesurées dans les conditions standards

$$M_{air} = 28,96 \gamma_g$$

La masse volumique du gaz est donnée par la formule :  $\rho_g = 2,7 P \gamma_g / ZT$  ..... III- 26

T : température en °R.

P : pression en Psi.

$\gamma_g$ : Densité de gaz.

$\rho_g$  : Masse volumique de gaz en, lbm/ft<sup>3</sup>.

**III.3.6.2 Corrélation de Beggs and Brill**

$$\rho_g = 0.0433 P \gamma_g / ZT \dots\dots\dots III- 27$$

T : température en °R.

P : pression en Psi.

$\gamma_g$ : Densité de gaz.

$\rho_g$ : Masse volumique de gaz en, gm/cc.

**III.3.7 Viscosité du gaz:**

La viscosité du gaz est utilisée pour le calcul des écoulements gazeux dans la roche réservoir de même dans les lignes de transports. D'une manière générale, la viscosité de gaz est calculée à partir des lois empiriques.

♦ Corrélation Carr-Kobayashi Burrows:

$$\mu_g = (0.00001709 - 0.000002062 \times dg) \times (t - 46) + 0.008188 - 0.00615 \times \log (dg) \dots\dots\dots III- 28$$

$$\mu_{N_2} = y (3) \times (0.00848 \times \log_{10}(dg) + 0.00959) \dots\dots\dots III- 29$$

$$\mu_{CO_2} = y (1) \times (0.00908 \times \log_{10} (dg) + 0.00624) \dots\dots\dots III- 30$$

$$\mu_{H_2S} = y (3) \times (0.00849 \times \log_{10} (dg) + 0.00373) \dots\dots\dots III- 31$$

$$\mu_{gc} = \mu_g + \mu_{N_2} + \mu_{CO_2} + \mu_{H_2S}(cp) \dots\dots\dots III- 32$$

Ou :  $\mu_{N_2}$ : viscosité du gaz N<sub>2</sub>

$\mu_{CO_2}$ : viscosité du gaz CO<sub>2</sub>

$\mu_{H_2S}$ : viscosité du gaz H<sub>2</sub>S

dg: densité du gaz

$\mu_g$ : viscosité du gaz.

$\mu_{gc}$  : viscosité du gaz corrigé.

♦ Corrélation Lee et al:

On propose une autre formule pour le calcul de la viscosité du gaz :

$$\mu_g = A \times 10^{-4} EXP ( B \rho_g^C) \dots\dots\dots III- 33$$

$$Ou : A = (9.4 + 0.02M)T^{1.5} / (209 + 19M + T) \dots\dots\dots III- 34$$

$$B = 3.5 + 0.01M + 986/T \dots\dots\dots III- 35$$

$$C = 2.4 - 0.2B \dots\dots\dots III- 36$$

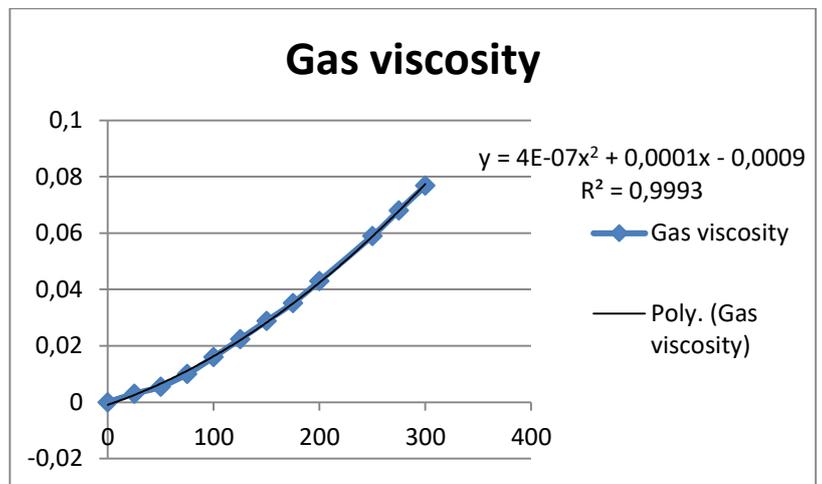
$\mu_g$ : : viscosité du gaz à P, T

$\rho_g$ : la masse volumique à la pression P, T

T : température en °R.

**Tableau III-6:** Les valeurs de la viscosité du gaz en fonction de la pression.

pression	Gas viscosity
0	0
25	0,003
50	0,0055
75	0,01
100	0,016
125	0,0224
150	0,0288
175	0,0352
200	0,043
250	0,059
275	0,068
300	0,0768



**Figure III-5:** Viscosité du gaz en fonction de la pression.

**III.3.8 Facteur volumétrique (Bg) :**

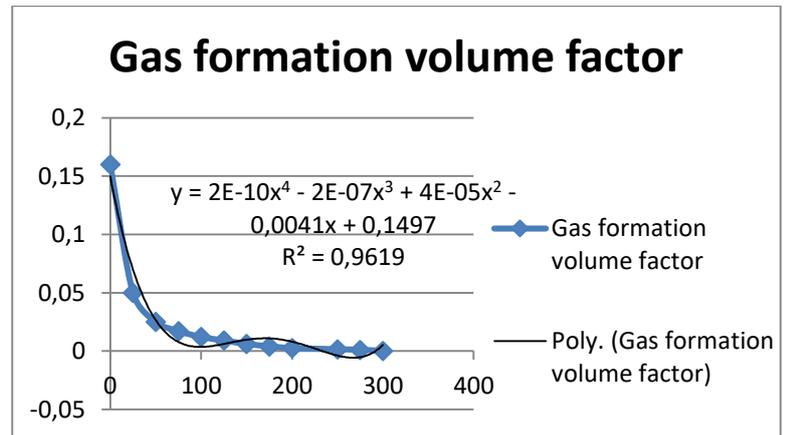
Les quantités de gaz en places, débit et productions cumulés, sont exprimées en volumes standard correspondant à des conditions de pression et de température déterminées dont voici les plus courantes :  $B_g = \frac{V_g(P,T)}{V_{gsc}(P_{atm},15^\circ C)}$  ..... III- 37

On admet que  $Z_{sc} = 1$ , pour passer du volume à P et T au volume standard, on utilise le facteur volumétrique Bg :  $B_g = \frac{P_{sc}}{P} \cdot Z \cdot \frac{T}{T_{sc}}$  ..... III- 38

Corrélation de Vasquez and Beggs :  $B_g = \frac{0.0283 Z T}{T_{sc} P}$  ..... III- 39

**Tableau III-7:** Les valeurs du facteur volumétrique du gaz en fonction de la pression.

pression	Gas formation volume factor
0	0,16
25	0,05
50	0,025
75	0,017
100	0,012
125	0,009
150	0,006
175	0,004
200	0,0025
250	0,0015
275	0,001
300	0,0001



**Figure III-6:** Facteur volumétrique du gaz en fonction de la pression.

**III.3.9 Compressibilité du gaz (C<sub>g</sub>) :**

La compressibilité de gaz est donnée par la formule :

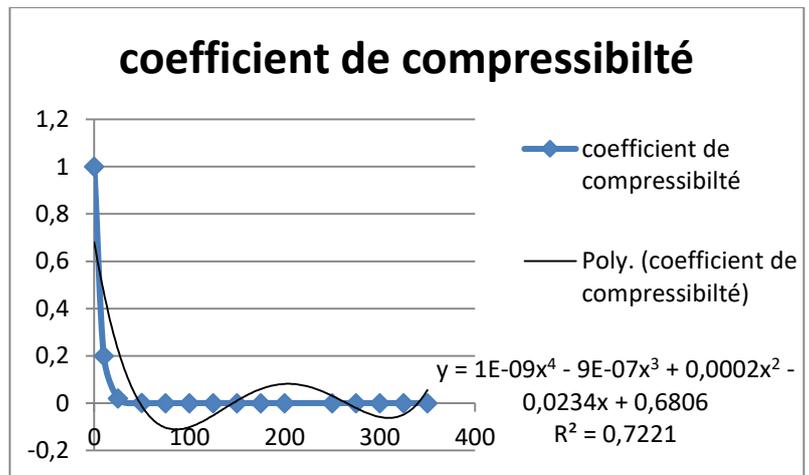
$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = -\frac{1}{B_g} \left( \frac{\partial B_g}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots III- 40$$

$$z = 1 - \left( \frac{P_{pr}}{T_{pr}} \right) \times (0.36748758 - 0.04188423 \times \frac{P_{pr}}{T_{pr}}) \dots \dots \dots III- 41 \text{ (Par la méthode de papay)}$$

$$\text{On a : } C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left( \frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots III- 42$$

**Tableau III-8:** Les valeurs du coefficients de compressibilité en fonction de la pression.

pression	coefficient de compressibilité
0	1
10	0,2
25	0,02
50	0,001
75	0
100	0
125	0
150	0
175	0
200	0
250	0
275	0
300	0
325	0
350	0



**Figure III-7:** Coefficients de compressibilité en fonction de la pression.

**III.4 Perméabilité relative:**

La perméabilité relative est le ratio de la perméabilité effective d'un fluide par la perméabilité absolue du milieu poreux ou il circule.

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \dots\dots\dots III- 43$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \dots\dots\dots III- 44$$

Cette perméabilité relative peut se calculé par deux manières :

**III.4.1 Mesures au laboratoire :**

On classe les méthodes utilisé au laboratoire en deux types :

- ◆ *Méthodes avec régime permanent (STEADY STATE):*

Elles sont les plus utilisées et les plus fiables, mais elles nécessitent beaucoup de temps et des équipements spéciaux, les mesures sont prises lorsqu'on atteint l'équilibre capillaire dans les conditions de réservoir.

♦ **Méthodes avec régime transitoire (UNSTEADY STATE) :**

Ces méthodes ne nécessitent pas beaucoup de temps comparé aux méthodes précédentes, elles consistent à l'injection du fluide déplaçant à pression ou à débit constant et ensuite on mesure le débit du fluide produit continuellement, ces mesures vont servir à calculer la perméabilité relative en utilisant l'équation de BUCKLEY-LEVRETT.

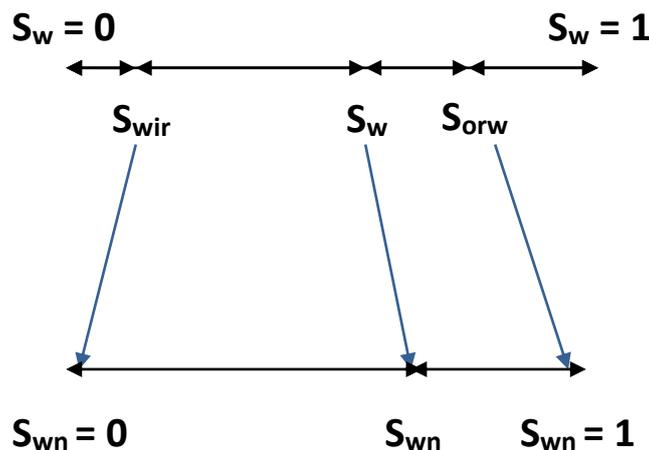
**III.4.2 Corrélations :**

Il existe de nombreuses corrélations, pour un système eau/gaz la mieux adaptée est celle COREY qui est une loi puissance de la saturation d'eau.

Avant de construire le modèle de COREY il faut normaliser la saturation d'eau par la formule

$$:S_{wn} = S_{wn}(S_w) = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{grw}} \dots\dots\dots III- 45$$

- $S_w$  : La saturation d'eau.
- $S_{wi}$  : La saturation d'eau irréductible.
- $S_{grw}$  : La saturation de gaz irréductible.
- $S_{wn}$  : La saturation normalisée.



**Figure III-8:** Normalisation de la saturation d'eau.

La corrélation de COREY pour la perméabilité relative s'écrit sous cette forme :

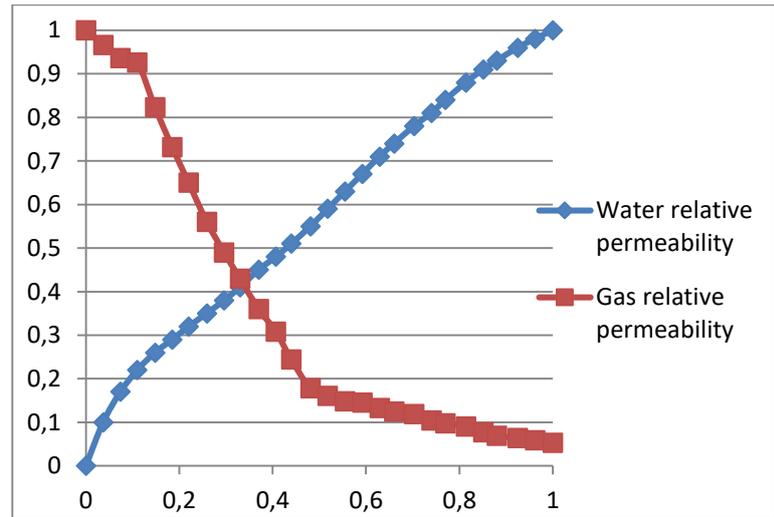
$$K_{rg}(S_w) = (1 - S_w)^{N_g} \dots\dots\dots III- 46$$

$$K_{rw}(S_w) = K_{rw}^0 S_{wn}^{N_w} \dots\dots\dots III- 47$$

- $K_{rw}^0$ : La perméabilité relative maximale de l'eau.
- $N_g, N_w$  : Deux nombres déterminés par l'history matching , mais généralement on les prend égales à 2 .

**Tableau III-9:** Les valeurs de perméabilité relative du gaz et d'eau en fonction de la saturation d'eau.

water saturation	Water relative permeability	Gas relative permeability
0	0	1
0,037	0,1	0,966
0,074	0,17	0,936
0,11	0,22	0,926
0,148	0,26	0,823
0,185	0,29	0,7315
0,22	0,32	0,65
0,259	0,35	0,56
0,296	0,38	0,49
0,33	0,41	0,43
0,37	0,45	0,36
0,407	0,48	0,308
0,44	0,51	0,244
0,481	0,55	0,178
0,518	0,59	0,161
0,555	0,63	0,148
0,592	0,67	0,145
0,629	0,71	0,133
0,66	0,74	0,125
0,703	0,78	0,119
0,74	0,81	0,104
0,77	0,84	0,098

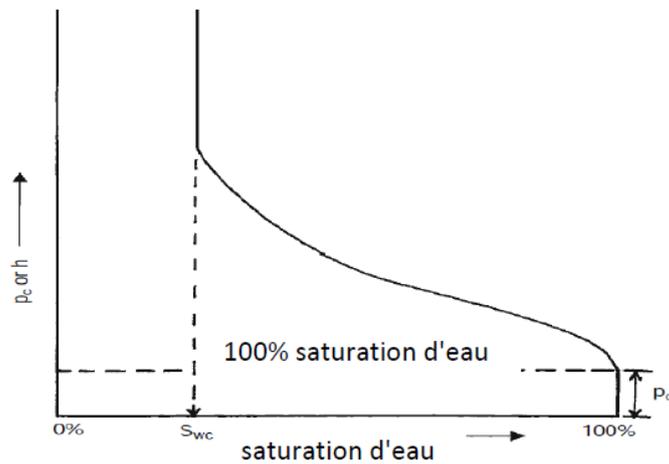


**Figure III-9:** Perméabilité relative du gaz et d'eau en fonction de la saturation d'eau.

0,814	0,88	0,09
0,851	0,91	0,077
0,88	0,93	0,069
0,925	0,96	0,064
0,962	0,98	0,0588
1	1	0,053

**III.5 Pression capillaire :**

Est un phénomène qui se produit entre deux fluides immiscibles, ce phénomène dépend surtout des saturations des fluides, et pour chaque saturation on a une pression capillaire, cela nous donnera un graphe comme suit :

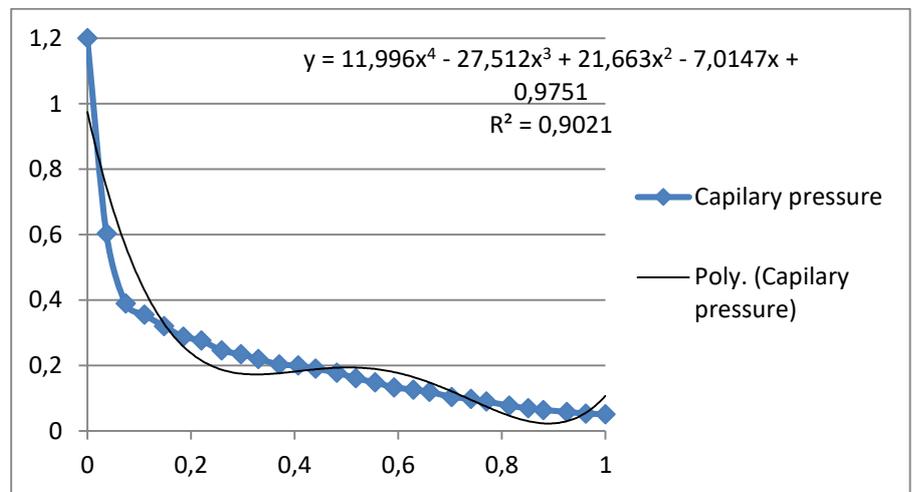


**Figure III-10:** Evolution de la pression capillaire en fonction de la saturation d'eau.

**Tableau III-10:** Pression capillaire en fonction de la saturation d'eau.

water saturation2	Capillary pressure
0	1,2
0,037	0,603
0,074	0,389
0,11	0,355
0,148	0,32
0,185	0,288

0,22	0,276
0,259	0,246
0,296	0,234
0,33	0,22
0,37	0,203
0,407	0,2
0,44	0,19
0,481	0,178
0,518	0,161
0,555	0,148
0,592	0,133
0,629	0,126
0,66	0,119
0,703	0,104
0,74	0,098
0,77	0,09
0,814	0,077
0,851	0,069
0,88	0,064
0,925	0,058
0,962	0,053
1	0,051



**Figure III-11:** Pression capillaire en fonction de la saturation d'eau.

IV Chapitre 4 : Optimisation.

IV.1 Le système de production des hydrocarbures :

Il se compose principalement de :

- ◆ Un milieu poreux.
- ◆ Complétion (perforation ; gravel pack ou stimulation).
- ◆ Conduite vertical avec packer ; vanne de sécurité et choke).
- ◆ Artificial lift comme pompe ; vanne de gas lift, ...ect.
- ◆ Horizontal flowline avec des chokes ; vannes et autres composants de la tuyauterie.

Dans un système de production d'huile ou gaz les fluides s'écoulent dès la surface de drainage dans le réservoir jusqu'à le séparateur à la surface. La pression moyenne dans la limite de drainage de réservoir ('average reservoir pressure') :

- ❖ contrôle l'écoulement à travers le système de production
- ❖ supposé constant pendant un intervalle de temps fixe durant la déplétion.

Lorsque cette pression change en raison de la déplétion normale du réservoir ou de la maintenance de système de la pression artificielle avec de l'eau, du gaz ou d'une autre injection chimique, la performance du puits change.

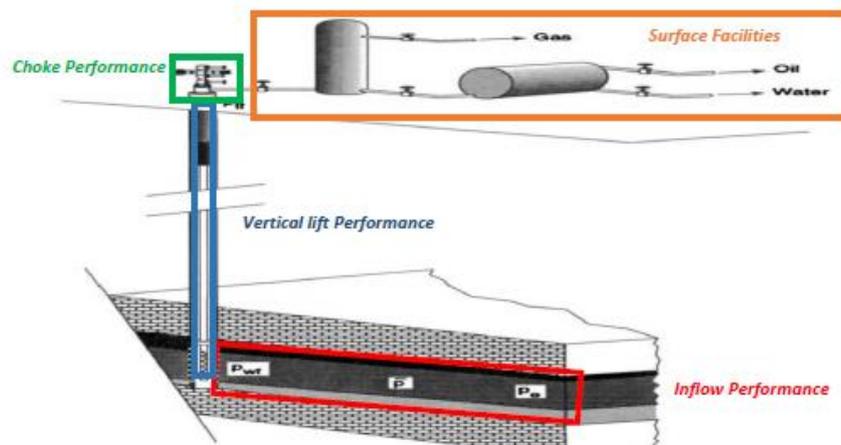


Figure IV-1: Les parties d'un système de production.

Le séparateur à la surface est conçu pour optimiser la production et conserver des composants d'hydrocarbure les plus lourds en phase liquide. Cette pression va être maintenue en utilisant des dispositifs mécaniques tels que des régulateurs de pression. Au fur et à mesure la production ou l'injection de puits, il y a un gradient de pression continu du réservoir au séparateur.

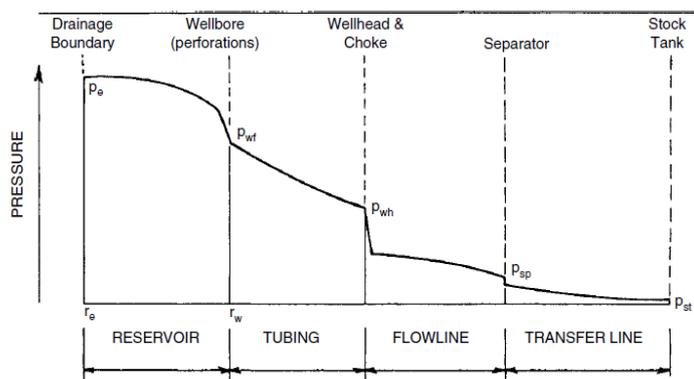


Figure IV-2: Le profil de pression dans le système de production.

Le dimensionnement de tubing de production dépend premièrement du débit de production désiré, dans le cas des puits à gaz une vitesse minimale pour empêcher le chargement avec du liquide ou une vitesse maximale pour prévenir l'érosion du tubing ; le taux de production maximale dans une situation donnée d'un puits dépend de :

- La pression statique de réservoir.
- IPR inflow performance relation.
- Perte de charge dans le tubing.
- Perte de pression à travers la wellhead.
- Perte de pression à travers le flow line.
- Le niveau de la pression dans les équipements

**IV.2 Analyse nodale :**

Analyse nodale peut être appliquée pour les puits d'huile ou gaz. la procédure consiste sur la sélection d'un point de division appropriée (un nœud : un point quelconque dans le système de production entre la limite de drainage et le séparateur, où la pression peut être calculée comme une fonction des débits) ; tous les composants en amont de point comprennent la section d'inflow et tous les composants en aval comprennent la section de outflow. Si les pressions sont mesurées ou calculées à chaque nœud. Alors la perte de pression entre les nœuds peut être calculée en fonction des débits.

Certains nœuds où une chute de pression se produit en raison de la présence de choke, des restrictions et d'autres composants de la tuyauterie s'appellent les nœuds fonctionnels car le débit (**q**) est fonctionnellement lié à la pression différentielle (**Δp**).

Le débit d'écoulement pour un système bien spécifié ou un ensemble des composants peut être déterminé par la satisfaction des relations suivantes :

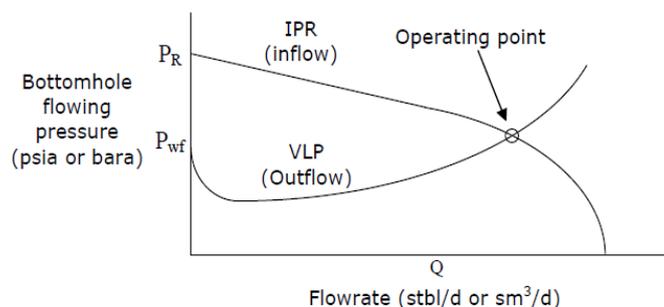
- Le débit à l'entrée du nœud = le débit à la sortie du nœud.
- La pression au niveau du nœud est unique.

La procédure basique est de calculer la pression au nœud dans les deux sens à partir de la pression moyenne du réservoir et la pression de séparation fixée initialement.

- Inflow to node:  $P_r - \Delta P_{upstream\ component} = P_{node}$

- Outflow from node:  $P_{sep} + \Delta P_{downstream\ component} = P_{node}$

La perte de pression **ΔP** dans n'importe quel composant varie avec le débit d'écoulement **q** ce qui donne deux courbes **IPR** et **VLP**. Le changement de **ΔP** à travers les composants en amont ou en aval change le point d'intersection et par la suite le débit va aussi changer. Finalement le changement de l'une ou d'autre pression fixée (**P<sub>r</sub>** ou **P<sub>sep</sub>**) se produisant pendant la vie de puits va affecter le débit d'écoulement.

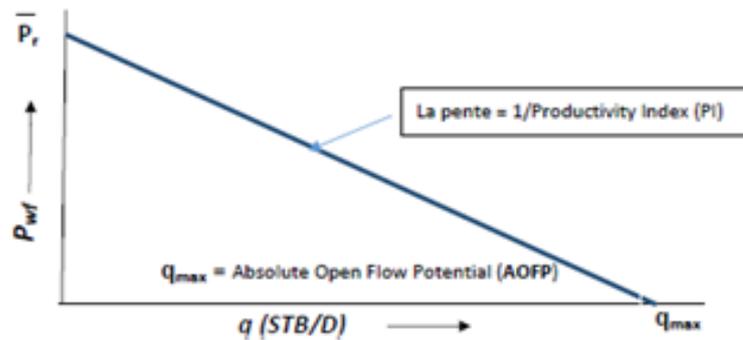


**Figure IV-3:** La courbe IPR vs VLP.

**IV.3 Productivité du puits ‘Inflow Performance Relationship’ :**

Inflow Performance Relation-ships **IPRs** a été développé pour modéliser l’écoulement des fluides de réservoir à travers la formation et à l’entrée du puits. Elle est définie comme la relation fonctionnelle entre le taux de production et la pression d’écoulement du fond.

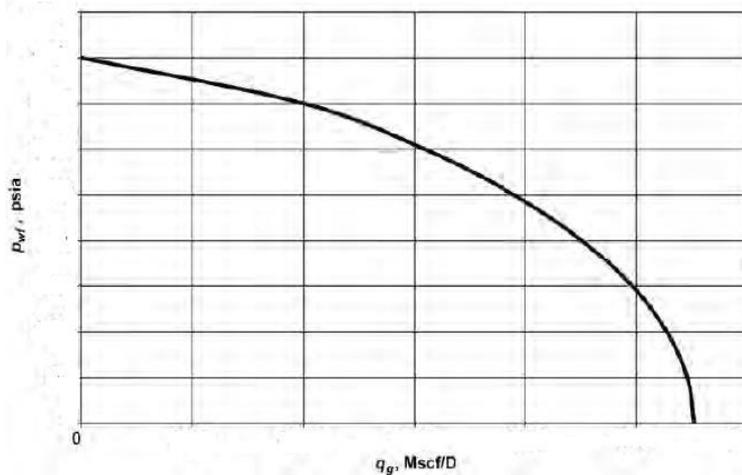
IPR est définie dans la plage de pression entre average reservoir pressure et la pression atmosphérique. Le débit maximum correspondant à la pression atmosphérique d’écoulement de fond de puits est le potentiel d’écoulement absolu du puits ouvert ‘**AOFP**’ **Absolute Open Flow Potential**. Alors qu’un IPR typique est présenté dans le graphe qui suit :



**Figure IV-4:** Steady state gas well flow.

IPR traite l’écoulement à l’intérieur de réservoir de la surface de drainage jusqu’à le wellbore, Les modèles d’écoulement rencontrés sont les écoulements des fluides dans des milieux poreux :

- Le débit volumique est proportionnel au différentiel de pression (**drawdown**).
- Pour IPRs de liquide le taux de liquide dans les conditions de stockage est approximativement proportionnel au débit d’écoulement dans les conditions de puits.
- Pour IPRs de gaz le débit d’écoulement aux conditions de stockage est approximativement proportionnel au débit d’écoulement volumique dans les conditions de reservoir multiplié par average reservoir pressure.



**Figure IV-5:** Courbe typique de Inflow Performance pour un puits de gaz.

Lorsqu'un puits de gaz est d'abord produit après avoir été fermé pendant un certain temps, le flux de gaz dans le réservoir suit un comportement d'état instable 'unsteady-state behavior' jusqu'à ce que la pression baisse à la limite de drainage du puits.

Après le comportement d'écoulement passe par une courte période de transition, ensuite il atteint l'état stable stationnaire 'steady-state' ou (pseudosteady-state). Pour la détermination de la courbe de l'IPRs il existe plusieurs méthodes soit pour le reservoir à gaz, huile ou les deux selon les données disponibles; les expressions empiriques et analytiques qui peuvent être utilisées pour établir la courbe IPR sont listées dans le tableau suivant :

**Tableau IV-1:** Les expressions empiriques et analytiques pour établir la courbe IPR.

IPR	Oil reservoir	Gas & gas condensate reservoirs	Multirate test
Pseudo Steady State Equation /Darcy Well PI(Productivity Index)	Applicable	Applicable	
Jones /Forchheimer Backpressure Equation	Applicable	Applicable	Applicable
Vogel	Applicable		Applicable

La délivrabilité de puits de gaz est habituellement déterminer par l'utilisation des tests four-point flow-after-flow test quand la formation est de faible perméabilité.

**IV.3.1 Pseudo Steady State Equation de Darcy 'Single phase flow' :**

La plus importante relation dans l'ingénierie de réservoir est la loi de **DARCY**, elle relie le débit d'écoulement avec le carré de différentielle de la pression et souvent utilisée pour faire une décision sur le type de traitement de stimulation. Elle est calculé lorsque l'écoulement est radial, monophasique, elle s'applique quand le puits passe le stade transitoire.

D'une seule phase gazeuse l'IPR est gouverné par la loi de Darcy pour un écoulement radial est comme suit :

$$q_g = \frac{7.03 \times 10^{-4} k_g h (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{T} [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S_t]}$$

**Avec:**  $q_g$  : Debit d'écoulement dans le puits Mscf/D

$\bar{\mu}_g$  : Viscosité de gaz.

$\bar{z}$  : Facteur de deviation de gaz.

$\bar{T}$  : Température moyenne du reservoir, (deg. Rankine),

$k_g$ : Permeabilité de la formation, md

h: Epaisseur net de la formation, ft

$\bar{P}_r$ : Pression reservoir moyenne, psia

$P_{wf}$  : Pression de fond, psia

$r_e$  : Rayon de drainage, ft

$r_w$  : Rayon du puits, ft

$S_t$  : Skin Total

Notons que le skin est réduit par la stimulation; La turbulence est réduite en augmentant la densité d'impulsions ou l'intervalle de perforation ou une combinaison de ces deux.

**IV.3.1.1 Skin factor :**

Pendant le forage et la complétion, la perméabilité de la formation près du puits foré peut souvent être modifiée : La zone d'endommagement. Le facteur de skin est un constant qui relie la perte de pression dans la zone endommagée avec le débit d'écoulement et la transmission de la formation.

$$\Delta P_{skin} = P_{wf}' - P_{wf}$$

$$S_t = S_d + S_p + S_{pp} + S_{turb} + S_s$$

$S_t$  : Total skin effect

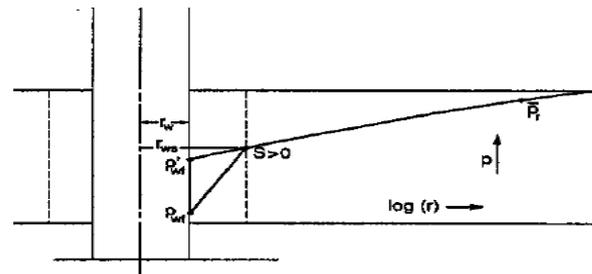
$S_d$  : Skin effect due to formation damage (+ ve),

$S_p$  : Skin effect due to partial penetration (+ ve),

$S_{pp}$  : Skin effect due to perforation (+ ve)

$S_{turb}$  : skin effect due to turbulence

$S_s$  : Skin effect due to stimulation



**Figure IV-6: Drawdown due a skin.**

Seul le skin positif peut être traité comme une zone annulaire de perméabilité altérée autour d'un puits ; Hawkins montre le model de puits :  $S_t = \left(\frac{K_r}{K_d} - 1\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)$

Avec:  $K_r$  : perméabilité de réservoir

$K_d$  : Perméabilité de la zone endommagée

$r_d$  : Rayon de la zone endommagée

$r_w$  : Rayon de puits

Pour une estimation rapide de débit de gaz la loi de Darcy pour l'écoulement de gaz peut être simplifiée en remplaçant les :  $\bar{z}=1$  ;  $\bar{\mu}_g=0.02$  cp ;  $\bar{T}=200^\circ\text{F}$  et  $\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - 0,75 = 7,03$

$$\text{Donc : } Q_g = 77 \times 10^{-7} Kh(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)$$

**IV.3.1.2 Productibilité de puits à gaz pour un écoulement non-Darcy**

Pendant le flux radial, la vitesse d'écoulement augmente à l'arrivée de wellbore, Cette augmentation de la vitesse pourrait provoquer le développement d'un écoulement turbulent autour du wellbore. Si le flux turbulent existe, il est très probable qu'il se produise avec les gaz et provoque une chute de pression supplémentaire similaire à celle causée par l'effet de skin. Le terme non-Darcy flow a été adopté pour décrire la perte de charge supplémentaire en raison de

$$\text{la turbulence : } Q_g = \frac{7.03 \times 10^{-4} k_g h(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{T} [\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - 0.75 + S_t + Dq_g]}$$

$Dq_g$  : Pseudo skin due to turbulence. In oil wells, this term is insignificant especially for low permeability reservoirs,

$D$  : Est coefficient non-Darcy 'facteur d'écoulement turbulent

La perte totale actuelle est donnée par :  $\Delta P_{actuel} = \Delta P_{ideal} + \Delta P_{skin} + \Delta P_{non-Darcy}$

Nombreux auteurs ont donné approximativement le non-darcy coefficient dans des formules

$$\text{empirique : } D = \frac{6.10^{-5} \gamma h k_s^{-0.1}}{\mu r_w h_{perf}^2}$$

$\gamma$  : Densité de gaz

$h_{perf}$  : L'épaisseur de perforation

### IV.3.1.3 Productivity Index :

L'IPR basé sur la méthode de Productivity Index est une version simplifiée de la loi de Darcy. A cause de la linéarité de l'équation de PI pour le réservoir de liquide et sa simplicité rendent cette méthode la plus utilisée. Le taux de production est proportionnel au différentiel de pression entre le réservoir et le fond de puits ; l'indice de productivité 'PI' est la valeur absolue de la pente de l'IPR (voir le graphe au-dessus) donc :  $PI$  ou  $J_i = \frac{Q_l}{\bar{P}_r - P_{wf}}$

Si la pression est inférieure à la pression de bulle on peut combiner avec l'équation de Vogel

- Pour les réservoirs à gaz une équation non linéaire est utilisée :  $PI$  ou  $J_G = \frac{Q_g}{(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}$

Avec un AOFD le débit maximal de gaz est calculé par :  $Q_{g\ max} = J_G \times \bar{P}_r^2$

### IV.3.1.4 Productivity ratio:

Est défini comme le rapport de l'indice de productivité actuel sur l'indice de productivité idéal

$$(St=0) : Productivity\ Ratio = \frac{PI_{actual}}{PI_{(ideal; s=0)}} = \frac{\bar{P}_r - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

Avec :  $\Delta P_{skin} = 0.87 m S_t$

$$m = \frac{162.6 q \mu b}{Kh} \text{ Slope of semi-log straight line (Homer or MDH).}$$

Le rapport de productivité est également appelé efficacité d'écoulement, facteur de complétion ou rapport de condition.

### IV.3.2 Équation de Jones 'The Laminar-Inertial-Turbulent Approach'

LIT est l'une des méthodes utilisée pour spécifier Inflow performance relationship IPR pour le gaz. Elle est similaire de la méthode PI mais elle contient un extra terme qui concerne la turbulence 'loi de Darcy modifiée'

$$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2 = a_G q_G^2 + b_G q_G$$

Avec :  $q_G$  : débit en stock tank condition

$$a_G = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{T}}{7.03 \times 10^{-4} K_g h} \quad D \geq 0 \dots \text{ turbulence term coefficient.}$$

$$b_G = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{T} [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S_{\square}]}{7.03 \times 10^{-4} K_g h} \geq 0 \dots \text{ Darcy flow term 'coefficient de flux laminaire'}$$

Linéarisation de l'équation en divisant sur  $q_g$  :  $\frac{(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{q_G} = a_G q_G + b_G$

Basant sur four points test lorsque  $P_{wf}$  est calculée pour des débits d'écoulement stabilisés de quatre points. Le traçage de la courbe de la différentielle de carré pression divisé par le débit d'écoulement en fonction de débit donne une ligne droite, les valeurs  $a_g$  et  $b_g$  peuvent être déterminées graphiquement de la courbe suivante. Quand ces deux coefficients ont

été déterminés la délivrabilité peut être estimée à partir de la relation suivante, par la supposition des diverses valeurs de pression d'écoulement au fond du puits  $P_{wf}$  et en calculant les débits d'écoulement  $q_g$  correspondants par la relation suivante; Le traçage de courbe IPR peut être

$$\text{génère : } q_G = \frac{-b_G + \sqrt{b_G^2 + 4a_G(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}}{2a}$$

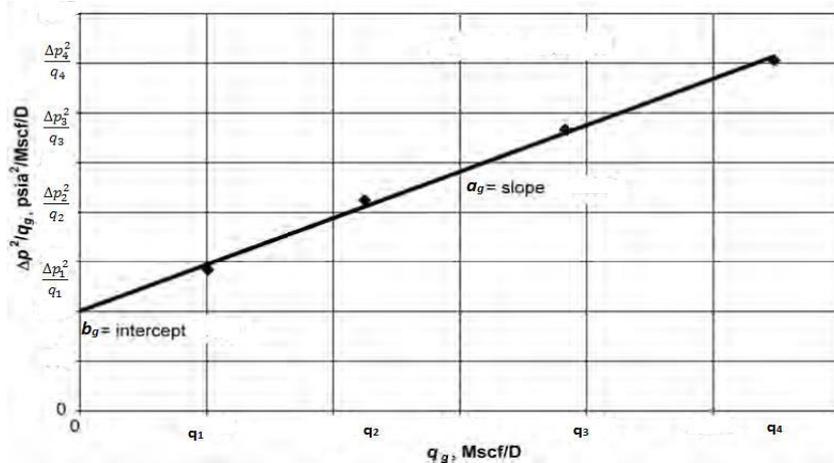


Figure IV-7: Graph of the pressure-squared data.

Quand  $a_g = 0$  l'équation de Jones devienne la même que l'équation PI et l'indice de productivité  $J_G = 1/b_G$ .

- Si  $b_G > 0,05$  indique une faible perméabilité ou présence de skin.

$$\text{Absolute Open Flow Potential: } AAFP = \frac{-b_G \pm \sqrt{b_G^2 + 4a_G \bar{P}_r^2}}{2a}$$

### IV.3.3 Equation de Back Pressure Test

Le test back pressure avec multipoint pour les puits à gaz c'est une procédure commune pour établir la courbe de performance d'un puits à gaz IPR ou la délivrabilité. Pareil comme les autres tests préformés par la fermeture de puits pour attendre la stabilisation de la pression à travers la surface de drainage, ce test est appelé aussi test de délivrabilité parce qu'il est utilisé pour prédire le débit d'écoulement contre toute pression imposée sur le reservoir.

Typiquement le backpressure test consiste sur des séries d'au moins trois débits d'écoulement stabilisé avec la mesure de pression d'écoulement au fond comme une fonction de temps durant cet intervalle. Il existe essentiellement trois types de tests de délivrabilité et ceux-ci sont les suivantes:

- Conventional deliverability (back-pressure) test
- Isochronal test
- Modified isochronal test

Les résultats de backpressure test sont présentés en loglog graphe  $\log(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)$  vs  $\log q$ .

L'équation de backpressure a été développée par **Rawlins and Schellhardt** après le test de 582 puits, c'est une équation simplifiée de la loi de Darcy avec la forme suivante:

$$Q_g = C(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

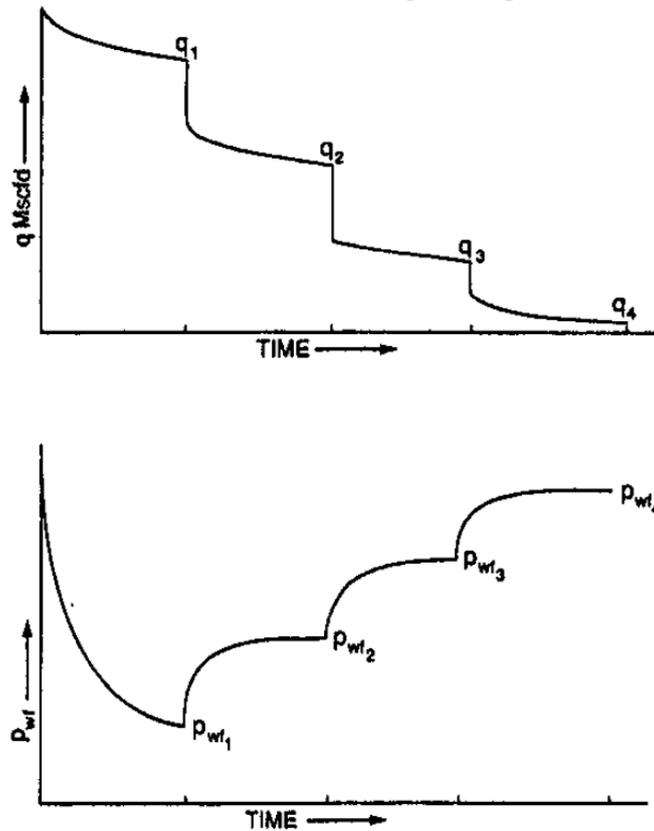
Avec : c et n sont des coefficients de délivrabilité.

n : exposant pour tenir compte de la chute de pression supplémentaire causée par le débit de gaz à grande vitesse. n peut varier de 1,0 pour un flux complètement laminaire à 0,5 pour un écoulement totalement turbulent.  $0,5 < n < 1$  ... (Sans dimension) ; Quand  $n=1$  l'équation de backpressure est la même de l'indice de productivité PI.

c : Le coefficient de performance représente les propriétés de la roche reservoir, fluide, géométrie d'écoulement, ... :  $c = \frac{7.03 \times 10^{-4} k_{gh}}{\mu_g \bar{z} T \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S_t \right]} \dots (\text{MMscf/d}/(\text{psia}^2)^n) (\text{m}^3/\text{d}/(\text{bar}^2)^n)$

**Remarque :** si  $n < 0,5$  cela implique que les conditions de stabilisation de réservoir sont lentes ou il y a une accumulation de liquide dans le wellbore 'pour les puits de gaz à condensat', si  $n > 1$  pendent l'enlèvement des liquides au-cours de test ou par le déplacement des fluides de forge ou de stimulation.

Ces constants sont obtenus avec une multi-rate testing sur le puits 'courbes suivante



**Figure IV-8:** Conventional back-pressure test 'Courbe de multi-rate testing'.

$$\text{Log } Q_g = \log c + n \cdot \log(\bar{P}_r^2 - p_{wf}^2)$$

Prenant le logarithme des deux côtés de l'équation back-pressure, le traçage de la courbe  $q$  par rapport  $\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2$  sur une échelle log log donne une ligne avec une pente égale  $1/n$ .

Si les coefficients de l'équation back-pressure (n and C) peuvent être déterminés graphiquement à partir de la courbe linière de dérivabilité, Le débit de gaz  $Q_G$  à n'importe quel  $P_{wf}$  peut être calculé et la courbe IPR peut être construite.

Les coefficients n et c déterminés graphiquement sont les suivants :

$$n = \frac{\log(q_2) - \log(q_1)}{\log(\bar{P}_r^2 - P_{wf2}^2) - \log(\bar{P}_r^2 - P_{wf1}^2)} = \text{l'inverse de la pente (voir le graphe qui suit)}$$

$$C = \frac{q}{\log(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n}$$

Calculer à n'importe quel débit q la pression d'écoulement de fond de puits  $P_{wf}$  qui corresponde obtenue de la courbe délivrabilité :

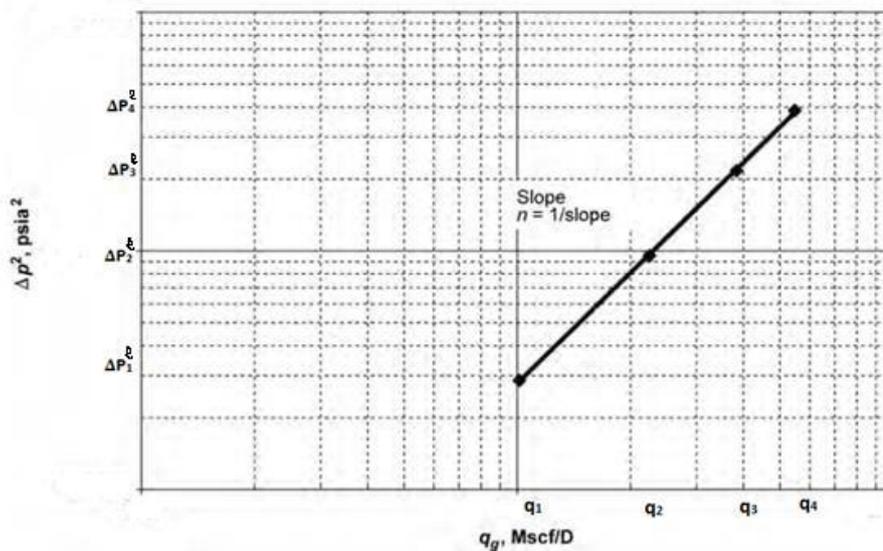


Figure IV-9: Well deliverability graph.

#### IV.4 Les futures Inflow Performance Relationships

Une fois qu'un puits a été testé et que l'équation appropriée de délivrabilité ou de l'inflow performance a été établie, il est essentiel de prévoir les IPR comme une fonction de la pression moyenne de réservoir  $\bar{P}_r$ . La viscosité de gaz  $\mu_g$  et le facteur de compressibilité  $Z$  sont considérés comme les paramètres qui sont soumis au plus grand changement de la pression de réservoir  $\bar{P}_r$ .

Supposons que average reservoir pressure est  $\bar{P}_{r1}$  avec une viscosité de gaz  $\mu_{g1}$  et un facteur de compressibilité  $Z_{g1}$  dans une future condition sélectionnée avec une average reservoir pressure  $\bar{P}_{r2}$  une viscosité de gaz  $\mu_{g2}$  et un facteur de compressibilité  $Z_{g2}$  qui représentent les propriétés de gaz correspondantes. Pour rapprocher l'effet des changements de pression du réservoir sur les coefficients de l'équation de délivrabilité la méthodologie suivante est recommandée :

##### IV.4.1 L'équation de back-pressure :

Le coefficient de performance  $C$  est considéré comme le paramètre qui dépend de la pression et ajusté avec chaque changement de pression du réservoir selon l'expression suivante:

$$C_2 = C_1 \left[ \frac{\mu_{g1} Z_1}{\mu_{g2} Z_2} \right]$$

La valeur de n est considérée essentiellement constante.

##### IV.4.2 Méthode LIT :

Le coefficient d'écoulement laminaire  $b$  et le coefficient d'écoulement turbulent  $a$  sont modifiés pour tenir compte du changement de la pression du réservoir de  $\bar{P}_{r1}$  a  $\bar{P}_{r2}$  selon les relations simples suivantes :

$$b_2 = b_1 \left[ \frac{\mu_{g2} Z_2}{\mu_{g1} Z_1} \right]; \quad a_2 = a_1 \left[ \frac{\mu_{g2} Z_2}{\mu_{g1} Z_1} \right]$$

### IV.5 Puits ‘well’ :

Peut être défini comme une conduite inter-phasique entre un réservoir des hydrocarbures et les installations de traitement de surface ; cette interface est nécessaire pour produire les fluides de réservoir à la surface.

Pour une production optimale, une conception de puits nécessite quelques considérations techniques d’ingénierie complexes visant un retour d’investissement maximal. La considération du management de réservoir et les exigences réglementaires détermineront les profils de production de chaque puits durant toute la phase de développement.

Le design de la production de chaque puits est fait pour extraire le gaz de réservoir d’une façon contrôlable, efficace et sécurisée. Le design de la complétion d’un puits doit penser aux futurs problèmes qu’on peut rencontrer durant la vie d’un puits.

#### IV.5.1 Les facteurs qui influencent sur la complétion

- La considération de réservoir.
- L’isolation de la zone de la production.
- Taux de production.
- Multiple réservoir.
- Les mécanismes de drainages.
- La récupération secondaire.
- La stimulation.
- Le control de sable.
- Les distances entre le contact des fluides.
- Autre targets ‘target secondaire’.

La considération mécanique

- ◆ Contrôler la performance de fond de puits.
- ◆ Modifier la situation de puits quand c’est nécessaire.
- ◆ L’opération possible sur le puits comme l’enlèvement des endommagements.

La considération de sécurité (saftey of personnel, well site) l’arrêt automatique de systèmes

#### IV.5.2 Réservoir wellbore interface (completion architecture)

En gros il existe deux méthodes pour compléter le puits openhole et perforated casing :

##### IV.5.2.1 Open hole completion :

Utilisée en épais, carbonate ou dur sandstone reservoir qui produit à partir d’un système de fracture ou des chenaux minces perméables qui sont difficiles à identifier par log et sont facilement endommagés par le forage et les opérations de cimentation.

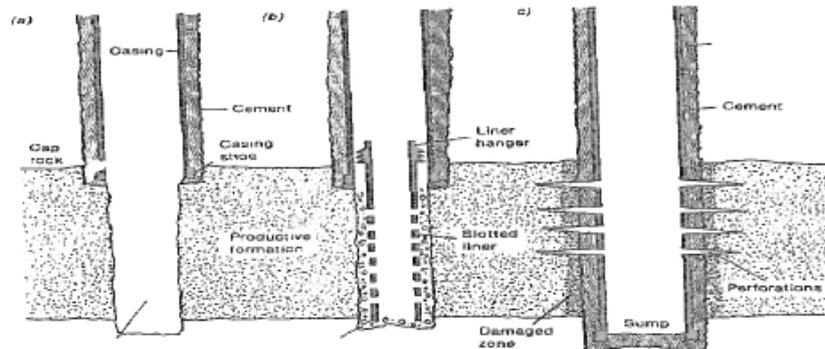
##### IV.5.2.2 Uncemented liner completion ‘slotted liner’:

Sont utilisés pour affranchir des problèmes de production liés à open hole completion et d’élargir leur application à d’autres types de formations.

L’utilisation principale de uncemented liner ‘slotted pipe’ est de prévenir l’effondrement ‘collapse effect’ et la production de sable dans une complétion en openhole et éviter le bouchage de système mais actuellement elle est remplacée par un gravel pack ou wire-wrapped screens qui est plus efficace pour arrêter la production des fins grains de sable.

### IV.5.2.3 Cased cemented & perforated:

La plus commune et actuelle type de la complétion inclus la cimentation de casing ou liner de production à l'intérieur de pay zone et la perforation de casing et ciment en utilisant des charges explosives. Cette complétion est la plus connue par sa sélectivité, flexibilité, cout et sécurité. Il existe trois sous divisions (standard, fracture stimulation et cased hole gravel pack).



**Figure IV-10:** Types de contact en wellbore puits/réservoir.

La complétion dépend généralement de la configuration de fond de puit et les nombres des zones produites en plus de : débit maximal, la pression et la profondeur de puits, les propriétés de fluide et de la roche...

La sélection du meilleur design de la complétion exige à l'ingénieur de considérer les présentes et futures performances anticipées du puits et la flexibilité de design.

Typiquement le coût des équipements de la complétion est relativement négligeable comparant avec la valeur économique pour des capacités de production prouvée. Donc maximiser la productivité en jouant sur la complétion est devenu le premier but pour la plus part des designs et modélisations.

Le dimensionnement correct de tubing de production et la minimisation des endommagements dans les formations pendant le forage et la perforation sont les principales considérations pour maximiser la productivité du puits. Le design efficace de tubing admettre une inter-relation entre chaque parti de système de production.

## IV.6 L'écoulement à travers le tubing (TPR)

La performance de tubing peut être définie comme le comportement d'un puits lors du déplacement des fluides de réservoir à la surface ; la chute de pression observée est l'un des principaux facteurs qui influent sur la bonne productivité. La performance d'écoulement de puits se rapporte à l'estimation de la relation pression-débit dans le puits lorsque les fluides du réservoir se déplacent vers la surface à travers les tubulures. Ce tracé est appelé tubing performance relationship (TPR) ou (VLP) Vertical Lift Performance.

### IV.6.1 Ecoulement monophasique de fluide compressible 'gaz'

Pour un écoulement monophasique du gaz dans le pipe 'fluide compressible' la densité de fluide est en fonction de la pression et la température, l'équation d'équilibre d'énergie peut être modifier pour prendre en considération l'effet de pression et température sur la densité. Par l'application de la loi de gaz réel, la densité devient :  $PV = ZnRT \rightarrow \rho = \frac{PMW}{ZRT}$

Z : facteur de compressibilité ou facteur de déviation

R : constant universel des gaz

$$\gamma_G = \frac{MW_G}{MW_{air}} = \frac{MW_G}{28.97} \text{ Pour un mélange gazeux } \gamma_G = \frac{\sum Y_i MW_i}{28.97}$$

Avec :  $Y_i, MW_i$  sont respectivement la fraction molaire et la masse moléculaire de chaque composant individuel.

### IV.6.2 L'équation générale de l'énergie

La perte de pression est connue au fur et à mesure que le fluide se déplace de la sandface du réservoir à la surface en fonction de la configuration mécanique du puits, des propriétés des fluides et de débit de production.

La perte de pression à travers une distance L pour un écoulement monophasique dans un tuyau peut être obtenue par la résolution de l'équation mécanique d'équilibre d'énergie, qui s'écrit dans la forme différentielle :  $\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + \frac{2f_f v^2 dL}{g_c D} + dW_s = 0$  ; afin de l'estimer dans le puits on se base sur l'équation d'énergie mécanique d'écoulement entre deux points dans le système; qui s'écrit :

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{g}{g_c} L_1 + \alpha \frac{v_1^2}{2g_c} = \frac{P_2}{\rho} + \frac{g}{g_c} L_2 + \alpha \frac{v_2^2}{2g_c} + W + E_1$$

Avec :  $\alpha$  : facture de correction d'énergie cinétique pour la distribution de vitesse =1

W : le travail fourni par l'écoulement de fluide

$E_1$  : l'énergie irréversible perdu dans le système y compris la perte due à la viscosité et/ou à la friction

Si le fluide est incompressible ( $\rho = \text{constante}$ ), et aucun dispositif installé avec le pipe,

$$\text{l'équation devienne : } \Delta P = P_1 - P_2 = \frac{g}{g_c} \rho \Delta L + \frac{\rho}{2g_c} \Delta v^2 + \frac{2f_f L \rho v^2}{g_c D}$$

La pression totale en bas du tubing est une fonction du débit et comporte trois éléments de pression:

- La pression de tête de puits.
- Pression hydrostatique.
- Les pertes par friction.

Le gradient de pression en régime permanent d'écoulement monophasique est donné par l'équation :

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev} = -\rho g \sin\theta : \text{Perte de pression par élévation } \Delta P = -\frac{g}{g_c} \rho \Delta L \sin\theta$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric} = -\frac{f \rho v^2}{2D} : \text{Perte de pression par friction } \Delta P_{fric} = -\frac{2f \rho v^2 L}{D}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = -\rho v \frac{dv}{dL} : \text{Perte de pression par accélération } \Delta P_{acc} = -\frac{\rho}{2} (v_2^2 - v_1^2)$$

Avec :  $f$  : facteur de friction sans dimension

$\rho$  : La masse volumique de fluide (lb/ft<sup>3</sup>)

V : la vitesse d'écoulement de fluide (ft/s)

g : gravité (ft/s<sup>2</sup>)

$\theta$  : Angle d'inclinaison de pipe par rapport l'horizontal

D : le diamètre intérieur de pipe (ft)

L : la longueur de pipe (ft)

$g_c$  : constant de gravité (32.174 lbfm/lbfs<sup>2</sup>)

Il existe plusieurs méthodes pour calculer le facteur de friction, qui dépend habituellement du nombre de Reynolds :  $Re = \frac{\rho v D}{\mu}$

#### IV.6.2.1 Méthode de Moody (liquide et gaz) :

Pour un écoulement laminaire  $Re < 2000$  :  $f_{lam} = \frac{64}{Re}$

Pour un écoulement transitoire  $2000 \leq Re \leq 4000$  :  $f = \frac{(Re - Re_{min})(f_{turb} - f_{lam})}{(Re_{max} - Re_{min})} + f_{lam}$

Pour un écoulement turbulent  $Re > 4000$  :  $\frac{1}{f_{Turb}^{1/2}} = a \ln\left(\frac{c}{q} + \delta\right)$

Avec :  $a = 2/\ln(10)$  ;  $b = e/(D/3.7)$  ;  $c = \left(\ln \frac{10}{5.2}\right) Re$  ;  $q = s^{(s/(s+1))}$  ;  $s = bc + \ln(c)$  ;  
 $g = bc + \ln(c/q)$  ;  $\delta = (g/(g + 1))z$  ;  $e$  : Rugosité de pipe ;  $D$  : diamètre intérieur.

Remarque : le facteur de friction est interpolé dans la région de transition ( $2000 < Re < 4000$ ).

#### IV.6.2.2 Méthode de AGA (gaz)

Le facteur de friction de la méthode AGA est le même comme le  $f$  détermine par Moody pour les petites et les grandes valeurs de nombre de Reynolds.

Écoulement laminaire  $Re < 1000$  :  $f_{lam} = \frac{64}{Re}$

Pour un écoulement transitoire :  $1000 \leq Re \leq 4 \frac{C_2}{C_1} \left(\frac{3.7 D}{e}\right)^{1/C_1} \log_{10}\left(\frac{3.7 D}{e}\right)$

$$\frac{1}{f^{1/2}} = 2 C_1 \log_{10}\left(\frac{Re C_1}{2 C_2} f^{1/2}\right)$$

Pour un écoulement turbulent :  $Re > 4 \frac{C_2}{C_1} \left(\frac{3.7 D}{e}\right)^{1/C_1} \log_{10}\left(\frac{3.7 D}{e}\right)$

$$\frac{1}{f^{1/2}} = 2 \log_{10}\left(\frac{3.7 D}{e}\right) = 1.74 - 2 \log_{10}\left(\frac{2e}{D}\right)$$

Avec :  $C_1 = 0.98$  drag factor ;  $C_2 = 10^{0.15}$  constant

#### IV.6.2.3 Cullender et Smith (pour le gaz) :

La chute de pression totale peut être calculée à partir de :  $\frac{dP}{dL} = \frac{P_{down} - P_{up}}{L}$

Avec :  $P_{up}^2 = \frac{P_{down}^2 - a^2}{b}$

Et :  $a^2 = \frac{25 f q v_G^2 \bar{T}^2 Z_G^2 (b-1)}{0.0375 (12 D)^5}$  ;  $b = \exp\left(\frac{0.0375 \gamma_G L}{\bar{T} Z_G}\right)$

$f$ : facteur de friction de Moody

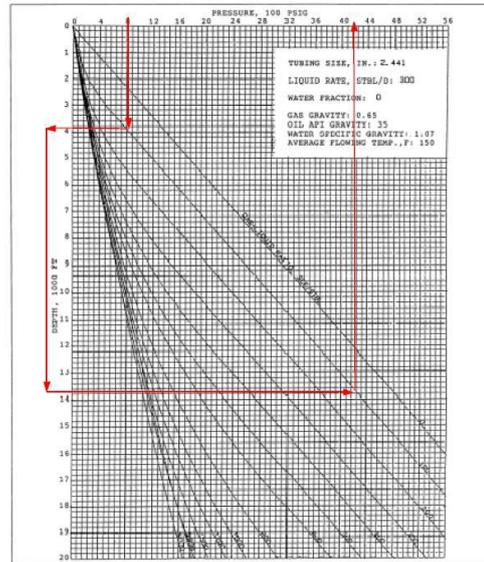
Il y a d'autres méthodes de calcul de perte de pression par friction soit pour les liquides ou le gaz.

**IV.7 Vertical lift performance (VLP ou TPR)**

L'utilisation d'une des courbes VLP multi phase flow corrélation qui relie les pertes en pressions dans le tubing avec des variables comme tubing size, water cut, GLR and fluid properties.

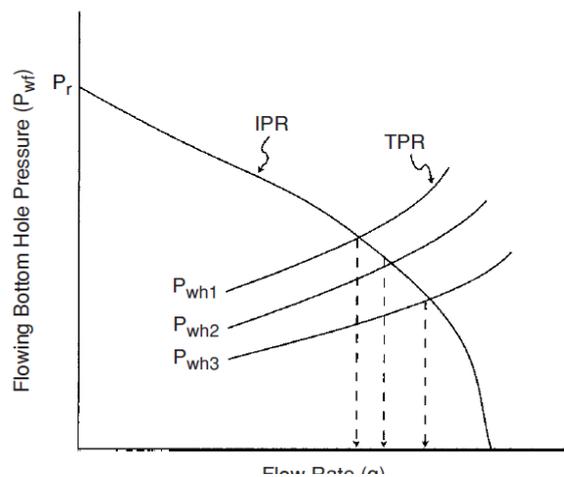
On peut par la suite calculer la variante de la courbe de performance. Ces courbes se transforment en un outil simple pour définir les performances.

Les courbes peuvent être utilisées pour déterminer graphiquement, soit une pression d'écoulement de fond pour une pression connue d'écoulement de tête de puits, ou vice versa ; pour n'importe quelle combinaison des paramètres.



**Figure IV-11:** Traverse curve vertical pipe.

Pour une pression spécifiée de tête de puits le TPR varie avec le diamètre de tubing, aussi pour un diamètre de tubing donnée la courbe variée avec la pression de tête. Pour une pression donnée de wellhead la pression de fond peut être calculée en utilisant une équation pour le flux vertical de gaz.



**Figure IV-12:** Effet de la pression de tête de puits sur la productivité de puits de gaz.

Katz a présenté une équation simple mais valable uniquement pour le gaz sec :

$$Q_G = 200000 \left( \frac{sD^5 (P_{wf}^2 - e^s P_{wf}^2)}{G_g \bar{T} \bar{Z} H f (e^s - 1)} \right)^{0.5}$$

Avec :  $Q_G$  en scf/d,  $P_{wf}$  et  $P_{wh}$  en (psia),  $\bar{T}$  en ( $^{\circ}R$ ),  $H$  en (ft),  $D$  en (in)

$$s = 0.0375 \frac{G_g H}{\bar{T} \bar{Z}}$$

$$f : \text{facteur de friction} = \left\{ 2 \log \left[ 3.71 / \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) \right] \right\}^{-2}$$

$\varepsilon$  = Rugosité absolue de tubing  $\cong 0.0006$  in.

En connaissant tous les paramètres dans l'équation la TPR peut alors être construite. Une diminution  $P_{wh}$ , Donc une augmentation du débit, peut se faire en changeant le diamètre de l'orifice de la choke 'bean size' à un plus grand.

Dans de nombreux cas, les puits de gaz produisent des liquides avec le gaz. L'équation pour le gaz sec doit être modifiée pour tenir compte du contenu liquide. L'une des modifications présentées a été faite par Peffer, Miller, and Hill. Pour l'écoulement à l'état d'équilibre en supposant que les effets de l'énergie cinétique sont négligeables ; donc l'équation d'équilibre de l'énergie est écrit comme suit :  $\frac{G_g H}{53.34} = \int_{P_{wh}}^{P_{wf}} \frac{(P/TZ)}{F^2 + (P/TZ)^2} dp$

Avec:  $F^2 = \frac{2666.5 f Q^2}{d^5}$

L'évaluation de facteur de friction  $f$  dépend du flux de fluides dans le puits. Pour un écoulement monophasé (dry gas) et un écoulement turbulent entièrement développé avec une rugosité absolue de 0.0006 in, Cullender et Smith ont suggéré l'utilisation de:

$F = \frac{0.10797Q}{d^{2.612}}$  pour  $d < 4.277$  in.

Et

$F = \frac{0.10337Q}{d^{2.582}}$  pour  $d > 4.277$  in.

Lorsque certains liquides sont présents dans le flux Peffer et al. Suggéré l'utilisation d'une rugosité apparente de 0.0018 au lieu de la rugosité absolue avec l'ajustement de la densité des fluides devrait être effectué en utilisant l'équation :  $G_{mix} = \frac{G_g + 4584 G_o / R}{1 + 132800 G_o / R M_o}$

Avec :  $G_{mix}$  = la densité de mélange (air = 1.00);

R = GOR en scf/stb

$M_o$  : poids moléculaire en lbm/lb-mole

Si la production d'eau est assez importante, l'équation suivant peut-être utilisée :

$G_{mix} = \frac{G_g + 4584 \left( \frac{G_o}{R} + \frac{1}{Rw} \right)}{1 + 132800 \left( \frac{G_o}{R M_o} + \frac{1}{18 R w} \right)}$  Avec :  $Rw = GWR$  en scf/stb

**Remarque :** la densité  $G_{mix}$  va être utilisée pour déterminer les propriétés pseudocritiques pour le calcul du facteur de compressibilité. Par l'application de ces ajustements, la méthode de Cullender et Smith peut être utilisé pour les puits de gaz à condensat.

## IV.8 Les Modèles Puits

### IV.8.1 Introduction

Après la 1ère étape de l'étude de simulation, on passe à la 2ème étape qui est la construction des modèles puits. Cette étape consiste à générer, des tables VLP « Vertical lift performance ».

La génération des tables va se faire moyennant du logiciel PROSPER.

### IV.8.2 Procédure de travail pour la conception d'un modèle de puits

Afin de construire notre modèle de puits on suit le flux de travail dans le logiciel PROSPER en introduisant les inputs étape par étape comme suit :

☆ Options Summary.

- ☆ PVT DATA.
- ☆ Equipment DATA.
- ☆ IPR DATA.
- ☆ Analysis Summary.

#### IV.8.2.1 Options Summary

Cette fenêtre permet de définir les caractéristiques générales du puits.

#### IV.8.2.2 PVT Data

Pour prédire les changements de pression et de température du réservoir le long du puits et l'écoulement dans le tubage, il est nécessaire de prédire avec précision les propriétés du fluide en fonction de la pression et la température. Un ensemble complet de données PVT a doit être entré pour décrire correctement les propriétés du fluide et permettre au programme de les calculer.

#### IV.8.2.3 Equipment Data

Cette section comprend les sous-sections suivantes :

- **Deviation Survey** : En saisissant les données de déviation, Prosper calcule le déplacement cumulé et l'angle du puits.
- **Surface Equipment** : Aucune donnée d'équipement de surface n'a été entrée à Prosper. Le modèle de réseau de surface sera élaboré dans le cadre du programme GAP.
- **Downhole Equipment** : Les équipements à spécifier dans cette section sont ceux où le fluide circule du fond du trou jusqu'à la tête de puits (les casings et tubing)
- **Geothermal Gradient** : Prosper calcule le coefficient de transfert thermique global en fonction des données de test du puits (température en fonction de la profondeur)
- **Average Heat Capacities** : Les valeurs par défaut dans Prosper pour les capacités calorifiques moyennes d'huile et de gaz et d'eau ont été utilisées.

#### IV.8.2.4 IPR Data

Cette section permet la construction de la courbe d'IPR par un modèle choisi : Petroleum Expert entry pour notre cas. Les données introduites dans cette section sont les suivants :

**Tableau IV-2:** Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de PI Entry.

	Field 01	Field 02	Field 03
<b>Pression de réservoir(Bar)</b>	<b>260</b>	<b>263</b>	<b>261</b>
<b>Température de réservoir (°C)</b>	<b>143</b>	<b>146</b>	<b>141</b>
<b>Water Gas Ratio (Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>)</b>	<b>2.7 e-5</b>	<b>2.7 e-5</b>	<b>2.7 e-5</b>
<b>Condensate Gas Ratio (Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

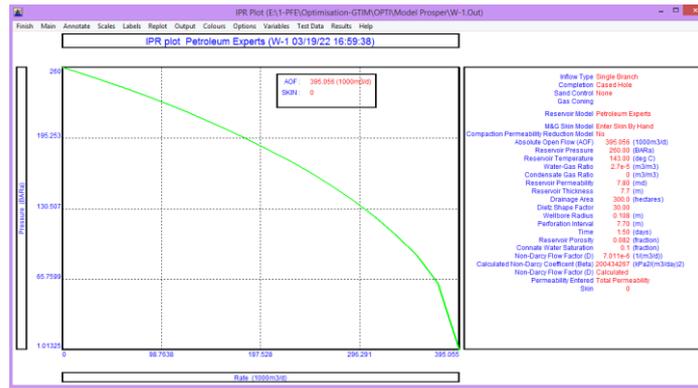


Figure IV-13: La courbe IPR (Field 01).

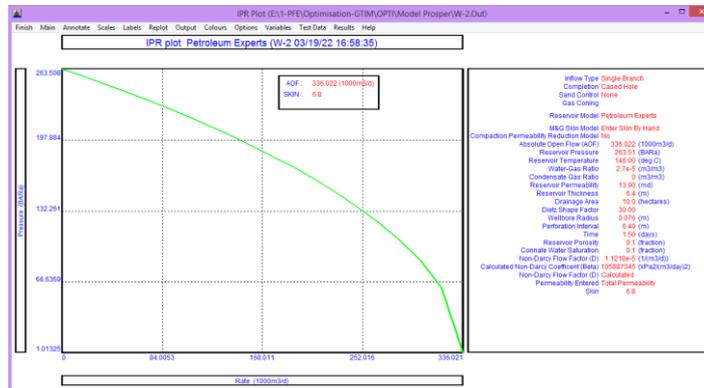


Figure IV-14: La courbe IPR (Field 02).

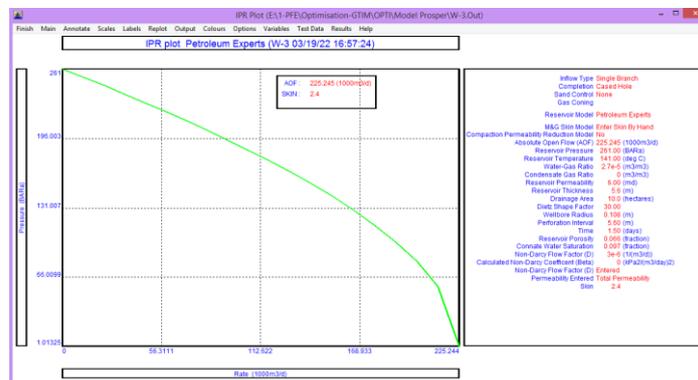
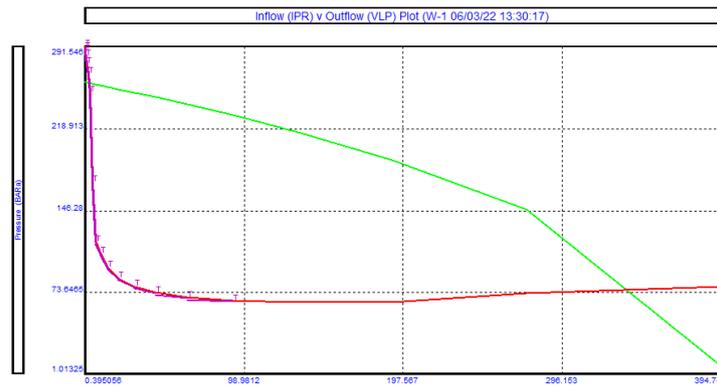


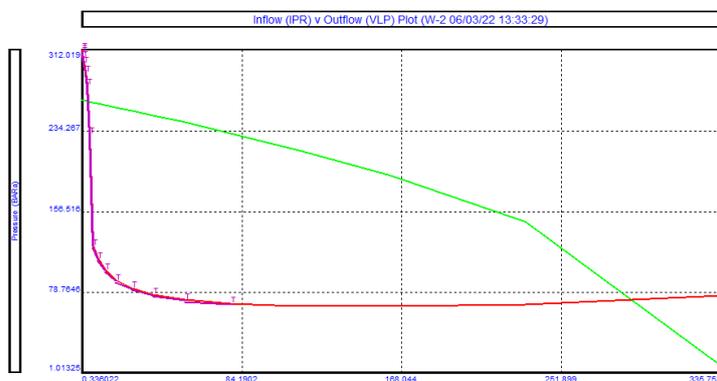
Figure IV-15: La courbe IPR pour Field 03.

Après avoir cliqué sur le bouton « Calculate » la courbe d'IPR est tracée par PROSPER :

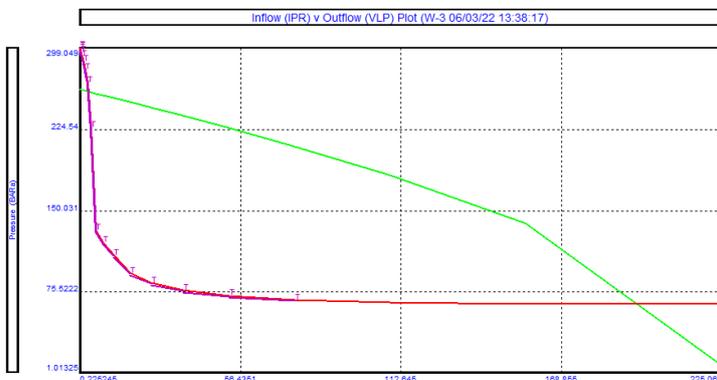
**IV.8.3 La construction des courbes VLP :**



**Figure IV-16: VLP vs IPR (Field 01).**



**Figure IV-17: VLP vs IPR (Field 02).**



**Figure IV-18: VLP vs IPR (Field 03).**

**IV.8.4 Discussion des résultats :**

Les points de fonctionnement tirés des courbes VLP/IPR sont :

**Tableau IV-3:** Tableau des comparaisons entre les field.

	Le débit de fonctionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	La pression de fond (Bara)
<b>Field 01</b>	<b>341.255</b>	<b>70.26</b>
<b>Field 02</b>	<b>291.69</b>	<b>67.81</b>
<b>Field 03</b>	<b>196.934</b>	<b>61.26</b>

**IV.8.5 Exportation des données VLP vers simulateur**

Enfin les courbes VLP doivent être exportées vers les logiciels de simulation Eclipse. En cliquant sur l'entrée «Calculations» → System (ipr/vlp) → 3 variables on obtiendra la fenêtre suivante:

Les 3 variables qu'on souhaite calculer sont : La pression de tête, le water cut et le GOR. Enfin après le lancement de calcul des 3 variables on clique sur le bouton lift curves et on choisit Petroleum experts – GAP/MBAL et Schlumberger – Eclipse.

**IV.8.6 Conclusion :**

La génération des tables VLP « Vertical lift performance » des trois puits étudiés permet ensuite de les exportées vers logiciel Eclipse (Schlumberger). Cela nous permettra de continuer notre étude avec les modèles de puits représentatifs et permet de simuler correctement les prévisions futures de la production de notre champ.

## V Chapitre 5 : Simulation.

### V.1 Introduction :

Pratiquement, tous les phénomènes physiques peuvent être décrits mathématiquement par un système d'équations aux dérivées partielles applicables dans l'espace modélisé (volume, temps...), avec des conditions aux limites de l'espace considéré. Pour la résolution de ce système deux voies sont possibles : analytique ou numérique.

Les solutions analytiques consistent à résoudre directement les équations différentielles au moyen des techniques mathématiques habituelles telles que la séparation des variables, les solutions par les transformées de Fourier et de Laplace.

Dans notre cas de simulation, la méthode utilisée est la résolution numérique, cette méthode est plus avantageuse car elle permet :

- Le traitement des formes géométriques compliquées.
- Le traitement des comportements complexes (non linéarité).
- Couplage des différents phénomènes : mécanique, thermique,...
- Exploitation directe et rapide des résultats.
- Grande capacité de calcul.

### V.2 Introduction au modèle BLACK OIL :

Dans ce qui suit on va aborder la simulation du modèle Black Oil qui donne une description simplifiée des fluides de gisement par 3 pseudo constituants (Eau, Huile et Gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation, Ce modèle est utilisé afin de prévoir la récupération primaire du pétrole et la récupération secondaire par injection d'eau ou de gaz immiscible où les changements de la composition sont négligeables et cela en utilisant la méthode numérique **IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation)**, qui est une méthode qu'on peut utiliser sous certaines Hypothèses qui sont :

- IMPES traite uniquement les system black oil (propriété dépend de la pression).
- IMPES traite aussi les écoulements soit en une, deux, et trois dimensions.
- IMPES calcule la transmissibilité entre 2 blocs avec une moyenne harmonique.
- La pression capillaire est explicite  $P_c^n$ .
- La perméabilité relative est explicite  $k_r^n$
- $\mu$  et  $B_i$  sont calculé par une moyenne arithmétique.

Tout d'abord, on va détailler les différentes équations qui régissent le modèle Black Oil (dans notre cas on a l'existence de deux phase qui sont le gaz sec et l'eau (Dry gas, water) et qui se basent sur des lois physiques simples. Aussi on va considérer que le réservoir est un réservoir Volumetric Dry gas c'est à dire que la source primaire du maintien de pression est la pression du gaz et que le volume occupé par le gaz reste constant à travers le temps que l'aquifère s'elle existe elle ne contribue pas et elle n'est pas actif ce qui est le cas de réservoir Emsien de la structure BAROUDA.

Notre objectif dans cette partie est de créer le modèle que se rapproche le plus de la réalité et qui pourra définir au mieux la distribution de la pression et la saturation.

Le modèle est constitué d'ensemble d'équations mathématique représenté par :

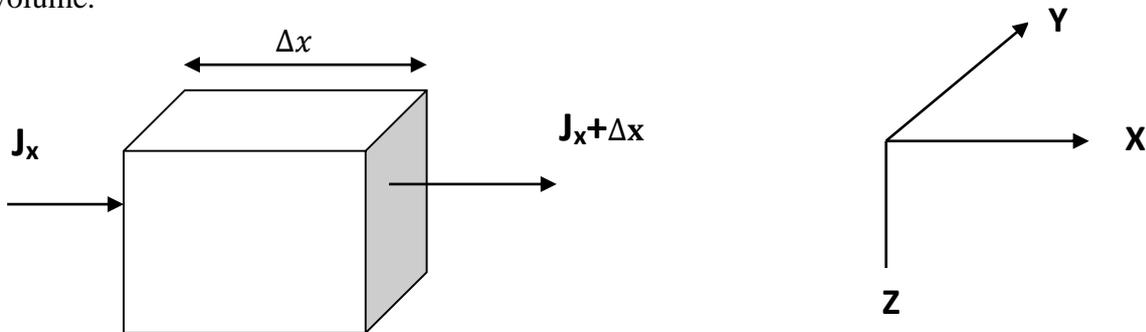
- ◆ Equation de conservation de la matière.
- ◆ Equations d'écoulement (Forcheimer, Darcy).
- ◆ Equations d'état (Différent fluides).

Il faut aussi prendre en compte les phénomènes qui se produisent dans le réservoir tel que :

- La pression capillaire.
- La perméabilité relative.

**V.2.1 Loi de conservation de masse :**

Dans un volume donné de milieu poreux et pendant un intervalle de temps donné, la somme algébrique des flux massiques est égale à la variation de la masse dans l'élément de volume.



$$\left\{ \begin{matrix} \text{somme des flux} \\ \text{massiques entrants} \end{matrix} \right\} - \left\{ \begin{matrix} \text{somme des flux} \\ \text{massiques sortants} \end{matrix} \right\} = \left\{ \begin{matrix} \text{accroissement de la masse} \\ \text{contenue dans le volume} \end{matrix} \right\}$$

Autrement dit :  $(m_i - m_o) + m_s = m_a$ ..... V- 1

Si l'élément de volume a une longueur de  $\Delta x$ , une largeur de  $\Delta y$  et une profondeur de  $\Delta z$ , on écrit les termes de l'équation (IV-1) sous la forme suivante :

$$m_i = \left| (j_x)_x \Delta y \Delta z + (j_y)_y \Delta x \Delta z + (j_z)_z \Delta y \Delta x \right| \Delta t$$
 ..... V- 2

$$m_o = \left| (j_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (j_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (j_z)_{z+\Delta z} \Delta y \Delta x \right| \Delta t$$
..... V- 3

$$m_s = q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$$
..... V- 4.a

Le débit massique  $q$  est pris comme positif quand il s'agit d'un puits producteur et comme négatif quand il s'agit d'un puits injecteur.

La masse accumulée dans l'élément de volume  $\Delta v$  est le changement de concentration de la phase  $p$  ( $C_p$ ) à travers un intervalle de temps  $\Delta t$ . Si la concentration  $C_p$  est définie comme étant la masse totale de la phase  $p$  dans l'élément de volume  $\Delta v$  divisée par son volume, alors le terme d'accumulation ( $m_a$ ) sera défini comme :

$$m_a = \left| (C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t \right| \Delta x \Delta y \Delta z$$
..... V- 4.b

L'équation (V- 1) devient :

$$\begin{aligned} & \left| (j_x)_x \Delta y \Delta z + (j_y)_y \Delta x \Delta z + (j_z)_z \Delta y \Delta x \right| \Delta t \\ & - \left| (j_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (j_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (j_z)_{z+\Delta z} \Delta y \Delta x \right| \Delta t - q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = m_a \\ & = \left| (C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t \right| \Delta x \Delta y \Delta z \\ & - \frac{(j_x)_x - (j_x)_{x+\Delta x}}{\Delta x} - \frac{(j_y)_y - (j_y)_{y+\Delta y}}{\Delta y} - \frac{(j_z)_z - (j_z)_{z+\Delta z}}{\Delta z} - q = \frac{(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t}{\Delta t} \dots\dots\dots \text{V- 5} \end{aligned}$$

En divisant (V- 5) par  $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$  on aura :

$$- \frac{(j_x)_x - (j_x)_{x+\Delta x}}{\Delta x} - \frac{(j_y)_y - (j_y)_{y+\Delta y}}{\Delta y} - \frac{(j_z)_z - (j_z)_{z+\Delta z}}{\Delta z} - q = \frac{(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t}{\Delta t} \dots\dots\dots \text{V- 6}$$

A la limite, quand  $\Delta x, \Delta y, \Delta z$  et  $\Delta t$  tendent vers 0, l'équation (V-6) devient :

$$- \frac{\partial j_x}{\partial x} - \frac{\partial j_y}{\partial y} - \frac{\partial j_z}{\partial z} - q = \frac{\partial C_p}{\partial t} \dots\dots\dots \text{V- 7}$$

Les phases huile, eau et gaz satisfont l'équation de conservation de masse donnée sous la forme de l'équation (V- 7).

**V.2.2 Equation différentielle :**

Pour aboutir à l'équation de diffusivité, il nous faut 3 équations basiques qui sont :

*a. Equation de Darcy :*

$$v_g = - \frac{\beta_c K_{rg} K}{\mu_g \beta_g} \nabla \phi_g \dots\dots\dots \text{V- 8}$$

$$v_w = - \frac{\beta_c K_{rw} K}{\mu_w \beta_w} \nabla \phi_w \dots\dots\dots \text{V- 9}$$

Tel que  $\Phi$  est le potentiel du fluide en question :

$$\phi_w = P_w + \rho_w g D \dots\dots\dots \text{V- 10}$$

$$\phi_g = P_g + \rho_g g D \dots\dots\dots \text{V- 11}$$

$\beta_c$  est un facteur de conversion d'unité qui est égale a 0.008527017 pour travaillé avec les unités suivante : pression(bar),perméabilité(mD),viscosité (cp),distance(mètre),temps(jours)

*b. Equation de continuité :*

$$-\nabla(\rho_g \bar{v}_g) - \frac{q_g \rho_g}{dV} = \frac{\partial(\phi \rho_g S_g)}{\delta t} \dots\dots\dots \text{V- 12}$$

$$-\nabla(\rho_w \bar{v}_w) - \frac{q_w \rho_w}{dV} = \frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\delta t} \dots\dots\dots \text{V- 13}$$

*c. Equation d'état :*

$$\rho_g = f(p) = \frac{PM}{ZRT} = \frac{\rho_{gsc}}{\beta_g} \dots\dots\dots \text{V- 14}$$

$$\rho_w = f(p) = \frac{PM}{ZRT} = \frac{\rho_{wsc}}{\beta_w} \dots\dots\dots \text{V- 15}$$

Pour des conditions isotherme on a le coefficient de compressibilité des fluides qui est définit comme Suits :

$$C_g = -\frac{1}{V_g} \frac{\partial V_g}{\partial P_g} = \frac{1}{\rho_g} \frac{\partial \rho_g}{\partial P_g} = B_g \frac{\partial}{\partial P_g} \left( \frac{1}{B_g} \right) \dots\dots\dots \text{V- 16}$$

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \frac{\partial V_w}{\partial P_w} = \frac{1}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P_w} = B_g \frac{\partial}{\partial P_w} \left( \frac{1}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 17}$$

On a aussi la compressibilité de la roche qui est défini comme suit :  $C_r = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}$ .....V- 18

Une fois qu'on remplace l'équation de Darcy (V- 8, V- 9) et l'équation d'état dans l'équation de continuité (V- 12, V- 13) et on aura une équation de la forme suivante :

$$-\nabla \left[ -\frac{\beta_c K_{rw} \rho_{wsc} K}{\mu_g \beta_w} [\nabla p_w + \nabla(\rho_w g D)] \right] - \frac{q_w \rho_{wsc}}{B_w dV} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi \rho_{wsc} S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 19}$$

$$-\nabla \left[ -\frac{\beta_c K_{rg} \rho_{gsc} K}{\mu_g \beta_g} [\nabla p_w + \nabla(\rho_g g D)] \right] - \frac{q_g \rho_{gsc}}{B_g dV} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi \rho_{gsc} S_g}{B_g} \right) \dots\dots\dots \text{V- 20}$$

On divise par  $\rho_{gsc}$  et  $\rho_{wsc}$  les équations V- 19 et V- 20 respectivement. On introduit la notion de pression capillaire dans l'équation V- 20 et en remplaçant  $P_w = P_g - P_c$

Puis on pose aussi  $\lambda = \frac{K_r}{\mu \beta}$  et on aura :

$$-\nabla \left[ -\beta_c K \lambda_w [\nabla P_g - \nabla P_c + \nabla(\rho_w g D)] \right] - \frac{q_w}{B_w dV} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 21}$$

$$-\nabla \left[ -\beta_c K \lambda_g [\nabla P_g + \nabla(\rho_g g D)] \right] - \frac{q_g}{B_g dV} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right) \dots\dots\dots \text{V- 22}$$

Comme on connaît le gisement dans la mesure où la déviation du milieu poreux D n'est pas connu, alors on suppose qu'elle est horizontale ce qui nous ramène à dire que  $\nabla(\rho_w g D)$  et  $\nabla(\rho_g g D)$  sont égale à 0. Donc les équations (V- 21) et (V- 22) deviennent :

$$-\nabla \left[ -\beta_c K \lambda_g [\nabla P_g] \right] - \frac{q_g}{B_g dV} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right) \dots\dots\dots \text{V- 23}$$

$$-\nabla \left[ -\beta_c K \lambda_w [\nabla P_g - \nabla P_c +] \right] - \frac{q_w}{B_w dV} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 24}$$

Et on pose :

$$R_g = \nabla [\beta_c K \lambda_g \nabla P_g] - \frac{q_g}{B_g dV} \dots\dots\dots \text{V- 25}$$

$$R_w = \nabla [\beta_c K \lambda_w [\nabla P_g - \nabla P_c] - \frac{q_w}{B_w dV} \dots\dots\dots \text{V- 26}$$

D'ou les équations (V- 23) et (V- 24) deviennent :

$$R_g = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right) \dots\dots\dots \text{V- 27}$$

$$R_w = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 28}$$

Maintenant on procède à l'élimination du terme de saturation à fin de faciliter la discrétisation ainsi que la résolution du système d'équations et cela en multipliant les deux équations par les facteurs volumétrique respective ensuite on somme les deux équations :

$$B_g R_g + B_w R_w = B_g \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right) + B_w \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 29}$$

Après le développement des termes  $\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right)$  et  $\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right)$  on aura :

$$B_g R_g + B_w R_w = B_g \phi S_g \frac{\partial}{\partial p} \left( \frac{1}{B_g} \right) \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{B_g}{B_g} \frac{\partial(\phi S_g)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} + B_w \phi S_w \frac{\partial p}{\partial t} + B_w \phi S_w \frac{\partial}{\partial P} \left( \frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{B_w}{B_w} \frac{\partial(\phi S_w)}{\partial P} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots \text{V- 30}$$

Sachant que  $S_w + S_g = 1$  ainsi que la définition des coefficients de compressibilité des fluides et de la roche. On écrit :

$$C_g = -\frac{1}{V_g} \frac{\partial V_g}{\partial p_g} = \frac{1}{\rho_g} \frac{\partial \rho_g}{\partial P_s} = B_g \frac{\partial}{\partial P_s} \left( \frac{1}{B_g} \right) \dots\dots\dots \text{V- 31}$$

$$C_w = -\frac{1}{W} \frac{\partial V_w}{\partial p_w} = \frac{1}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P_w} = B_g \frac{\partial}{\partial P_w} \left( \frac{1}{B_w} \right) \dots\dots\dots \text{V- 32}$$

$$C_r = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \dots\dots\dots \text{V- 33}$$

En remplaçant (V- 31), (V- 32), (V- 33) et l'équation de la somme des saturations qui est égale à 1) dans l'équation (V-30) on aura :

$$B_g R_s + B_w R_w = [\phi S_g B_g \frac{\partial}{\partial P} \left( \frac{1}{B_g} \right) + \phi S_w B_g \frac{\partial}{\partial P} \left( \frac{1}{B_g} \right) + \phi S_w B_w \frac{\partial}{\partial P} \left( \frac{1}{B_w} \right) + \phi \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}] \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots \text{V- 34}$$

$$B_g R_g + B_w R_w = \phi [C_r + S_g C_g + S_w C_w] \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots \text{V- 35}$$

On appelle coefficient de compressibilité total :

$$C_t = C_r + S_g C_g + S_w C_w \dots\dots\dots \text{V- 36}$$

L'équation au dérivé partielle pour un écoulement de deux phases (eau/gaz) dans un milieu poreux s'écrira comme suit :

$$B_g \nabla [\beta_c K \lambda_g \nabla P_g] + B_w \nabla [\beta_c K \nabla P_g] - B_w \nabla [\beta_c K \lambda_w \nabla] - \frac{q_w}{B_w dV} - \frac{q_g}{B_w dv} = \phi C_t \frac{\partial P_g}{\partial t} \dots\dots\dots \text{V- 37}$$

On distingue 6 termes qu'on va discrétise par la méthode des différences finis.

**V.3 Linéarisation du système d'équations :**

Le système d'équations à résoudre, lors de la simulation, est composé d'équations différentielles partielles non linéaires vues dans la section précédente. Dans la plupart des cas, la résolution analytique de ce système d'équations est impossible et le recours à sa linéarisation en un système d'équations algébriques est indispensable. Les équations de différences finies sont obtenues en remplaçant les dérivées par des approximations obtenues par le développement en série de Taylor.

**V.3.1 Concepts de différences finies:**

Le but est de remplacer une dérivée partielle inconnue telle que  $\frac{\partial P}{\partial x}$  par un autre terme simple.

Cela peut se faire en manipulant les séries de Taylor :

$$P(x + \Delta x) = P(x) + \frac{\Delta x}{1} \frac{\partial P(x)}{\partial x} \Big|_x + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 P(x)}{\partial x^2} \Big|_x + \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 P(x)}{\partial x^3} \Big|_x + \dots \dots\dots \text{V- 38}$$

Il est clair que  $\frac{\partial P}{\partial x}$  peut être calculée à partir de l'équation :

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} = \frac{P(x+\Delta x) - P(x)}{\Delta x} + \epsilon(\Delta x) \dots\dots\dots \text{V- 39}$$

$$\text{Où : } \epsilon(\Delta x) = \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 P(x)}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 P(x)}{\partial x^3} \dots\dots\dots \text{V- 40}$$

Si le terme  $\epsilon(\Delta x)$ , qu'est appelé erreur de troncature, est négligeable devant  $\frac{P(x+\Delta x)-P(x)}{\Delta x}$ , on écrit :  $\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x+\Delta x)-P(x)}{\Delta x}$  .....V- 41

Pour des valeurs de  $\Delta x$  petites, la première dérivée peut être remplacée par le terme de la formule (V- 41).

L'approximation de la première dérivée peut se faire selon une infinité de schémas. Cependant, trois schémas sont plus utilisés, il s'agit des schémas forward, backward et central qui sont formulés respectivement par les équations suivantes :

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x+\Delta x)-P(x)}{\Delta x} = \frac{P_{i+1}-P_i}{\Delta x} \dots\dots\dots V- 42$$

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x)-P(x-\Delta x)}{\Delta x} = \frac{P_i-P_{i-1}}{\Delta x} \dots\dots\dots V- 43$$

$$\frac{\partial P(x)}{\partial x} \approx \frac{P(x+\Delta x)-P(x-\Delta x)}{2\Delta x} = \frac{P_{i+1}-P_{i-1}}{\Delta x} \dots\dots\dots V- 44$$

L'approximation des autres dérivées partielles se fait aussi par la manipulation des séries de Taylor, et la dérivée seconde, par exemple, peut être remplacée par la formule suivante :

$$\frac{\partial^2 P(x)}{\partial x^2} = \frac{P(x+\Delta x)-2P(x)+P(x-\Delta x)}{2\Delta x} = \frac{P_{i+1}-2P_i+P_{i-1}}{\Delta x} \dots\dots\dots V- 85$$

L'autre approximation dont on aura besoin est :  $\frac{\partial}{\partial x} \left( \Gamma \frac{\partial P}{\partial x} \right) \approx \frac{\Gamma_{i+\frac{1}{2}} \left( \frac{P_{i+1}-P_i}{\Delta x''} \right) - \Gamma_{i-\frac{1}{2}} \left( \frac{P_i-P_{i-1}}{\Delta x'} \right)}{\frac{\Delta x' + \Delta x''}{2}} \dots V- 46$

Où :  $\Delta x' = X_i - X_{i-1} \dots\dots\dots V- 47$

$\Delta x'' = X_{i+1} - X_i \dots\dots\dots V- 48$

La Figure 9 illustre le cas étudié dans l'équation (V- 46) :

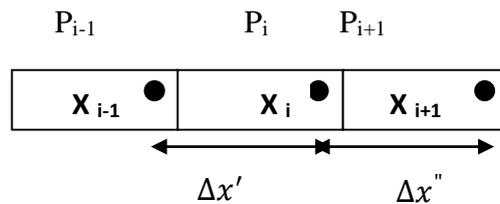


Figure V-1: Discrétisation en maillage non uniforme.

**V.3.2 Evaluation des transmissibilités :**

En négligeant les changements de la mobilité de la phase  $\lambda_p$  et de son facteur volumétrique du fond  $B_p$ , on peut écrire l'équation de DARCY sous la forme suivante :

$$\bar{Q}_p = \bar{K}A_c \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \frac{P_{i-1}-P_i}{\frac{\Delta x_{i-1}+\Delta x_i}{2}} \dots\dots\dots V- 49$$

La Figure V-2 illustre le cas étudié :

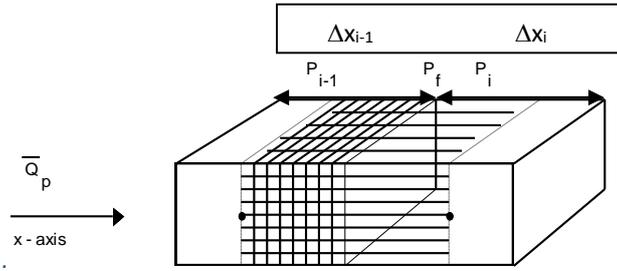


Figure V-2: Transmissibilité entre deux mailles

La loi de DARCY pour chacune des mailles est donnée comme suite :

$$\bar{Q}_p = K_{i-1} A_{ci-1} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \frac{P_{i-1} - P_f}{\frac{\Delta x_{i-1}}{2}} \dots\dots\dots \text{V- 50}$$

$$\bar{Q}_p = K_i A_{ci} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \frac{P_f - P_i}{\frac{\Delta x_i}{2}} \dots\dots\dots \text{V- 51}$$

La combinaison entre les deux dernières équations donne :

$$P_{i-1} - P_i = \bar{Q} \left[ \frac{\frac{\Delta x_{i-1}}{2} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p}}{K_{i-1} A_{ci-1}} + \frac{\frac{\Delta x_i}{2} \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p}}{K_i A_{ci}} \right] \dots\dots\dots \text{V- 52}$$

En introduisant la formule dans on aura :  $\bar{K} \bar{A}_c = \frac{\Delta x_{i-1} + \Delta x_i}{\left( \frac{\Delta x_{i-1}}{K_{i-1} A_{ci-1}} \right) + \frac{\Delta x_i}{K_i A_{ci}}} \dots\dots\dots \text{V- 53}$

Si on introduit cette expression dans on aura :

$$\bar{Q}_p = \frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} \left[ \frac{2(KA_c)_{i-1}(KA_c)_i}{\Delta x_{i-1}(KA_c)_i + \Delta x_i(KA_c)_{i-1}} \right] (P_{i-1} - P_i) \dots \text{V- 54}$$

Il ne reste qu'à déterminer une approximation co-convenable au produit  $\frac{K_{rp}}{\mu_p B_p}$ , ce produit est remplacé par la formule suivante :  $\frac{K_{rp}}{\mu_p B_p} = \frac{K_{rp}(\text{upstream})}{\left( \frac{\mu_{p,i-1} + \mu_p}{2} \right) \left( \frac{B_{p,i-1} - B_{p,i}}{2} \right)} \dots\dots\dots \text{V- 55}$

L'équation s'écrit :  $\bar{Q}_p = A'_{p,i-\frac{1}{2}} = \frac{4K_{rpa}}{(\mu_{p,i} + \mu_p)(B_{p,i-1} - B_{p,i})} \left[ \frac{2(KA_c)_{i-1}(KA_c)_i}{\Delta x_{i-1}(KA_c)_i + \Delta x_i(KA_c)_{i-1}} \right] (P_{i-1} - P_i) \dots \text{V- 56}$

Où le terme  $A'_{p,i-\frac{1}{2}}$  est la transmissibilité de la phase p entre les blocs (i-1) et (i).

Dans l'équation de pression, le terme  $\nabla K \frac{\lambda_p}{B_p} \nabla P_p$  s'écrit :

$$\nabla K \frac{\lambda_p}{B_p} \nabla P_p = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_x \lambda_p}{B_p} \frac{\partial P_p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{K_y \lambda_p}{B_p} \frac{\partial P_p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{K_z \lambda_p}{B_p} \frac{\partial P_p}{\partial z} \right) \dots\dots\dots \text{V- 57}$$

L'écriture du premier terme de l'équation (V- 57) en termes de différence finie donne :

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_x \lambda_p}{B_p} \frac{\partial P_p}{\partial x} \right) = \frac{\left[ \frac{A'_{p,i-\frac{1}{2}}}{\Delta y_i + \Delta z_i} (P_{i-1} - P_i) - \frac{A'_{p,i+\frac{1}{2}}}{\Delta y_i + \Delta z_i} (P_i - P_{i+1}) \right]}{\frac{\Delta x' + \Delta x''}{2}} \dots\dots\dots \text{V- 58}$$

Dans ce cas la section transversale est supposée constante.

En multipliant l'équation par le volume de la  $i^{\text{ème}}$  maille on aura :

$$V_B \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_x \lambda_p}{B_p} \frac{\partial P_p}{\partial x} \right) = \frac{\Delta x_i}{\frac{\Delta x' + \Delta x''}{2}} \left[ A'_{P,i+\frac{1}{2}} (P_{i+1} - P_i) - A'_{P,i-\frac{1}{2}} (P_i - P_{i-1}) \right] \dots\dots\dots V- 59$$

On écrit aussi :  $V_B \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_x \lambda_p}{B_p} \frac{\partial P_p}{\partial x} \right) = \left[ A_{P,i+\frac{1}{2}} (P_{i+1} - P_i) - A_{P,i-\frac{1}{2}} (P_i - P_{i-1}) \right] \dots\dots\dots V- 60$

Où :  $A_{P,i+\frac{1}{2}}$  est la discrétisation en différence finie de la transmissibilité entre les blocs (i-1) et (i). C'est cette valeur de transmissibilité qui sera utilisée dans ces calculs. Dans le cas d'un maillage uniforme, il est clair que la transmissibilité  $A'_p$  est égale à  $A_p$ , la différence finie de la transmissibilité.

**V.3.3 Evaluation des mobilités :**

Le terme de la transmissibilité est en fonction de la mobilité, on aura à déterminer le terme  $\left( \frac{K_{rp}}{J_p B_p} \right)_{i \pm \frac{1}{2}}$  qui est en fonction de la saturation, ce dernier va influencer sur la solution des équations, pour cela on va utiliser la notion de up-stream (suivant le courant) pour évaluer les mobilités c'est à dire :

$$\lambda_{P,i+\frac{1}{2}} \approx \begin{pmatrix} \lambda_{P,i+1}, & si, & P_{P,i+1} \geq P_{P,i} \\ \lambda_{P,i}, & si, & P_{P,i+1} < P_{P,i} \end{pmatrix}$$

$$\lambda_{P,i-\frac{1}{2}} \approx \begin{pmatrix} \lambda_{P,i-1}, & si, & P_{P,i-1} \geq P_{P,i} \\ \lambda_{P,i}, & si, & P_{P,i-1} < P_{P,i} \end{pmatrix}$$

$$P_{o,w} = \frac{K_{RP}}{U_p B_p}$$

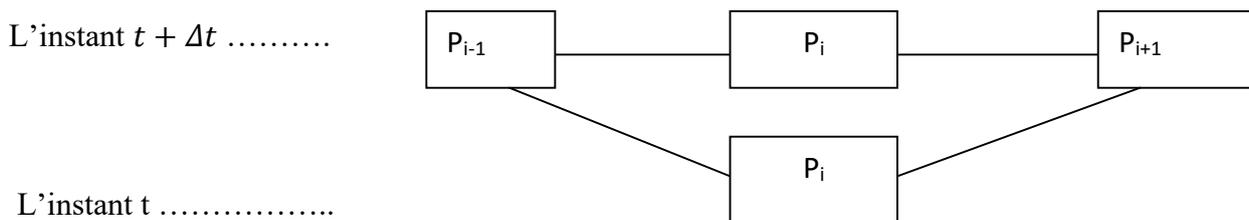
**V.3.4 Maillage et conditions aux limites :**

On utilise le maillage bloc centré qui découpe le réservoir en un ensemble de parallélépipèdes dont les centres sont les points de discrétisation. Les conditions aux limites appliquées sont celles de Neumann qui stipulent que le flux est nul aux frontières du réservoir.

**V.3.5 La procédure IMPES :**

Le but de cette méthode est d'avoir une seule équation avec inconnu  $P_o$  qui va être traitée implicitement, puis l'équation de la saturation sera traitée explicitement,

Donc, dans notre cas, l'équation de la pression sera traitée implicitement c.à.d. à partir d'une seule valeur de la pression à l'instant t (old time) et au point i, on va calculer les pressions aux points i-1, i, i+1 à l'instant t+ Δt (new time) et cela pour chaque maille, on aura une résolution suivant un triangle, la discrétisation de P se fait à l'instant t+Δt



**Figure V-3: Schéma Implicite.**

L'équation de la saturation sera traitée explicitement sans un effort de calcul (triangle inverse) c'est à dire on aura qu'à remplacer les valeurs de la pression traitées implicitement pour en déduire les saturations.

**1) Limitation du pas de temps pour le schéma explicite :**

Afin de simuler la dynamique d'un phénomène physique de la façon la plus économique en temps de calcul, il convient d'utiliser le pas de temps le plus grand possible. Toutefois, certaines valeurs limites existent, afin de garantir un calcul de qualité ayant un sens physique. Ainsi, si un certain phénomène se propage à la vitesse U, dans des cellules de longueur Δx, dans le sens de la propagation, il faut s'assurer que l'on effectue plusieurs pas de calculs avant que le phénomène n'ait traversé la cellule, et ceci impose que le pas de temps soit suffisamment faible. Nous devons alors utiliser lors du calcul un pas de temps Δt qui soit inférieur à :  $U \cdot \Delta t \leq \Delta x$

En effet, si l'on imagine que le pas de temps du calcul Δt, soit très grand devant le temps de traversée de la cellule par le phénomène considéré, alors on ne pourra de toute façon pas propager ce dernier en un temps plus bref. Ceci signifie alors que la vitesse de propagation simulée est fautive et sans aucun rapport avec la physique du phénomène. On peut écrire alors sous la forme suivante :

$$AT_k P_{k-1}^{n+1} + AS_j P_{j-1}^{n+1} + AW_i P_{i-1}^{n+1} + AB_k P_{k+1}^{n+1} + AN_j P_{j+1}^{n+1} + AE_i P_{i+1}^{n+1} + E_p^{n+1} = B \dots V- 91$$

$$\text{Où : } AE_i = B_o A_{o,i+\frac{1}{2}} + B_w A_{w,i+\frac{1}{2}} \dots V- 62$$

$$AW_i = B_o A_{o,i-\frac{1}{2}} + B_w A_{w,i-\frac{1}{2}} \dots V- 63$$

$$AN_j = B_o A_{o,j+\frac{1}{2}} + B_w A_{w,j+\frac{1}{2}} \dots V- 64$$

$$AS_j = B_o A_{o,j-\frac{1}{2}} + B_w A_{w,j-\frac{1}{2}} \dots V- 65$$

$$AB_k = B_o A_{o,k+\frac{1}{2}} + B_w A_{w,k+\frac{1}{2}} \dots V- 66$$

$$AT_k = B_o A_{o,k-\frac{1}{2}} + B_w A_{w,k-\frac{1}{2}} \dots V- 67$$

$$E = - \left[ AT_k + AS_j + AE_i + AW_i + AN_j + AB_k + \frac{V_p^n C_t^n}{\Delta t} \right] \dots V- 610$$

$$B = - \left[ QOW + \frac{V_p^n C_t^n P^n}{\Delta t} \right] \dots V- 69$$

$$QOW = B_o \left( \frac{q_o V_B}{\rho_{osc}} - GOWT \right) + B_w \left( \frac{q_w V_B}{\rho_{wsc}} - GWWT \right)$$

Tous les facteurs des termes de pression dans l'équation (V- 61) sont connus et la tâche se résume à déterminer les pressions par des méthodes de résolution numériques.

**2) L'équation de la saturation:**

Une fois l'équation de la pression est résolue, on utilise l'équation de la saturation (V- 56) pour déduire les saturations en eau et cela en remplaçant les valeurs de la pression trouvées, dans ce cas on prend  $S_w^t = S_{wi}$  sachant que  $S_o + S_w = 1$  on déduit la saturation en huile.

**V.3.6 Résolution numérique du système d'équations :**

L'équation en différences finies de la pression, donnée par la formule (V- 61), conduit à un système d'équations linéaires où l'inconnue est  $P_{ijk}^n$ .

En posant  $1 \leq i \leq I, 1 \leq j \leq J, 1 \leq k \leq K$ , le système d'équation linéaire peut s'écrire :

$$\begin{aligned}
 a_{11}P_1 + a_{12}P_2 + L + a_{1N}P_N &= q_1 \\
 a_{21}P_1 + a_{22}P_2 + L + a_{2N}P_N &= q_2 \\
 \mathbf{M} & \qquad \qquad \qquad \mathbf{M} \qquad \dots \text{ V- 70} \\
 \\
 a_{N1}P_1 + a_{N2}P_2 + L + a_{NN}P_N &= q_N
 \end{aligned}$$

Où : N = I, J, K.

Le système (V- 70) peut s'écrire sous forme matricielle :  $A.P = Q \dots$ (V- 71)

Où A est la matrice des coefficients, P et q sont des vecteurs colonnes. L'équation (V- 71)

s'écrit alors :

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & KK & a_{1N} \\ a_{21} & a_{22} & KK & a_{2N} \\ M & & & M \\ a_{N1} & a_{N2} & KK & a_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ M \\ P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ M \\ q_N \end{bmatrix}$$

Il existe plusieurs méthodes de résolution des systèmes d'équations linéaires. En général, elles peuvent être divisées en deux groupes ; les méthodes directes dites « exactes » et les méthodes dites approchées (itératives).

**V.4 Initialisation de l'outil de simulation (ECLIPSE 100) :**

ECLIPSE a été écrit par le langage FORTRAN 77, et il opère sur n'importe quel micro-ordinateur muni d'un compilateur ANSI-Standard FORTRAN 77 ainsi qu'une mémoire suffisante. ECLIPSE 100 peut être utilisé pour simuler 3 phases. Dans notre cas on a un système à 2 composants (Gaz/eau).

ECLIPSE 100 est un logiciel basé sur la méthode fully Implicite, qui traite trois phases, cette version d'ECLIPSE traite le modèle BLACK OIL.

En ce qui concerne le maillage, il peut être soit :

- Corner point.
- Conventionnel block center.

**V.4.1 A partir de Notepad (ou autre éditeur de Texte) :**

Et cela consiste à la création manuel de fichier .DATA, mais cela nécessite la connaissance de la structure de ce fichier ainsi que ses différentes sections constitutive, On exporte le modèle statique sous forme d'un fichier .EGRID pour lequel on ajoute les propriétés PVT et SCAL des fluide vers ECLIPSE 100 qui se trouve dans la plateforme de PETREL-RE.

**V.4.2 Préparation du fichier .DATA :**

Les data d'entrée pour ECLIPSE peuvent être établis en utilisant l'éditeur NOTEPAD, l'extension de ce fichier est de la forme : NOMFICHIER.DATA

Ce fichier est composé de sections ordonnées, chaque section est présenté par un mot-clé 10 qui se trouvera dans l'en-tête de la section et chaque section est composé de mots clés,

on constatera par la suite les sections peuvent être classé en deux catégorie (Section Obligatoire, Section optionnelle), les sections sont présenté comme suit :

#### V.4.2.1 SECTION RUNSPEC (obligatoire):

Cette section est composée généralement de :

- ◆ TITLE (titre) : par exemple Timimoune-Barouda.
- ◆ DIMENS (dimensions): qui comprend le nombre de cellules dans les directions X, Y, Z.
- ◆ Les phases actives présentes : WATER, GAS.
- ◆ Le choix du système d'unité : FIELD/METRIC/LAB.
- ◆ START (la date de début de simulation): on écrit le jour du mois, le mois puis l'année et enfin on termine avec un slash, par exemple :

START 1 JAN 2014 /
-----------------------

- ◆ UNIFIN: il indique que les fichiers input sont unifiés.
- ◆ UNIFOUT: il indique que les fichiers output sont unifiés.
- ◆ NOSIM : ce keyword vérifie uniquement les données sans faire de simulation.

#### V.4.2.2 SECTION GRID (obligatoire):

Cette section: contient les propriétés utilisées pour calculer le volume des pores & transmissibilité. ECLIPSE utilise le volume des pores de la cellule et la transmissibilité pour calculer le flux d'une cellule à une autre :  $PV = V_{eff} \phi NTG$

$$T_{(x,y)} = \frac{NTGA_{(x,y)}K_{(x,y)}}{L_{(x,y)}}$$

Parmi les mots clés les plus utilisé sont les suivants:

- FAULTS : spécifier l'emplacement des failles.
- MULTFLT : Multiplicateur de transmissibilité pour les faille (si =1 donc elle est transmissible .
- PERMX , PERMY, PERMZ : est la perméabilité selon la direction considéré(X,Y,Z).
- COPY : utilisé pour copier des donnée qu'on a déjà dans le fichier vers une autre destination (par exemple : on copie les perméabilités selon l'axe x vers les perméabilités selon l'axe y).

#### V.4.2.3 SECTION EDIT (optionnelle) :

Elle comporte des instruction visant a modifier le volume des pores, transmissibilités ainsi que d'autres propriété du modèle, Parmi les mots clés les plus utilisé on a :

- ❖ PORV : le volume des pores modifiés.
- ❖ TRANX : la transmissibilité dans la direction X modifié.
- ❖ TRANY : la transmissibilité dans la direction Y modifié.
- ❖ TRANZ : la transmissibilité dans la direction Z modifié.

#### V.4.2.4 SECTION PROPS (obligatoire):

Cette section est aussi appelé PVT et SCAL, donc elle comporte toutes les caractéristiques concernant le fluide en question, la roche ainsi que l'interaction entre ces deux, la section est composé de :

- ❖ PVT du fluide en fonction de la pression.
- ❖ Densité des fluides.
- ❖ Informations nécessaires de la roche.
- ❖ Perméabilité Relative en fonction de la saturation.
- ❖ Pression capillaire en fonction de la saturation.
- ❖ Compressibilité de la Roche en fonction de la pression.

Parmi les mots clés utilisés dans cette section, nous avons :

- SWOF : l'introduction de la perméabilité relative de l'eau ainsi que celle du l'huile ainsi que la pression capillaire en fonction de la saturation d'eau.
- PVTO : le facteur volumétrique, la viscosité de l'huile en fonction de la pression.
- PVZG : le facteur de compressibilité et la viscosité du gaz en fonction de la pression.

#### V.4.2.5 SECTION REGIONS:

Cette section Divise le réservoir en Régions en fonction de: variations des caractéristiques du réservoir. L'ensemble du mot-clé utilisé sont :

- ◆ FIPNUM: division selon le fluide en place.
- ◆ SATNUM: division selon la saturation.
- ◆ EQLNUM: division selon le contact entre deux fluides.
- ◆ PVTNUM: division selon les données PVT.

#### V.4.2.6 SECTION SOLUTION:

Définir l'état initial de chaque cellule dans le modèle est l'objectif de cette section :

- ◆ La pression initiale et la phase de saturation.
- ◆ Rs initial.
- ◆ Propriétés des fluides qui dépendent de la profondeur.

Parmis les mots-clés liés à cette section sont :

- ❖ EQUIL : dans lequel on écrit la profondeur du contact, la pression au contact, la pression capillaire au contact, le Rs (profondeur).

#### V.4.2.7 SECTION SUMMARY:

Spécifier les variables qu'on veut avoir dans les fichiers de summary après chaque étape de simulation, pour pouvoir les tracé par EXCEL, les mots-clés utilisé dans cette section sont :

- ◆ FGPT: c'est le cumule de gaz produit au-dessus du GWC.

- ◆ WGPT : c'est le cumule de gaz produit.
- ◆ WGPR : c'est le débit de gaz produit par le puits.
- ◆ WBHP: c'est la pression du fond dans chaque cellule à travers le temps.

**V.4.2.8 SECTION SCHEDULE:**

La section SCHEDULE est utilisée pour spécifier :

- ✓ Les opérations sur le puits pour être simulées.
- ✓ Les temps (TSTEP, DATES) pour être simulés.

La section SCHEDULE est souvent utilisée en deux modes:

- ✓ History matching – spécifier les nouveaux puits, les “facilities ” et la production/injection.
- ✓ Prédiction – spécifier les mécanismes de control, les nouveaux puits et les limites économiques.

Parmi les mots-clés de cette section :

- ⇒ TSTEP : qui nous permet de choisir le pas du temps (de 1 jour a 6 mois au maximum).
- ⇒ WELSPECS: ce mot-clé sert à Introduire les spécifications d’un nouveau puits et ses données générales, il est obligatoire qu'un puits doit être introduit avec ce mot-clé avant d’être mentionné dans un autre mot-clé.

Dans ce présent travail, l'enchaînement des différentes étapes développées pour la construction d'un modèle 3D du réservoir gazéifié Emsien la modélisation est réalisée par le logiciel Petrel RE 2017. C'est un logiciel de géo-modélisation 3D développé par la société SCHLUMBERGER pour caractériser des réservoirs d'hydrocarbures. Nous avons dans cette structure trois (3) segments.

## V.5 Différentes étapes de la modélisation :

### V.5.1 Modélisation des failles (Fault modeling) :

La modélisation des failles est la première étape dans la construction de la charpente structurale du modèle 3D. Les failles affectent la structure globale de la zone d'étude, elles sont sélectionnées afin de les édifier. La géométrie de failles peut être modélisée par le Petrel (polygones ou surfaces) (SCHLUMBERGER, 2017). Dans cette structure nous avons seize (16) failles.

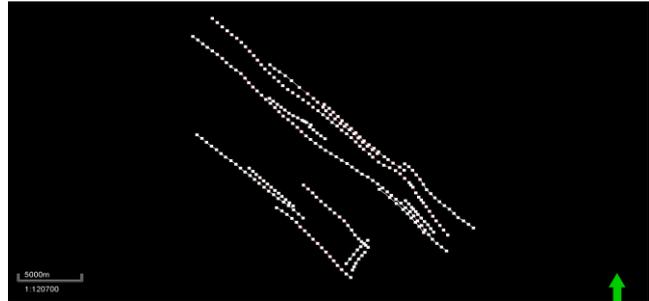


Figure V-4: Différentes failles des structures.

### V.5.2 Pillar gridding :

Ce processus consiste à créer des surfaces maillées en respectant un pas de maillage, afin de déterminer la géométrie de la cellule suivant les coordonnées x, y et z. Il faut que la géométrie de la cellule soit orthogonale (tendance à être perpendiculaires) pour faciliter le calcul des réserves.

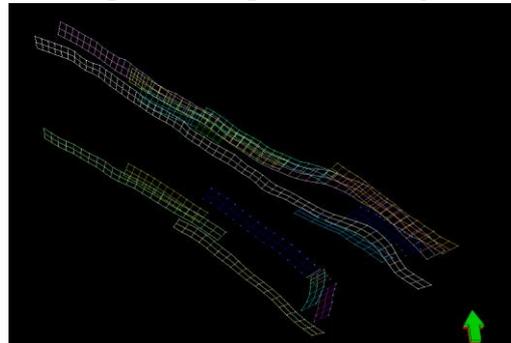


Figure V-5: Grid des structures.

### V.5.3 Subdivision stratigraphique (Faire les horizons) :

Cette subdivision se base sur l'insertion des horizons (surfaces) sismiques dans le maillage 3D, tout en respectant le pas de maillage et les failles définies lors des étapes précédentes. Pour la zone d'étude, la subdivision stratigraphique du dévonien inférieur est faite uniquement sur réservoir entre le top Emsien et le top Praguien qui est bien visible sur la figure suivante:

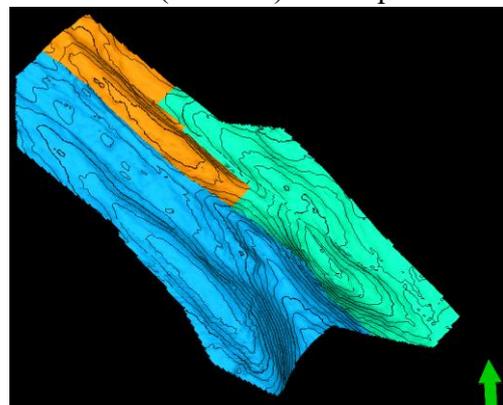


Figure V-6: Les horizons des structures.

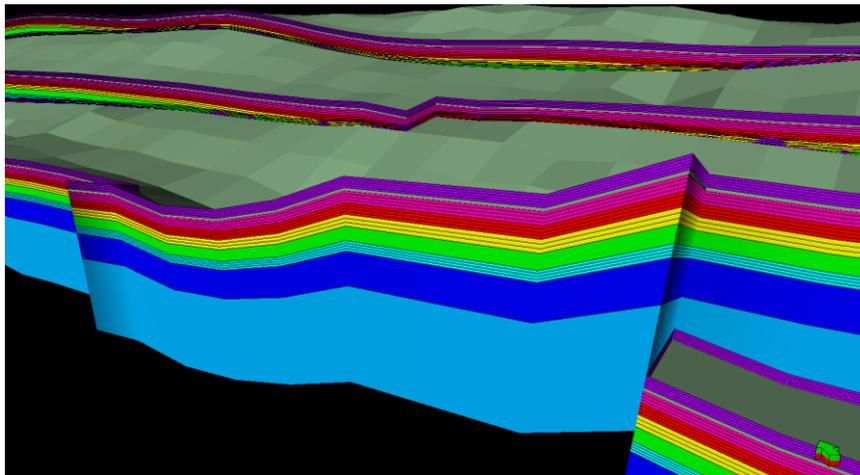
### V.5.4 Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layering):

#### ✓ Insertion des zones (Make zones) :

Ce processus repose sur l'insertion des zones géologiques (en respectant leurs intervalles stratigraphiques) entre les horizons provenant de « Make horizons » de Pétrel (SCHLUMBERGER, 2017). En ce qui concerne notre cas on a deux zones (zone 1 : délimité par Top Emsien et EMS-35, zone2 : délimité par EMS-35 et Top Praguien).

#### ✓ Insertion des sous-zones (Make layering) :

Ce processus consiste à réaliser un découpage stratigraphique raffiné de la zone d'étude, en intégrant les sous-zones définies.



**Figure V-7:** Les différentes zones et sous-zones.

### V.5.5 Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scaleup well logs) :

Ce processus a pour but d'attribuer des valeurs moyennes aux cellules de la grille 3D qui sont traversées par des puits (points de contrôle). Comme chaque cellule ne peut contenir qu'une valeur, les diagraphies de puits doivent être extrapolées. Cela se fait pour la porosité, Net to Gross, perméabilité, l'essentiel à retenir est que cette étape permet de convertir les logs continus à des valeurs moyennes pour chaque grille.

### V.5.6 Modélisation Pétrophysique (Petrophysical modeling) :

Le résultat de la représentation des logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs) s'appuie sur l'extrapolation de la valeur de la porosité et de volume d'argiles des puits à travers toute la zone, en utilisant la méthode de la géostatistique Krigeage.

## V.6 Description du modèle statique :

### V.6.1 Modèle statique :

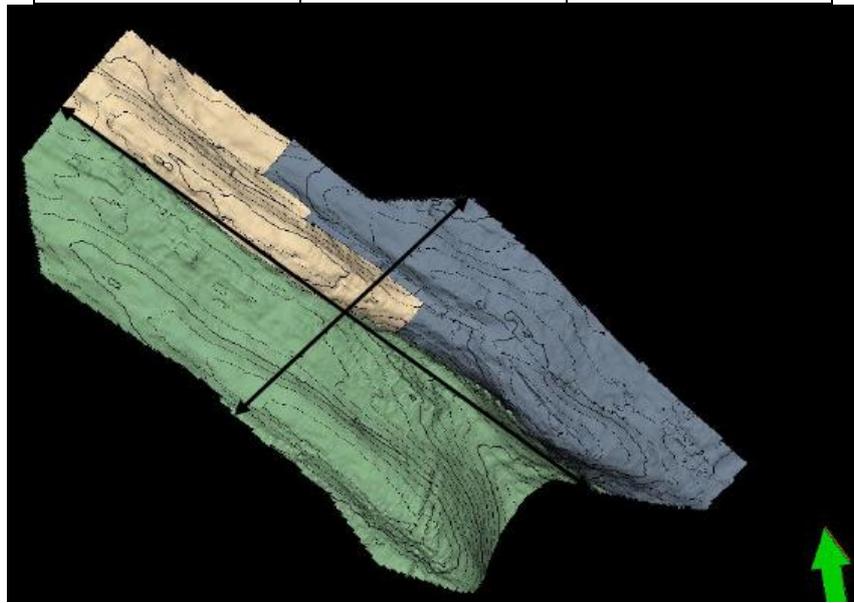
Un modèle de réservoir statique utilise des concepts géologiques pour décrire l'architecture des voies d'écoulement des fluides et des barrières dans le réservoir la présence

et les propriétés des failles de dissection, le caractère du système de pores et la composition des fluides et des ciments dans les pores.

Utiliser le modèle statique pour la construction du modèle dynamique et la réalisation des simulations numériques.

**V.6.1.1 Dimensions du modèle :**

	Langueur	Largeur
Dimensions	28866.7	13087.9



**Figure V-8:** Les dimensions de la structure.

**V.6.1.2 Nombre et taille de cellules :**

**Tableau V-1:** Les caractéristiques des cellules des grilles.

Grid cells (nI x nJ x nK)	115 x 256 x 24
Total number of grid cells:	706560

**Tableau V-2:** Tailles moyennes des cellules.

Axe	X	Y	Z
Dimension (moyennes)	125	125	0.5 / 1

**V.6.2 Validation de la grid :**

**V.6.2.1 Cell inside out**

**Cell inside out** : permet d’identifier les cellules fortement déformées dans une grille. Une grille fine de microcellules temporaires est utilisée pour mesurer la qualité de la géométrie des blocs de la grille de simulation.

Lors du calcul du nombre de coins de cellules à l'envers, des microcellules temporaires sont définies par mappage tri linéaire dans chaque cellule de la grille. Ensuite, les Jacobiens aux huit coins et points centraux de ces microcellules sont calculés.

Afin de spécifier la résolution de la micro-grille, appelée M, on saisit un nombre entier dans la case Taille de la micro-grille. Ceci est ensuite utilisé pour construire une grille  $M \times M \times M$  à l'intérieur de chaque bloc de grille de simulation ; le nombre total de fois où le jacobien est négatif est ensuite indiqué.

Lorsque la grille est bonne, le résultat est nul. Dans la plupart des cas, les valeurs sont toutes, ou presque toutes, des zéros. Ce n'est que lorsqu'un système de coordonnées inversé est utilisé au départ que le résultat est un nombre plus important. Une grille n'est pas bonne lorsque le résultat est différent dans différents blocs de grille.



**Figure V-9:** La représentation de Cell inside out.

A partir de la figure ci-dessus, on remarque les cellules ne sont pas déformées dans la grille.

### V.6.2.2 Cell angle :

Le calcul des propriétés d'angle de cellule sert à :

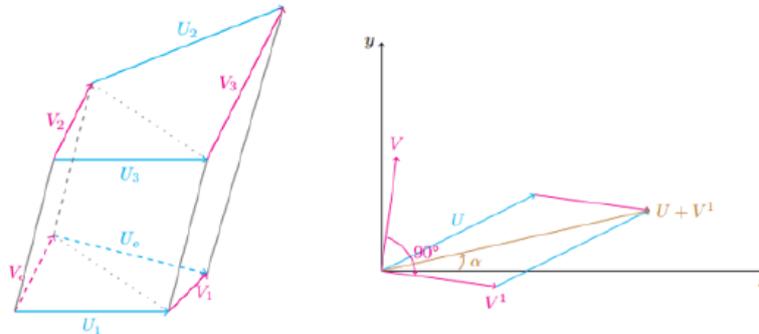
- ☆ Vérifier la géométrie de la grille.
- ☆ Calculer la déviation des angles (par rapport à  $90^\circ$ ) dans chaque cellule en tant que valeurs absolues, ou l'angle de cellule apparent de chaque cellule.



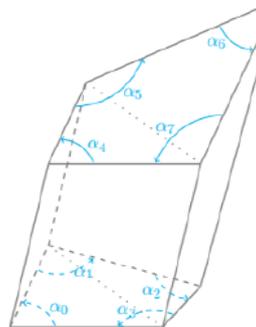
**Figure V-10:** La représentation de Cell Angle.

**Type d'angle**

- **Apparent cell angle** : cette option permet de mesurer l'orientation du compas de la cellule dans un plan donné.



- **Internal deviation angle** : cette option sert à mesurer la déviation des angles internes de la cellule par rapport à 90°. Les angles internes sont les angles entre deux arêtes de chaque face dans un plan donné. Pour une cellule hexaédrique régulière, l'angle de déviation interne est de 0°.



**V.6.3 Upscaling (la mise à l'échelle) :**

L'Upscaling est le processus de création d'une grille plus grossière (résolution inférieure) basée sur la grille géologique, qui est plus appropriée pour la simulation d'écoulement. Pendant la mise à l'échelle, une grande partie des détails fins du modèle géologique est exclue, mais le modèle mis à l'échelle qui en résulte préserve le comportement dans la simulation.

L'Upscaling se fait généralement en deux étapes :

1. Logs scale-up : est le processus d'attribution des données des logs de puits aux cellules de la grille. Un nouveau schéma de stratification (nombre et forme des couches) pour la grille de simulation est défini.

2. Scale up properties : les propriétés de la grille, telles que la porosité et la perméabilité, en fonction de celles de la grille fine sont remplies.

Pour notre modèle seul l'upscale des logs a été réalisé pour la population des propriétés dans le modèle géologique. L'upscale des propriétés n'a pas été réalisé car le nombre et la taille de cellules ont été définis au préalable de manière à ne pas avoir un temps de calcul non pratique. Plusieurs tentatives ont été effectuées afin d'optimiser le nombre et la taille des cellules de manière à avoir un temps de calcul réaliste tout en préservant autant que possible l'hétérogénéité latérale et verticale de la distribution des propriétés. Le même maillage du modèle statique a donc été utilisé pour la réalisation des simulations numériques.

**V.6.4 Propriétés du Modèle :**

**V.6.4.1 Données pétrophysiques :**

**V.6.4.1.1 Les logs :**

Des interprétations quantitatives des acquisitions des logs ont été réalisées sur tous les puits d’exploration et d’appréciation des trois structures en question. Les interprétations pétrophysiques approfondies réalisées par le pétro physicien ont été calibrées sur les données des carottes.

**V.6.4.1.2 Les carottes :**

Des carottes ont été récupérées pendant la phase l’exploration. Lors de la phase développement uniquement des plugs sont échantillonnés. Les carottes et plugs ont fait l’objet d’analyses approfondies dans un laboratoire spécialisé : porosité et perméabilité sous contrainte, mesures de saturation.

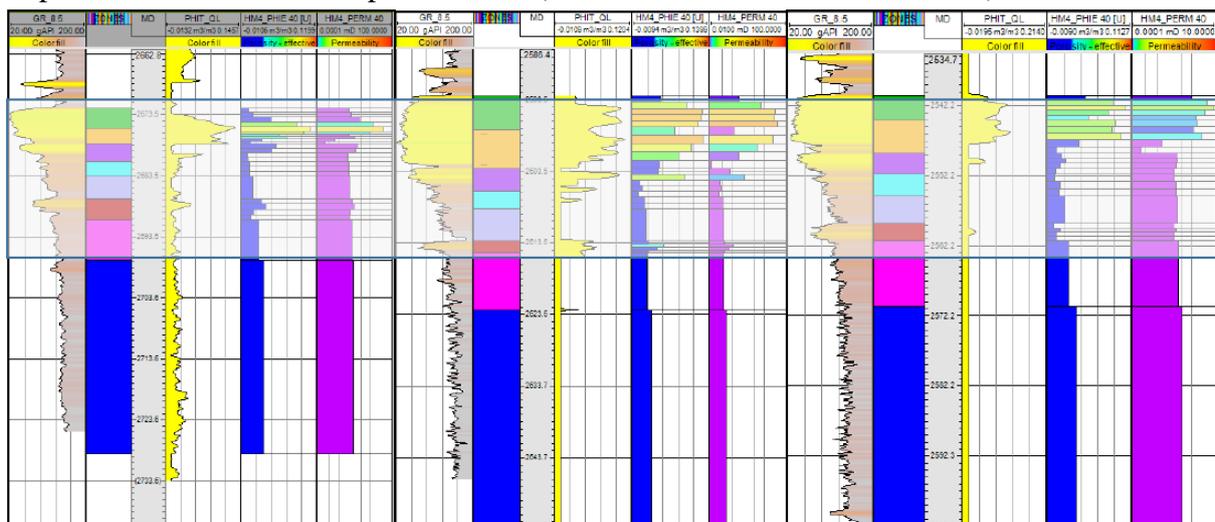
Des études (RCAL & SCAL) faites par injection de mercure sous contrainte ont été également réalisées pour établissement de la relation perméabilité-porosité.

**V.6.4.1.3 Mesures de pression :**

Des acquisitions de données de pression (MDT/XPT) ont été récoltées sur les différents puits des trois structures. Ces données servent principalement à lever les incertitudes sur les contacts et d’avoir des indications sur la communication entre les différents compartiments. Elles serviront par la suite à la définition des régions à l’initialisation du modèle dynamique.

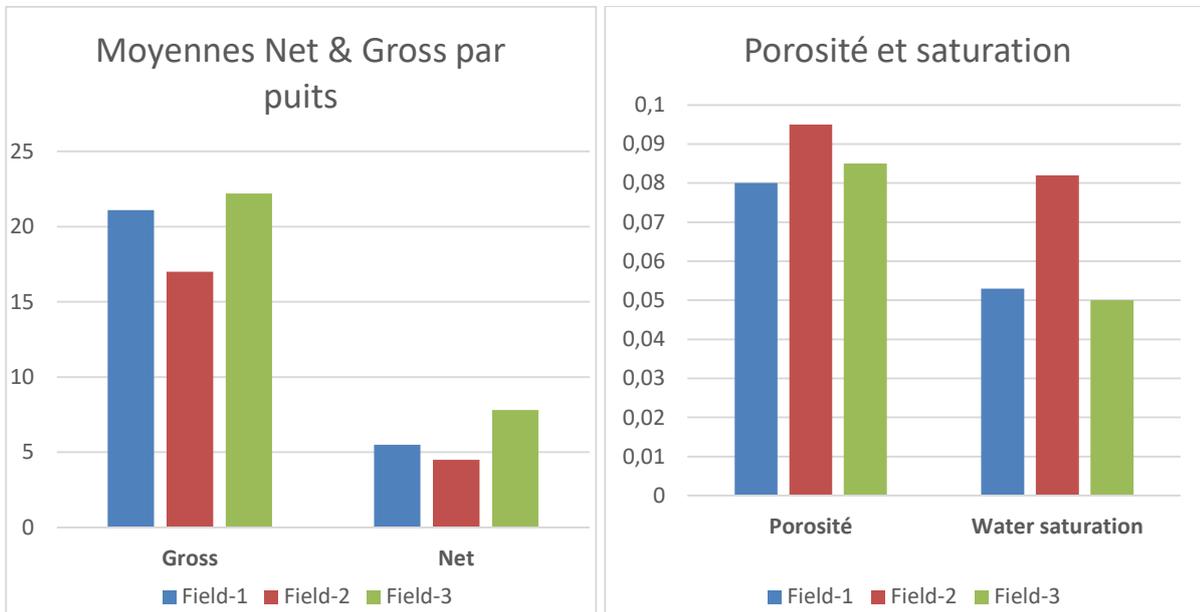
**V.6.4.2 Résultats de l’interprétation pétrophysique pour les trois champs :**

Les résultats d’interprétation des trois puits (1 par field) sont affichés dans la figure ci-dessous. Il s’agit principalement des logs de porosité (totale et effective) ainsi que la définition du net to gross par zone. Sur la même figure sont affichés les résultats de l’upscaling des logs de porosité et le calcul de la perméabilité (Etablissement de la relation K/Phi).



Les moyennes sont calculées sur les intervalles intéressants du point de vue potentiel du réservoir (indiqué sur la figure). Le tableau ci-dessous est un récapitulatif des moyennes des valeurs interprétées :

	Gross	Net	Net/Gross	Porosité	Water saturation
<b>Field-1</b>	21.1	5.5	0.26	0.08	0.053
<b>Field-2</b>	17	4.5	0.26	0.095	0.12
<b>Field-3</b>	22.2	7.8	0.36	0.085	0.05



Les résultats montrent des valeurs similaires pour les trois puits. Ceci confirme les résultats de l'étude sédimentologique qui affirme une grande homogénéité et continuité latérale de ce réservoir.

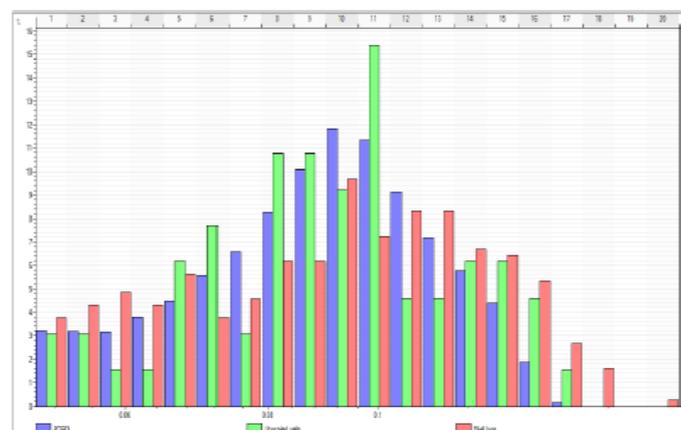
### V.6.4.3 Modélisation 3D des propriétés :

#### V.6.4.3.1 Porosité :

Les porosités utilisées dans le modèle de simulation de réservoir proviennent des cartes de porosité générées dans le modèle statique. Un log de porosité a été généré suite à l'interprétation pétro physique. Après upscaling du log, le remplissage des cellules du modèle statique a été réalisé tout en prenant en considération les différentes hypothèses géologiques.

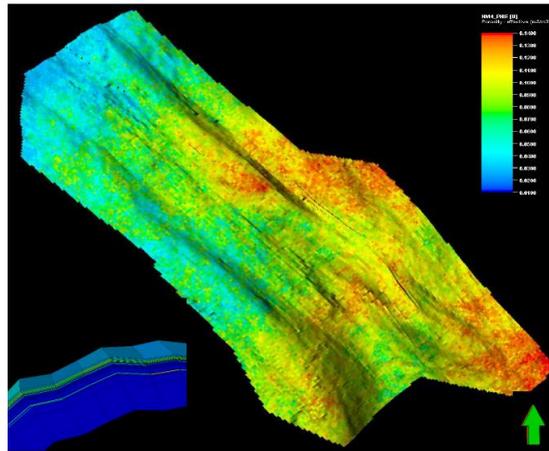
L'histogramme est une comparaison des statistiques de la distribution des valeurs de porosité au niveau du puits (logs et upscaled logs) et sur tout le modèle de distribution.

Les trois histogrammes montrent une distribution suivant une loi normale des valeurs de la porosité. Cette comparaison montre une bonne cohérence des valeurs de différentes sources.



**Figure V-11:** Histogramme montrant la comparaison entre les différents cas obtenus.

La figure ci-dessous représente la distribution de la porosité au niveau des différentes régions de la structure étudiée :



**Figure V-12:** La distribution de la porosité au niveau des différentes régions.

**Tableau V-3:** Les statistiques de porosité.

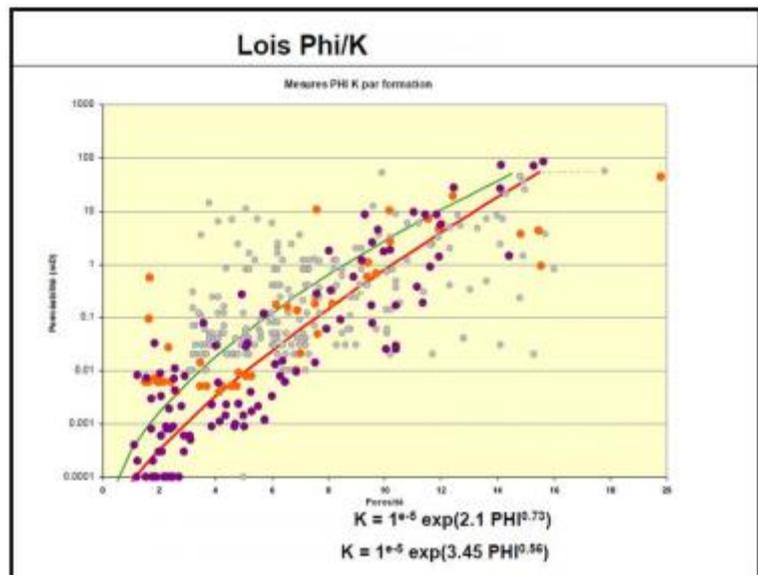
	Min	Max	Delta
Porosity - effective	0	0.1496	0.1496

**V.6.4.3.2 Perméabilité :**

**Modélisation de la perméabilité (relation PHI-K) :**

La relation porosité-perméabilité permettra la modélisation de la perméabilité. Les données des plugs et carottes ainsi que les résultats des tests ont été utilisées pour l'établissement de cette corrélation. Pour les réservoirs en question, les échantillons s'organisent en deux zones.

Les points correspondant à la barre offshore (zone basale), avec une nette dégradation de la perméabilité, avec une relation Phi/K particulière. Pour la barre supérieure, qui est globalement de meilleure caractéristique, une différenciation a été faite pour tenir compte d'une dégradation du centre du dépôt vers la bordure du bassin, où l'épaisseur de la barre est plus faible. Deux lois parallèles ont donc été choisies. Les deux relations ont donc été utilisées pour la population de K partir de phi (selon les layers).



**Figure V-13:** La variation de la perméabilité au niveau des différentes régions.

Tableau V-4: Statistiques pour la perméabilité.

	Min	Max	Delta
perméabilité	0.0002519	50	50

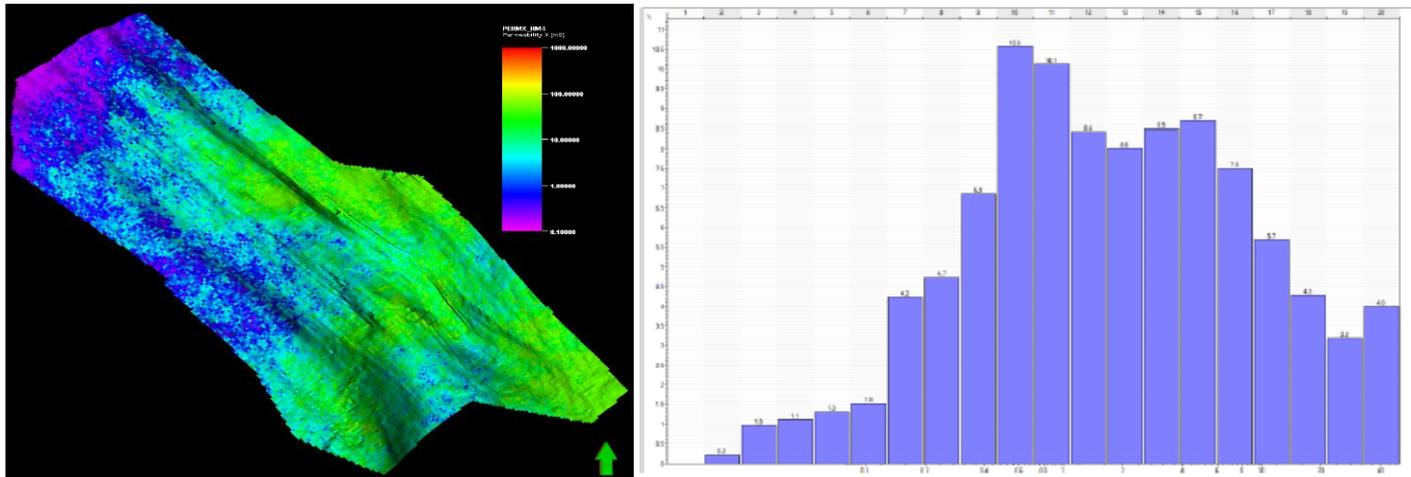


Figure V-14: La variation de la perméabilité.

V.6.4.4 Net to gross :

Net-to-gross (NTG) est la fraction du volume du réservoir occupé par des roches porteuses d'hydrocarbures. Il s'agit d'un attribut global et, en tant que tel, aucune réplique de celui-ci ne peut être trouvée dans le réservoir. Une estimation du NTG global est obtenue à partir des puits, mais cette estimation dépend fortement de l'emplacement des quelques puits disponibles. La carte du Net to Gross pour chaque zone de réservoir dans le modèle géologique a été utilisée dans le modèle de simulation de réservoir. Comme pour la porosité, le paramètre est constant pour tous les puits avec une valeur moyenne.

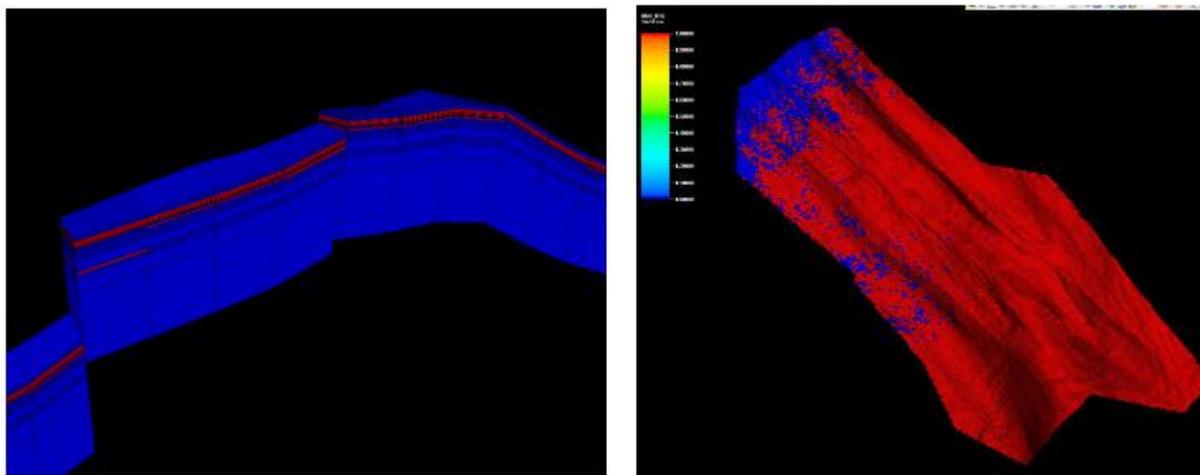
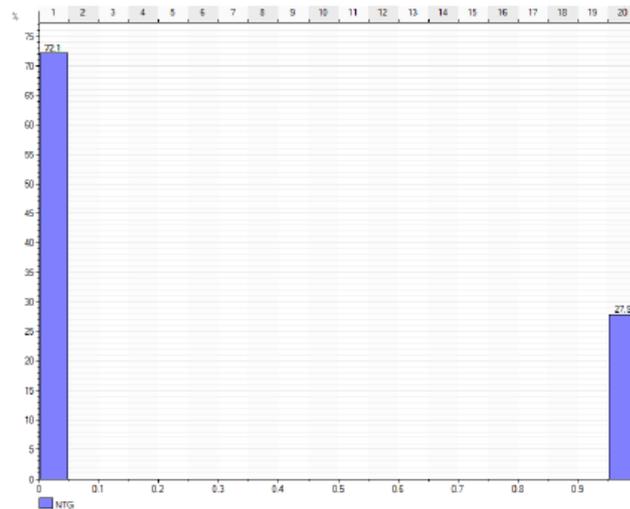


Figure V-15: La fraction du volume du réservoir.

Tableau V-5: Statistiques pour NTG.

	Min	Max	Delta
Net /Gross	0	1	1



**Figure V-16:** Histogramme montrant la fraction du volume du réservoir.

**V.6.4.4.1 Water saturation :**

**J-function :**

Leverett a publié un article montrant comment des roches ayant la même lithologie mais des porosités et des perméabilités différentes pouvaient être décrites par une seule fonction qui normalise leurs courbes de pression capillaire. Au lieu de tracer la pression capillaire en fonction de la saturation, Leverett a tracé la fonction J classique suivante :  $J = \frac{P_c}{IFT \times \cos(\theta)} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$

Où :  $P_c$  : désigne la pression capillaire,

IFT : est la tension interfaciale,

$\theta$  : est l'angle de contact,

k : est la perméabilité,

$\phi$  : est la porosité.

La J-fonction peut alors être reliée à la saturation en eau d'un réservoir et a été utilisée pour calculer la saturation en eau pendant longtemps. Cependant, l'inconvénient de ce modèle de saturation classique à J-fonction est qu'il inclut la perméabilité qui est dérivée de la porosité. Il peut y avoir certaines incertitudes dans l'estimation de la perméabilité, en particulier dans les roches carbonatées. Il n'était pas nécessaire d'inclure la perméabilité dans le modèle de saturation avec la J-fonction classique. Un nouveau modèle de saturation a été créé et utilisé dans les géo-modèles. Puisqu'un type de roche est une unité rocheuse avec des propriétés d'écoulement de fluide similaires, la saturation en eau d'un type de roche spécifique peut être simplement exprimée comme une fonction de la hauteur au-dessus du niveau de l'eau libre. Compte tenu de la faible variation de la porosité d'un type de roche, le volume d'eau en vrac (BVW) est exprimé en fonction de la hauteur. Les équations suivantes montrent comment estimer  $S_w$  :  $H = FWL - TVDSS \rightarrow BVW = S_w \times \phi = 10^{(\alpha \times \log_{10}(H)+b)}$

$$S_w = \frac{10^{(\alpha \times \log_{10}(H)+b)}}{\phi}$$

Ici, "  $\alpha$  " et "b" sont des coefficients déterminés par la régression de BVW par rapport à TVDSS pour chaque type de roche.

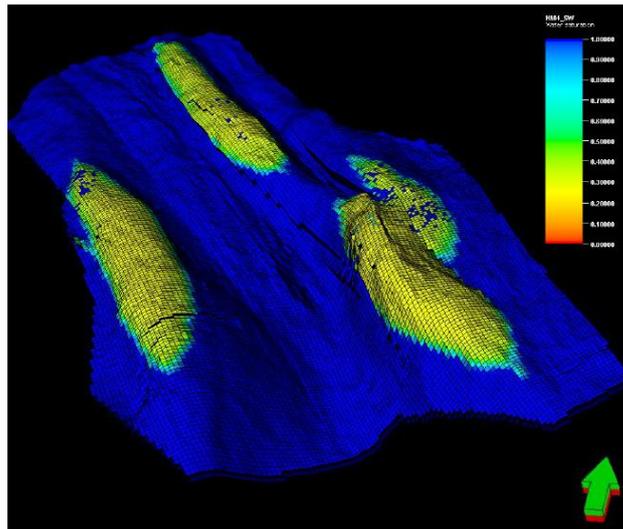


Figure V-17: Distribution de la saturation d'eau.

Tableau V-6: Statistiques pour la saturation d'eau.

	Min	Max	Delta
Water Saturation	0.23832	1	0.76168

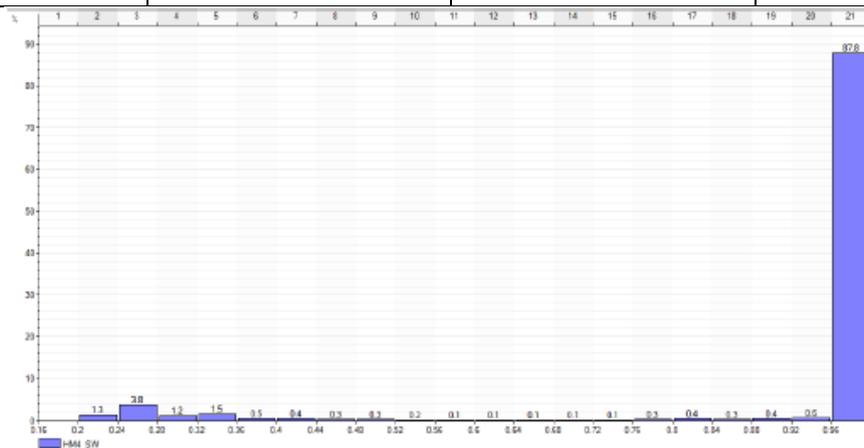


Figure V-18: Histogramme montrant la saturation d'eau.

### V.6.5 Définition du contact par structure (Free Water Level)

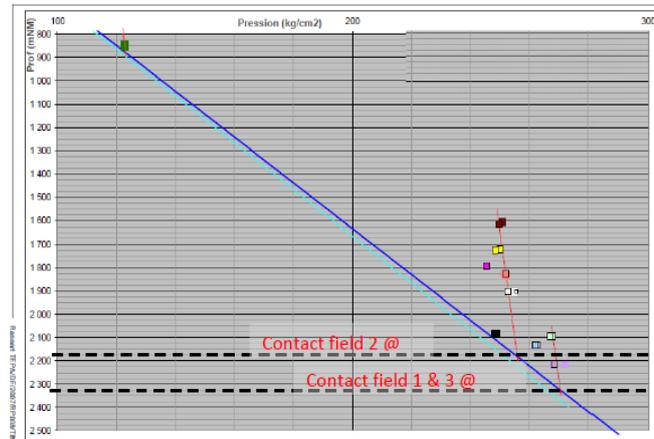
Les positions des contacts fluides initiaux sont essentielles pour les estimations des réserves de champ et pour le développement du champ. En règle générale, la position des contacts fluides est d'abord déterminée dans les puits de contrôle, puis extrapolée à d'autres parties du champ. Les définitions des contacts fluides sont basées sur la comparaison avec les courbes de pression capillaire. Le *niveau d'eau libre* est la plus haute altitude à laquelle la pression de la phase hydrocarbure est la même que celle de l'eau. Le *contact hydrocarbure-eau* (*huile-eau* ou *gaz-eau*) est l'altitude la plus basse à laquelle les hydrocarbures mobiles se produisent. La *zone de transition* est la plage d'altitude dans laquelle l'eau est coproduite avec les hydrocarbures.

**V.6.5.1 Analyse des pressions et définition des contacts :**

L'analyse des acquisitions de pression sur l'ensemble des réservoirs a permis la définition des contacts pour les différentes structures. Les données de pression l'aquifère ainsi que la densité de l'eau échantillonnée permettront de définir le gradient versus profondeur de la colonne à eau. Les pressions (MDT/XPT) au niveau des réservoirs à gaz permettront à leurs tours de générer la droite à gaz.

La combinaison de ces informations conduit à la définition des contacts par réservoir et par champs. Il est clair que d'après l'intersection des deux droites à gaz avec la droite à eau, deux contacts peuvent être distinguée notamment :

- 2150 mMSL pour le field 2
- 2310 mMSL pour le field 1 & 3



**Figure V-19: Water contact.**

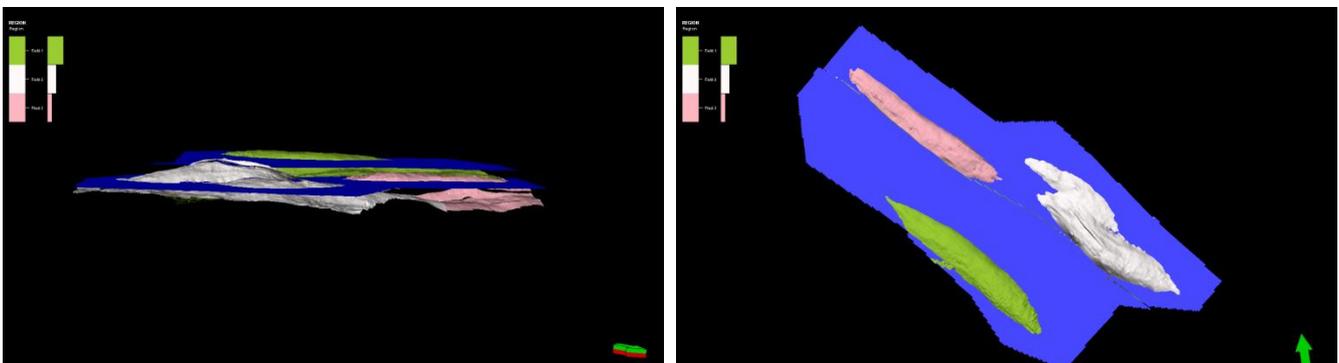
**V.6.5.2 Relation Saturation en eau et profondeur (fonction J)**

Compte tenu des incertitudes du calcul de la saturation par les diagraphies, un effort important a été fait pour estimer la saturation en eau dans les réservoirs à partir des mesures sur carottes. Ces mesures faites sur les carottes des puits IR-4 et IR-5 portent essentiellement sur le Praguien. C'est donc sur ce réservoir que la relation a été établie ; il a ensuite été vérifié qu'elle était utilisable pour les autres formations.

Pour établir un profil de saturation deux grandeurs sont recherchées : la saturation en eau irréductible et la courbe de pression capillaire. Les valeurs de SWI ont été obtenues par : Injection mercure, état restauré et centrifugation. Et la courbe de pression capillaire par : injection mercure et par état restauré.

**V.6.5.3 Saturation en eau irréductible**

Les valeurs de saturation irréductible sont obtenues à partir des analyses des données des



plugs et des carottes. Elles serviront au calcul de la saturation maximale en gaz ainsi qu'au «Endpoint Scaling» des tableaux de perméabilités relatives après population au niveau des cellules du modèle dynamique. Les valeurs de la  $S_{wi}$  sont fonction du RQI (rock quality index, racine du quotient  $K/\Phi$ ) et une relation a été établie pour sa modélisation.

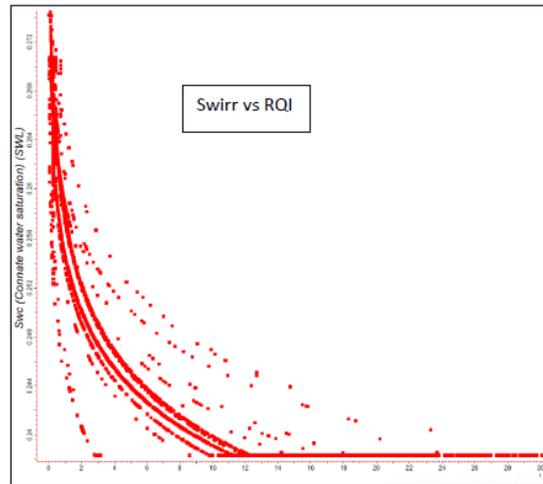


Figure V-20: Représentation de  $S_{wi}$  en fonction RQI.

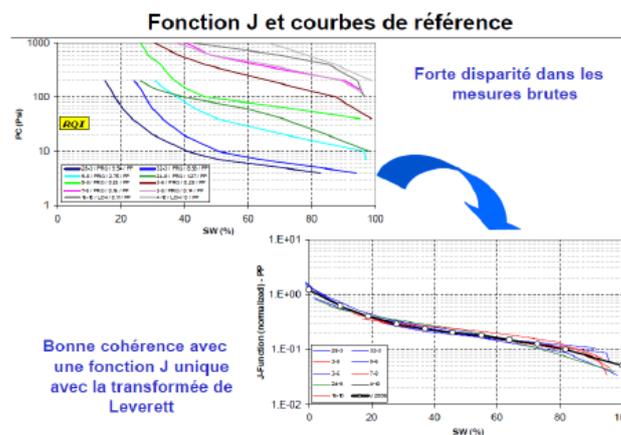
### V.6.5.4 Courbe de saturation

Les échantillons sur lesquels ont été réalisées des mesures de pression capillaire ont été identifiés sur le graphe Phi/K; ces mesures couvrent bien l'ensemble de la gamme de porosité/perméabilité rencontré sur les puits d'exploration (où on a échantillonné des carottes). Les mesures brutes obtenues semblent dispersées au premier abord, en particulier de par l'étendue de la gamme Phi-K investiguée. En utilisant une fonction de normalisation en fonction du RQI (fonction J de Leverett) le jeu de mesures montre une grande cohérence. Ainsi le facteur géométrique (rapport entre le seuil et le volume des pores) traduit par le paramètre RQI, semble être le paramètre principal permettant de décrire la courbe de saturation, sans avoir besoin de faire appel à d'autres paramètres (argilosité, minéralogie...)

La J-fonction, de Leverett, associe les propriétés capillaires de la roche au paramètre «Rock Quality Index», suivant la formule suivante (avec 0.217 dans le système d'unité anglo-saxonne) :

$$J - Function = \left( \frac{P_c}{\sigma \cos(\theta)} \cdot \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right) \cdot 0.217$$

La figure ci-dessous illustre le résultat de la normalisation des courbes capillaire en utilisant la fonction Levrett.



Quant au modèle dynamique (et statique pour estimation des volumes) la démarche suivie pour le calcul des saturations, est donc la suivante :

- ✓ Génération du champ de porosité (cartes de trends, calage aux puits...).
- ✓ Génération du champ de perméabilité à partir des lois Phi-K (calées avec les tests).

- ✓ Calcul, en chaque point du  $RQI = \left(\frac{K}{Phi}\right)^{1/2}$ .
- ✓ La valeur de RQI et la hauteur au plan d'eau donnent ensuite la valeur de Pc normalisé (J) calculée par l'équation ci-dessus.
- ✓ Estimation de  $S_{W\text{ normalisée}}$ , avec la fonction  $J_{ref}$ .
- ✓ Estimation de  $S_W$ , par l'équation  $S_W = S_{Wi} + (1 - S_{Wi}) \times S_{W\text{ normalisée}}$  ( $S_{Wi}$  est obtenue par la relation décrite plus haut)

La valeur de saturation du modèle dépend ainsi de la position structurale par rapport au GWC (défini pour chaque structure et pour chaque réservoir) et du rapport K/PHI.

### V.6.5.5 Méthodologie :

#### V.6.5.5.1 Contacts Low / 1P :

Les contacts 1P correspondent aux GDT prouvés par test, le plus bas sur la structure. Si un réservoir sur une structure n'a pas été testée, le prouvé est nul.

#### V.6.5.5.2 Contact Medieum / 2P :

Les contacts 2P, suivant les données disponibles peuvent correspondre :

- ◆ Au contact défini par l'intersection de la droite à gaz, et de la table de la zone considérée.
- ◆ A un GDT défini dur diagraphies électrique ou log chantier.
- ◆ A une position intermédiaire entre contact 1P et un contact 3P.

#### V.6.5.5.3 Contacts High/ 3P :

Suivant les cas, les contacts 3P sont définis par un des éléments suivants :

- ◆ Un WUT.
- ◆ La fermeture structurale, parfois un peu étendu pour tenir compte des incertitudes cata graphiques.
- ◆ Un potentiel hydraulique plus faible.
- ◆ L'amont d'un puit sec.

### V.6.5.6 Statistiques pour GWC :

Axis	Min	Max	Delta
Z	-2310.00	-2175.00	135.00

### V.6.6 Définitions des scénarios :

Le modèle de simulations dynamiques a été réalisé avec le simulateur Eclipse E100 de Schlumberger. Ce modèle a pour dimension 115 x 256 x 24 mailles, il a été réalisé avec les hypothèses suivantes :

a. Les contraintes du modèle statique :

- ☆ Les failles sont étanches avec un rejet d'environ 100 mètres.
- ☆ Le GWC se situe à 2300 m à partir du niveau de la mer pour (Field 1&3) et à 2100 m pour (Field 2).

b. Les contraintes de développement :

- ☆ Les puits devront être forés au plus tard en janvier 2022 avec un casing de 6.625 in.
- ☆ La perforation devra être faite en janvier 2022 pour commencer la production et cela devra être effectué pour chaque puits avec une longueur de perforation spécifique à chaque puits en prenant en compte le contact eau gaz pour éviter le phénomène du Coning.
- ☆ Le GWC est la référence pour initialiser les pressions dans la structure.
- ☆ La température du réservoir est considérée constante égale 143°C.
- ☆ La simulation s'étalera sur 20 ans dans tous les scénarios.

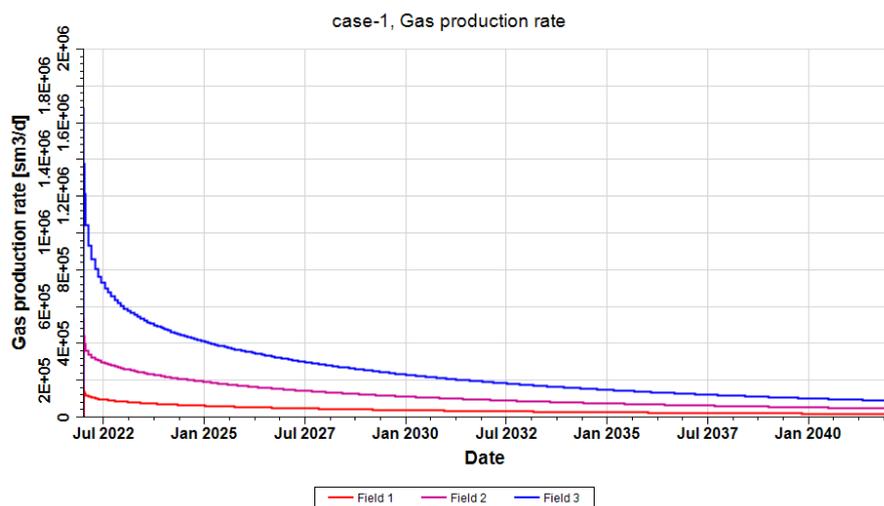
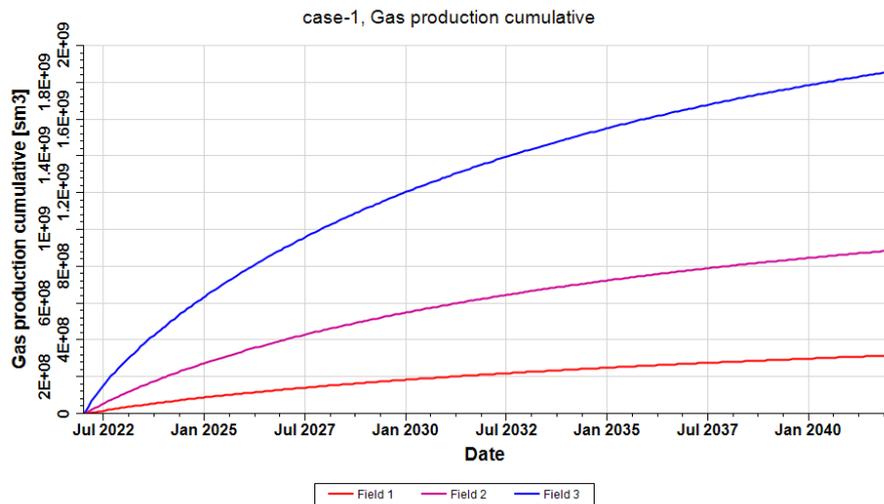
c. Les contraintes de production :

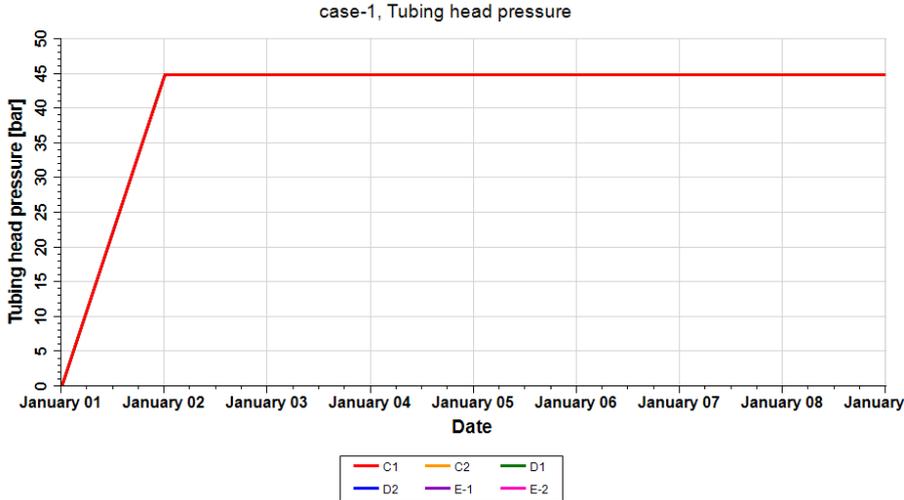
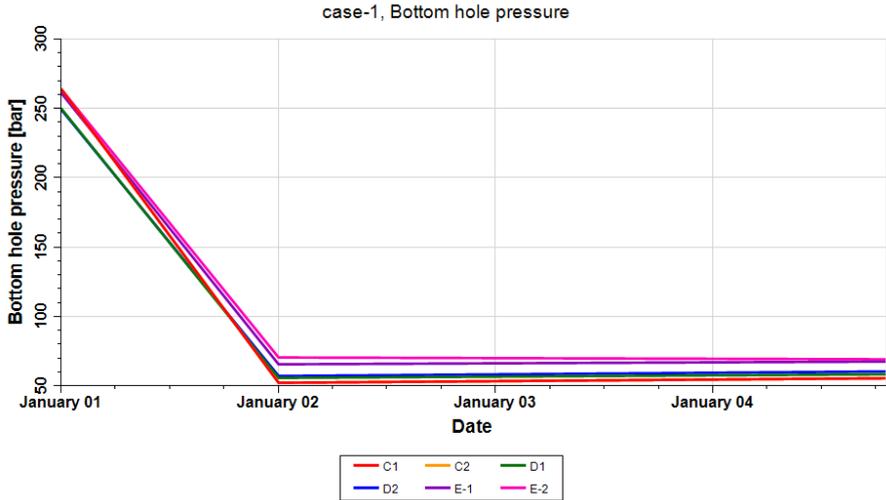
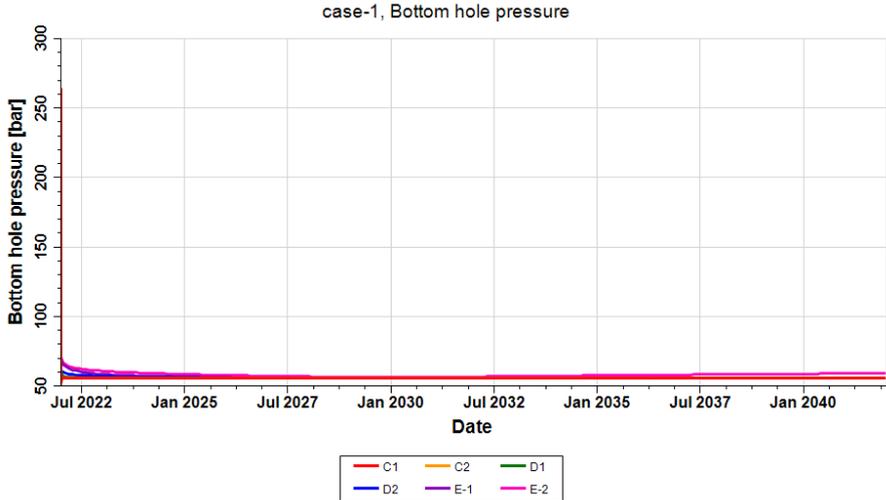
- ☆ La pression de tête égale à 45 bars.
- ☆ La table de VLP (vertical lift pressure) sert à l'évaluer les pertes de charge dans le tubing.
- ☆ Débit d'eau maximal par jours normalisé par le centre de traitement a 90 litre/jour.

L'objectif des scénarios est : d'implanter un nombre de puits optimal pour chaque Field afin de récupérer un maximum de réserves de gaz.

### V.6.6.1 Scénario 1 :

Ce scénario consiste à exploiter l'énergie du gisement par sa déplétion naturelle et pour optimiser les nombres des puits à implanter, nous avons commencé d'implanter deux par structure.





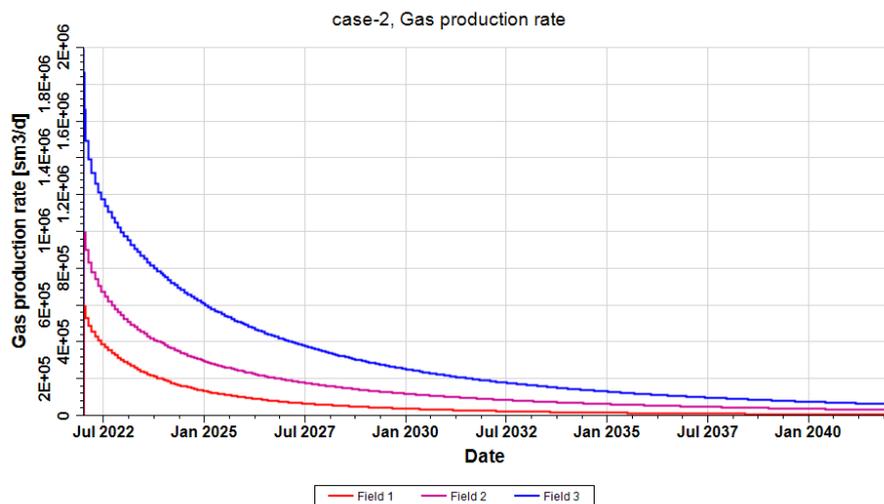
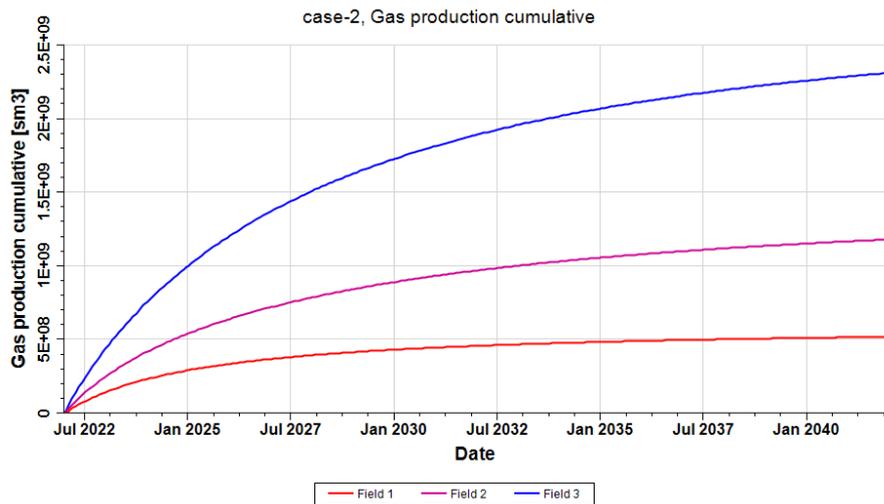
**Analyse et interprétation des résultats du scénario 01 :**

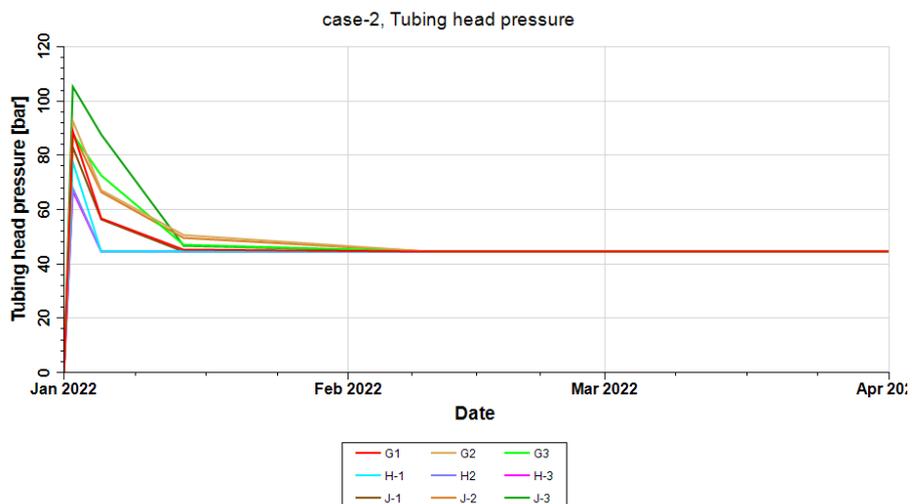
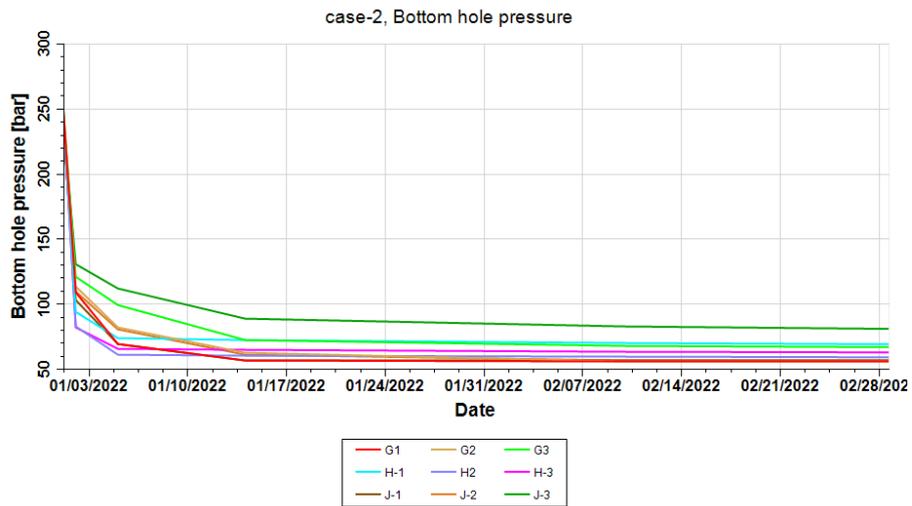
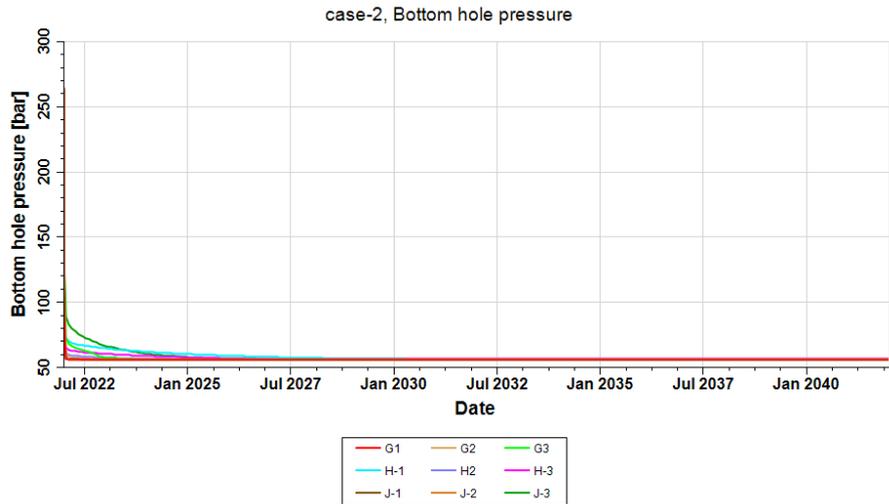
D'après les résultats présenté on remarque que :

- Le cumule de production de gaz atteint une valeur maximum pour le Field 3 égale à  $1.8607 \times 10^9$   $\text{sm}^3$  par rapport au field 2 et Field 1 dont les cumules sont respectivement :  $8.8988 \times 10^8$  et  $3.1954 \times 10^8$   $\text{sm}^3$ .
- On remarque que le débit du gaz atteint une grande valeur  $1.6855 \times 10^6$   $\text{sm}^3/\text{d}$  au début de production janvier 2022 pour le Field 3 et au fur et a mesure de la production on a une déplétion qui donne une valeur 93924  $\text{sm}^3/\text{d}$  à la fin de notre prévision 2042.
- Le débit de gaz pour les Field 2 et Field 1 est :  $4.55 \times 10^5$  et  $1.77 \times 10^5$   $\text{sm}^3/\text{d}$ .
- Les pressions du fond pour les puits implantés commencent par un pression de 260 bar puis elles chutent jusqu' une valeur comprise entre 45 et 50 bar.

**V.6.6.2 Scénario 2 :**

L'implantation de trois puits Producteurs tout au long des trois Field ou l'on a une bonne accumulation de gaz.





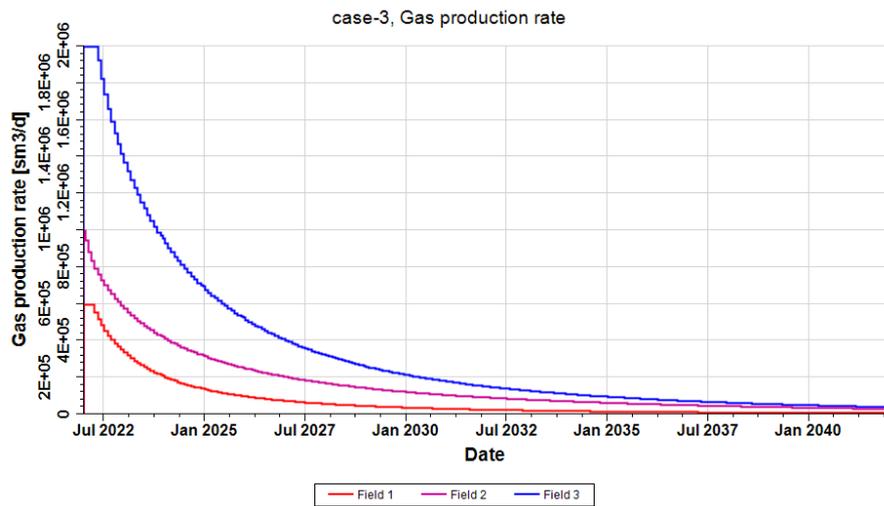
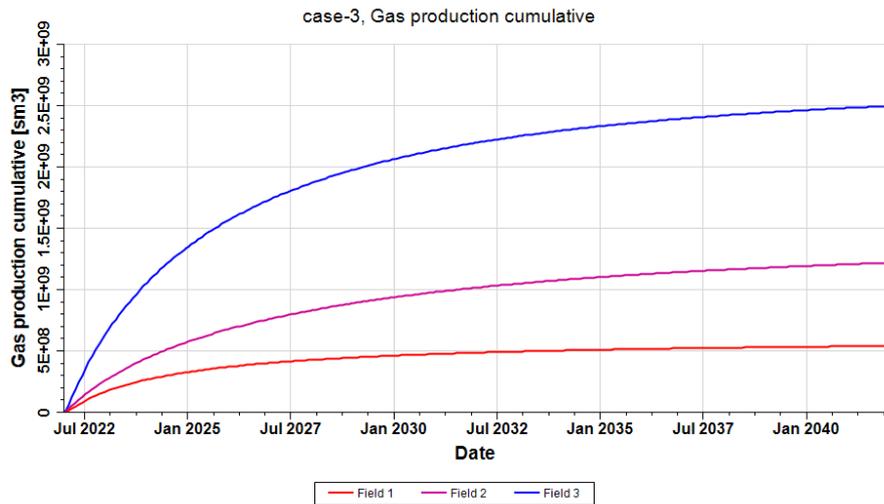
**Analyse et interprétation des résultats du scénario 02 :**

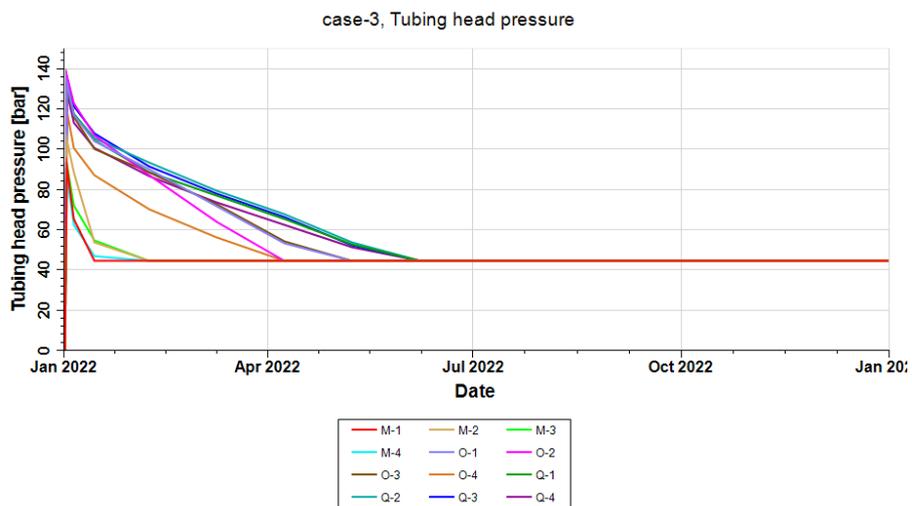
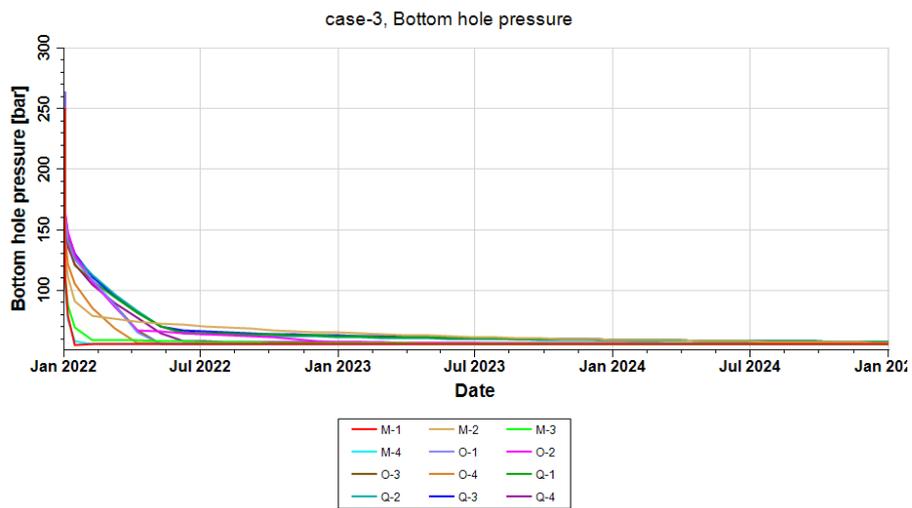
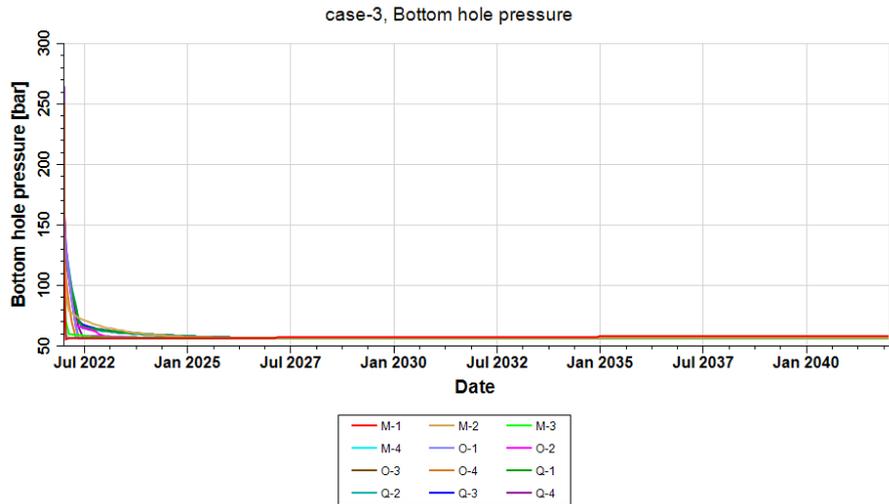
D'après les résultats présenté on remarque que :

- Les valeurs du cumule de production de gaz atteint pour le Field 1 , Field 2 et Field 3 respectivement :  $5.2362 \times 10^8$  ,  $1.1847 \times 10^9$  et  $2.3164 \times 10^9$   $\text{sm}^3$ .
- Le débit de gaz avant la déplétion pour les Field 1, Field 2 et Field 3 est donné respectivement :  $6 \times 10^5$  et  $1 \times 10^6$  et  $2 \times 10^6$   $\text{sm}^3/\text{d}$
- Les pressions du fond pour les puits implantés commencent par un pression de 260 bar puis elles chutent jusqu' une valeur comprise entre 45 et 50 bar.

**V.6.6.3 Scénario 3 :**

Sur un site constitué de trois structures, quatre puits sont implantés en essayant de respecter une certaine distance bien répartie.





**Analyse et interprétation des résultats du scénario 03 :**

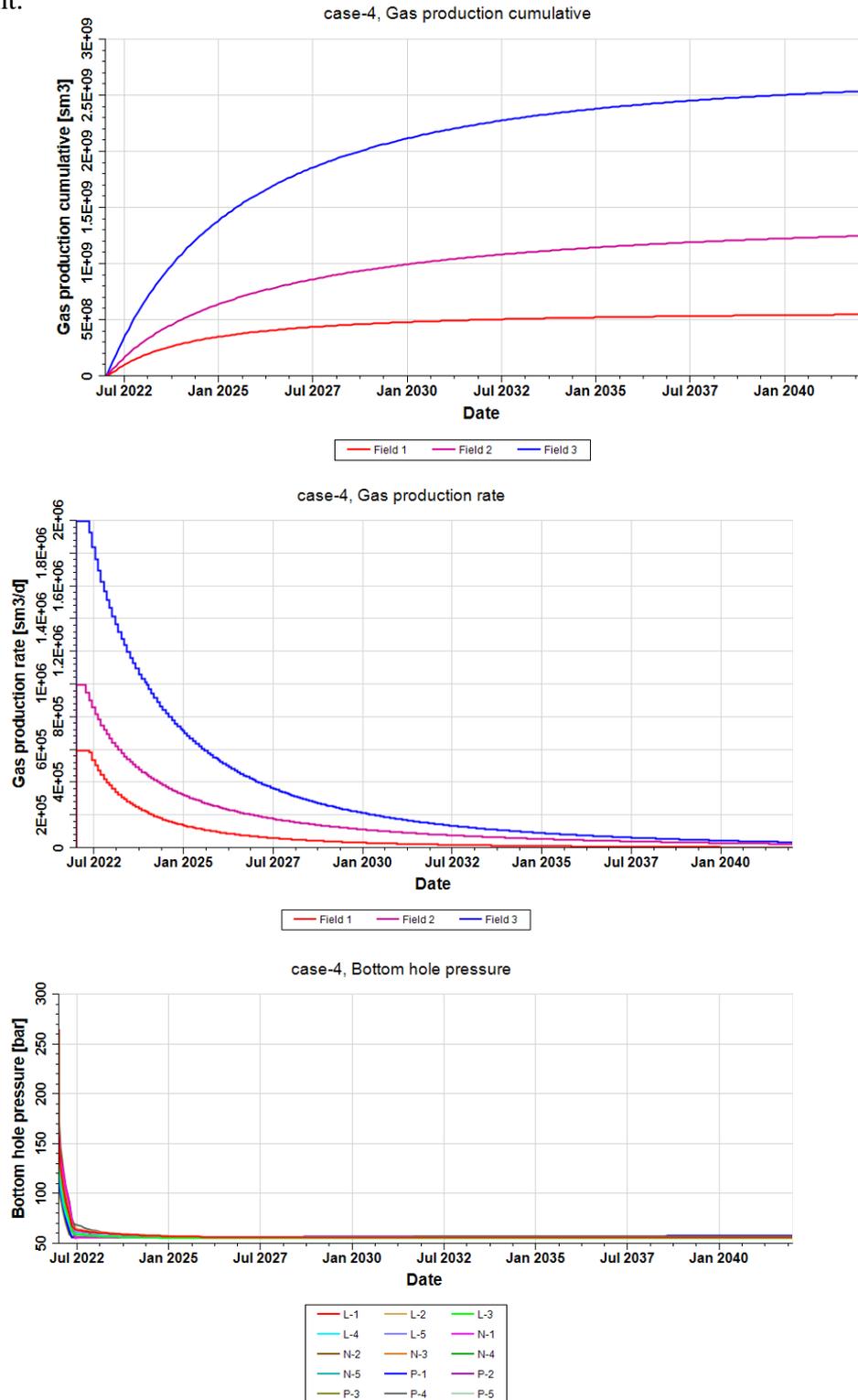
D'après les résultats présenté on remarque que :

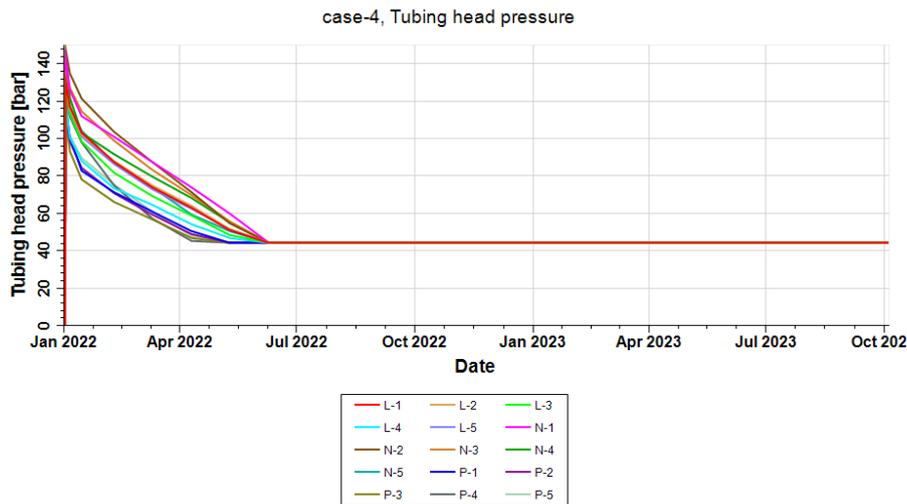
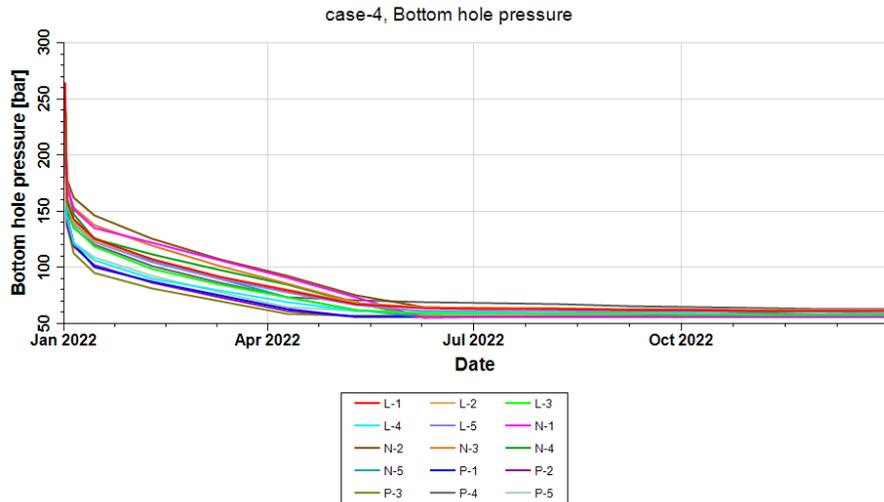
- Les valeurs du cumule de production de gaz atteint pour le Field 1 , Field 2 et Field 3 respectivement :  $5.4782 \times 10^8$  ,  $1.2255 \times 10^9$  et  $2.5044 \times 10^9$   $\text{sm}^3$ .

- Le débit de gaz au début de la production pour les Field 1, Field 2 et Field 3 est donné respectivement :  $6 \times 10^5$  et  $1 \times 10^6$  et  $2 \times 10^6 \text{sm}^3/\text{d}$
- Les pressions du fond pour les puits implantés commencent par un pression de 260 bar puis elles chutent jusqu' une valeur comprise entre 45 et 50 bar.

**V.6.6.4 Scénario 4 :**

Dans le but de tester la capacité de chaque structure cinq puits sont implantés arbitrairement.





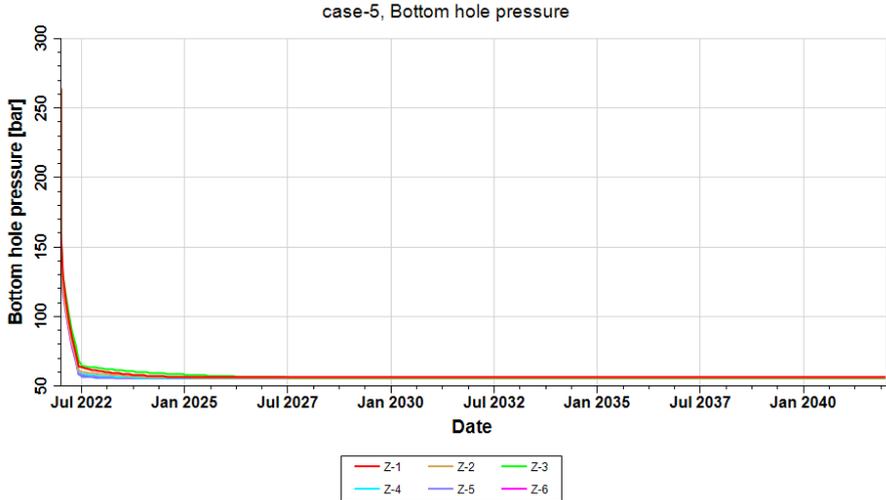
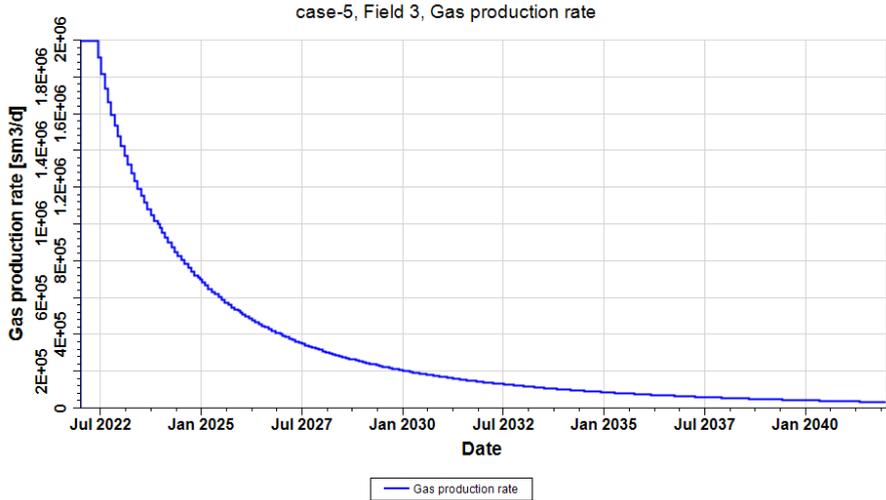
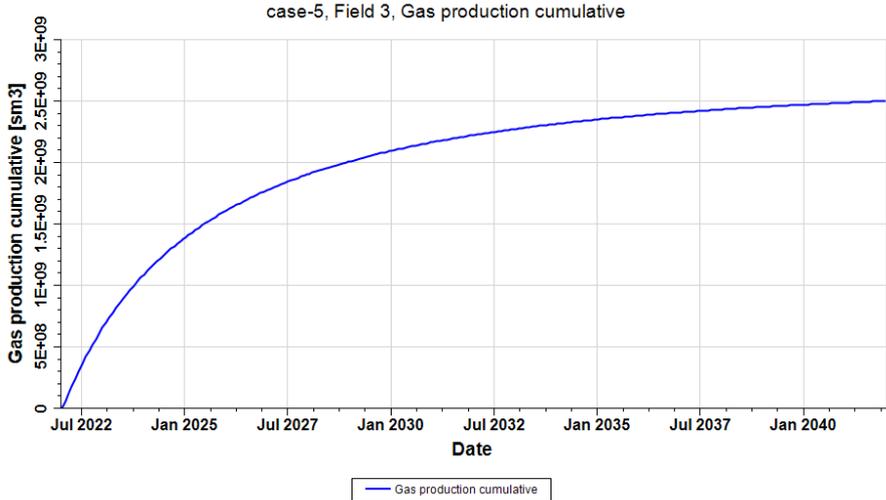
**Analyse et interprétation des résultats du scénario 04 :**

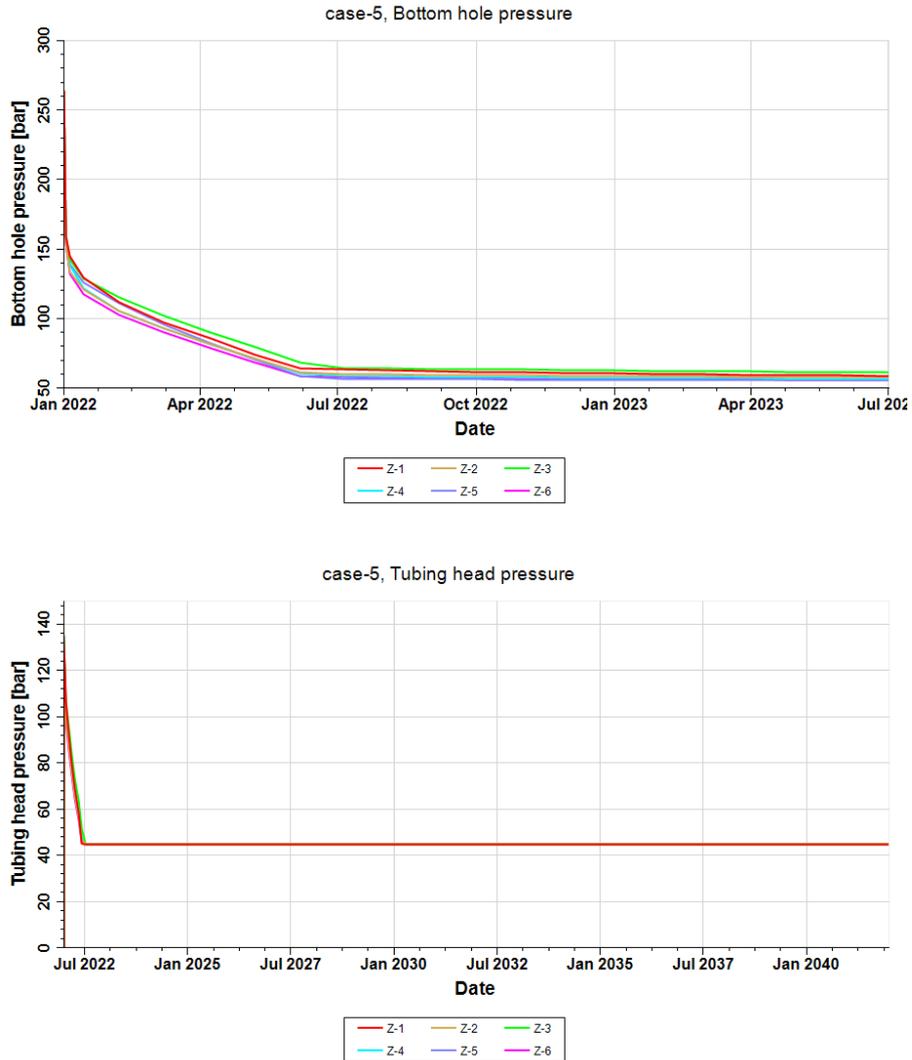
D’après les résultats présenté on remarque que :

- Les valeurs du cumule de production de gaz atteint pour le Field 1 , Field 2 et Field 3 respectivement :  $5.5278 \times 10^8$  ,  $1.2527 \times 10^9$  et  $2.5414 \times 10^9$   $\text{sm}^3$ .
- Le débit de gaz au début de la production pour les Field 1, Field 2 et Field 3 est donné respectivement :  $6 \times 10^5$  et  $1 \times 10^6$  et  $2 \times 10^6$   $\text{sm}^3/\text{d}$
- Les pressions du fond pour les puits implantés commencent par un pression de 260 bar puis elles chutent jusqu’ une valeur comprise entre 45 et 50 bar.

**V.6.6.5 Scénario 5 :**

En tenant compte du drainage de la structure 3 et de l’espacement entre les puits, l’ajout d’un sixième puits a été proposé.





**Analyse et interprétation des résultats du scénario 05 :**

D’après les résultats présenté on remarque que :

- Le cumule de production de gaz atteint une valeur pour le Field 3 égale à  $2.508 \times 10^9$   $\text{sm}^3$  Il n’ya pas une grande différence par rapport au scenario 3 et 4 dans les cumules sont :  $2.5044 \times 10^9$  et  $2.5414 \times 10^9$   $\text{sm}^3$
- On remarque que le débit du gaz atteint une grande valeur  $2 \times 10^6 \text{sm}^3/\text{d}$  au début de production janvier 2022.
- La pression de tête lors de production diminue de 132 bar jusqu’à 45 bar.

**Tableau V-7:** Le cumule de production de gaz ( $\text{sm}^3$ ).

	Field 1	Field 2	Field 3
<b>Scénario 1</b>	$3.1954 \times 10^8$	$8.8988 \times 10^8$	$1.8607 \times 10^9$
<b>Scénario 2</b>	$5.2362 \times 10^8$	$1.1847 \times 10^9$	$2.3164 \times 10^9$
<b>Scénario 3</b>	$5.4782 \times 10^8$	$1.2255 \times 10^9$	$2.5044 \times 10^9$
<b>Scénario 4</b>	$5.5278 \times 10^8$	$1.2527 \times 10^9$	$2.5414 \times 10^9$
<b>Scénario 5</b>	/	/	$2.508 \times 10^9$

**Tableau V-8:** Le débit de production de gaz (sm<sup>3</sup>/d).

	<b>Field 1</b>	<b>Field 2</b>	<b>Field 3</b>
<b>Scénario 1</b>	$4.55 \times 10^5$	$1.77 \times 10^5$	$1.6855 \times 10^6$
<b>Scénario 2</b>	$6 \times 10^5$	$1 \times 10^6$	$2 \times 10^6$
<b>Scénario 3</b>	$6 \times 10^5$	$1 \times 10^6$	$2 \times 10^6$
<b>Scénario 4</b>	$6 \times 10^5$	$1 \times 10^6$	$2 \times 10^6$
<b>Scénario 5</b>	/	/	$2 \times 10^6$

### V.6.7 Le choix technique de meilleur scénario :

Le choix technique du meilleur scénario est basé essentiellement sur plusieurs paramètres le facteur de récupération, la stabilisation de production et la pression du réservoir.

D'après les résultats obtenus, nous avons remarqué que pour Field 1 et le Field 2 le deuxième scénario est optimal par contre le Field 03 le troisième scénario est le meilleure (l'implantation de 04puits).

### V.6.8 Conclusion :

D'après les résultats des scénarios, le deuxième et le troisième scénario sont optimaux pour les trois structures présentés du côté technique mais la rentabilité du scénario qui compte est celle du point de vue économique, donc une étude économique est nécessaire pour choisir le meilleur scénario pour chaque Field de point de vue technico-économique.

**VI Chapitre 6 : Etude économique.****VI.1 Les principaux critères économiques d'un projet :****VI.1.1 Les paramètres économiques :****VI.1.1.1 La rentabilité :**

La rentabilité consiste à récupérer ses investissements et dégager des Bénéfices Nets.

**VI.1.1.2 Le Cash-Flow (flux de trésorerie) :**

C'est la capacité d'autofinancement d'une entreprise : **C.F = Recettes – Dépenses**

A la fin d'un projet, après paiement des taxes, le Net Cash-Flow (NCF) représente le Revenu Net (Net Income). Le NCF peut être positif (rentable) ou négatif (non rentable).

**VI.1.1.3 Taux d'actualisation :**

Le choix du taux d'actualisation est une variable clé de la valorisation, il reflète le coût du capital donc le taux d'intérêt du marché pour une durée comparable, ou éventuellement du taux d'inflation anticipé augmenté d'une prime de risque.

L'inflation n'est toutefois qu'une distorsion de la valeur future, car elle ne reflète que la hausse (ou la baisse, en cas de déflation) des prix induite par la politique monétaire suivie par un pays donné.

Dans le cas d'actualisation de valeurs financières, on prend pour référence le taux du marché :

- Celui de la marche monétaire pour les durées courtes,
- Celui des bons ou obligations du Trésor publique pour les durées plus longues.

**VI.1.1.4 L'amortissement de l'investissement (CAPEX) :**

L'amortissement comptable est la constatation de la diminution de valeur d'une immobilisation lors de la procédure d'évaluation.

Tout immobilisé perd de sa valeur pour des causes diverses :

- Causes naturelles : l'usure due à l'utilisation d'un objet ou la dégradation pure et simple de celui-ci.
- Raisons juridiques : l'exploitation d'un brevet ou d'une licence de fabrication n'est valable qu'un temps limité.

Les immobilisations seront portées au bilan final pour une valeur résiduelle.

**VI.1.1.5 La Valeur Actuelle Nette (VAN) :**

C'est la somme Net des Cash-Flow actualisés à un moment donné (Après paiement des taxes). Elle permet de voir si le projet est rentable ou non.

- VAN=0 :  $\sum$  CF actualisées nets =  $\sum$  I (CAPEX)
- VAN > 0 : Projet rentable
- VAN < 0 : Projet non rentable

La VAN est souvent donné par les formules suivantes :

**Cas sans emprunt :**

$$VAN = \sum CF \text{ actualisée} - \sum \text{investissement actualisée} + \text{la valeur résiduel actualisée}$$

**Cas avec emprunt :**

$$VAN = \sum CF \text{ actualisée} - \sum \text{investissement actualisée} + \text{la valeur résiduel actualisée} + \sum \text{mobilisation emprunt actualisée} - \sum \text{remboursement des emprunts.}$$

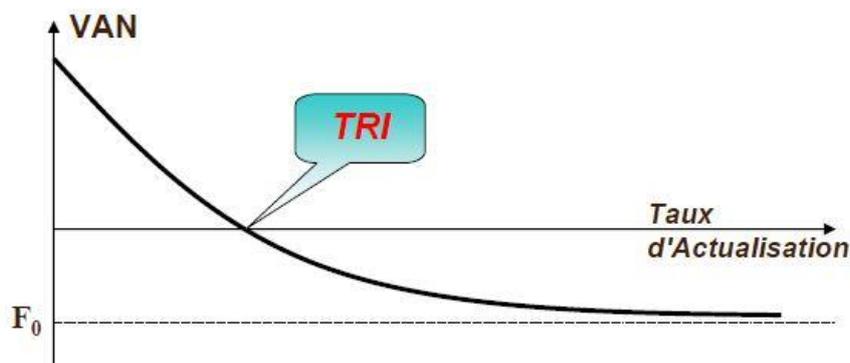
**VI.1.1.6 Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) :**

La VAN est généralement une fonction décroissante du taux d’actualisation, elle est généralement positive pour des faibles valeurs de celui-ci et négative pour les grandes valeurs. Par définition, la valeur du taux d’actualisation qui annule la VAN est appelée taux interne de rentabilité.

Le TRI est donc le taux d’actualisation maximum auquel on peut rémunérer les capitaux ayant servi à financer le projet, son calcul est généralement effectué par approximation successive :  $TRI = i_a + (i_b - i_a) \frac{VAN_a}{VAN_a - VAN_b}$

$i_a$ : VAN a → la plus petite valeur positive.

$i_b$ : VAN b → la plus grande valeur négative.



**Figure VI-1 : Le Taux de Rentabilité Interne (TRI).**

Dire qu’un projet a un TRI de 40% revient à dire que ce projet rapporte à chaque instant (année, semestres ..... ) 40% du capital investi.

Lorsque l’on veut effectuer un choix entre différents projets on applique le critère TRI maximum.

### VI.1.1.7 Le temps de récupération (Payout Time POT ou Pay Back Period) :

C'est la durée d'exploitation nécessaire pour que les revenus du projet puissent rembourser la mise de l'investissement.

Lorsque on désire de faire un choix entre plusieurs projets, on retient le projet qui présente le délai le plus court.

$$\text{Sans emprunt : } N = X_{ans} + \frac{\sum I_{actualisée} - \sum CF_{actualisée (t-1)}}{\sum CF_{actualisée (t)} - \sum CF_{actualisée (t-1)}}$$

$$\text{Avec emprunt : } N = X_{ans} + \frac{\sum (I-M)_{actualisée} - \sum (CF-R)_{actualisée (t-1)}}{\sum (CF-R)_{actualisée (t)} - \sum (CF-R)_{actualisée (t-1)}}$$

**X** : le temps de (t-1)

**R** : Somme remboursée

**M** : somme empruntée

**(t-1)** : bénéfice cumulé négatif le plus grand

**t** : bénéfice cumulé positif le plus petit

### VI.1.1.8 ERC (Enrichissement Relatif au Capital) :

L'Enrichissement Relatif en Capital ou indice de profitabilité du projet évalue la valeur tirée de l'investissement d'une unité de capital :  $ERC = \frac{VAN}{Investissement}$  ; L'entreprise définit un ratio de référence au-dessus duquel le projet étudié est acceptable.

Pour effectuer les choix d'investissements avec des ressources financières limitées, on a recours à deux méthodes simples :

- **Enrichissement Relatif en Valeur Actuelle :**

Choix entre projets indépendants : projets pris dans l'ordre d'enrichissement relatif décroissant, les uns après les autres, jusqu'à ce que « Investissement Total = Capital Disponible »

- **Cout de Rareté du Capital :**

Choix entre projets indépendants : Projets pris dans l'ordre de taux de rentabilité décroissant, les uns après les autres, jusqu'à ce que « Investissement Total = Capital Disponible »

### La phase Exploitation :

Elle peut s'étaler sur une vingtaine d'années ou plus, mais demeure moins coûteuse que la phase de développement. Les coûts d'exploitation représentent quelques 20 à 30 % de l'investissement amont. Cette phase consiste en la gestion de la vie d'exploitation du gisement, incluant le transport jusqu'à la côte.

Ces investissements peuvent être subdivisés en 2 parties :

- **Le CAPEX =  $\sum$  Coûts [Exploration + Développement]**
- **L'OPEX** : Représente les coûts opératoires (Exploitation du gisement), autrement dit : les services au niveaux des puits mise en production comme : Service slickline, Graissage, inspections, Well testing, Coild tubing ... incluent les couts de personnel et transport... (couts indirect).

**VI.1.1.9 La TRP (Taxe sur le Revenu Pétrolier) :**

Le TRP est une charge déductible de la base fiscale pour les besoins du calcul de l'Impôt Complémentaire sur le Revenu (ICR) et ce selon l'article 86 de la loi 05-07.

**VI.2 Etude économique pour la production de trois Field :**

**VI.2.1 Les hypothèses économiques :**

**Tableau VI-1:** Les hypothèses de calcul.

L'hypothèse économique	La valeur
Le taux d'actualisation	10%
Durée d'amortissement	10 ans
L'impôt (TRP)	20%
Le Prix de vente	0.28 USD / M3
Durée d'exploitation	21 ans
Début de construction	2019 (année 0)
Début d'exploitation	2022

**VI.2.2 Calcul des différents scénarios :**

On va faire une étude de rentabilité entre deux scénarios de chaque structure :

**VI.2.2.1 Field 1 :**

Comparer la rentabilité du scénario de 03 puits et celui de 04 puits, le tableau ci-dessous résume la production de 2022 jusqu'à 2042.

**Tableau VI-2:** Profils pour inputs de la production.

Année	3 puits	4 puits	3 puits	4 puits
	Gas production Field 1 (MSM3/DAY)	Gas production Field 1 (MSM3/DAY)	Gas production Field 1 (MMM3/YEAR)	Gaz production Field 1 (MMM3/YEAR)
2022	404,1691	484,30828	147,5217106	176,7725222

2023	243,8784	267,12232	89,01562695	97,4996468
2024	165,071	169,32898	60,25089675	61,8050777
2025	119,0359	117,59952	43,4481181	42,9238248
2026	89,95994	86,768861	32,83537737	31,67063427
2027	70,33596	66,716828	25,67262686	24,35164222
2028	56,44527	52,843723	20,60252465	19,2879589
2029	46,2524	42,854273	16,88212564	15,64180965
2030	38,56723	35,41805	14,07703895	12,92758825
2031	32,6151	29,722285	11,90451077	10,84863403
2032	27,9092	25,259191	10,18685727	9,219604715
2033	24,13206	21,699842	8,80820117	7,92044233
2034	21,05597	18,815794	7,685428685	6,86776481
2035	18,51865	16,446688	6,759307615	6,00304112
2036	16,40124	14,475196	5,98645406	5,28344654
2037	14,61957	12,820164	5,33614305	4,67935986
2038	13,1083	11,419432	4,78453096	4,16809268
2039	11,81476	10,222659	4,312385575	3,731270535
2040	10,69834	9,1914099	3,90489483	3,354864614
2041	9,730109	8,2984312	3,551489822	3,028927388
2042	0	0	0	0

### VI.2.2.1.1 Profils des coûts :

**Tableau VI-3:** Profils des coûts pour le cas de 03 puits.

Année	Production du gaz (MM M <sup>3</sup> )	Opex (MM\$)	Capex (MM\$)
<b>2019</b>			15
<b>2020</b>			15
<b>2021</b>			8,3
<b>2022</b>	147,5217106	1,1	
<b>2023</b>	89,01562695	0,95	
<b>2024</b>	60,25089675	0,85	
<b>2025</b>	43,4481181	0,45	
<b>2026</b>	32,83537737	0,35	
<b>2027</b>	25,67262686	0,88	
<b>2028</b>	20,60252465	0,75	
<b>2029</b>	16,88212564	0,75	
<b>2030</b>	14,07703895	0,73	
<b>2031</b>	11,90451077	0,65	

<b>2032</b>	10,18685727	0,35	
<b>2033</b>	8,80820117	0,28	
<b>2034</b>	7,685428685	0,28	
<b>2035</b>	6,759307615	0,23	
<b>2036</b>	5,98645406	0,21	
<b>2037</b>	5,33614305	0,22	
<b>2038</b>	4,78453096	0,19	
<b>2039</b>	4,312385575	0,17	
<b>2040</b>	3,90489483	0,1	
<b>2041</b>	3,551489822	0,08	
<b>2042</b>	0	0	

**Tableau VI-4:** Profils des couts pour 04 puits.

<b>Année</b>	<b>Production du gaz (MM M<sup>3</sup>)</b>	<b>Opex (MM\$)</b>	<b>Capex (MM\$)</b>
<b>2019</b>			21
<b>2020</b>			15
<b>2021</b>			15
<b>2022</b>	176,7725222	1,2	
<b>2023</b>	97,4996468	1,11	
<b>2024</b>	61,8050777	0,95	
<b>2025</b>	42,9238248	1,13	
<b>2026</b>	31,67063427	0,96	
<b>2027</b>	24,35164222	0,92	
<b>2028</b>	19,2879589	0,88	
<b>2029</b>	15,64180965	0,83	
<b>2030</b>	12,92758825	0,66	
<b>2031</b>	10,84863403	0,48	
<b>2032</b>	9,219604715	0,44	
<b>2033</b>	7,92044233	0,47	
<b>2034</b>	6,86776481	0,45	
<b>2035</b>	6,00304112	0,43	
<b>2036</b>	5,28344654	0,38	
<b>2037</b>	4,67935986	0,39	
<b>2038</b>	4,16809268	0,37	

<b>2039</b>	3,731270535	0,32	
<b>2040</b>	3,354864614	0,22	
<b>2041</b>	3,028927388	0,16	
<b>2042</b>	0	0	

**VI.2.2.1.2 Calcul du cash-flow prévisionnel :**

**VI.2.2.1.2.1 Cas 03 puits**

Les CAPEX : 2019----15.00 MM \$

2020----15.00

2021----8.00 MM \$

**Tableau VI-5:** Evolution du cash-flow cas 03 puits.

<b>Année</b>	<b>Production du gaz (MM M<sup>3</sup>)</b>	<b>Recette (MM\$)</b>	<b>Opex (MM\$)</b>	<b>Impôt (MM\$)</b>	<b>Cash-flow (MM\$)</b>	<b>Cumul CF actualisées (MM\$)</b>
<b>2022</b>	147,5217106	76	1,1	7	33	-11
<b>2023</b>	89,01562695	50	0,95	4	20	3
<b>2024</b>	60,25089675	37	0,85	2	14	11
<b>2025</b>	43,4481181	29	0,45	2	10	17
<b>2026</b>	32,83537737	23	0,35	1	8	21
<b>2027</b>	25,67262686	19	0,88	1	6	24
<b>2028</b>	20,60252465	16	0,75	0	5	26
<b>2029</b>	16,88212564	14	0,75	0	4	27
<b>2030</b>	14,07703895	12	0,73	0	3	28
<b>2031</b>	11,90451077	10	0,65	0	3	29
<b>2032</b>	10,18685727	9	0,35	-1	2	30
<b>2033</b>	8,80820117	8	0,28	2	2	30
<b>2034</b>	7,685428685	7	0,28	2	1	31
<b>2035</b>	6,759307615	6	0,23	1	1	31
<b>2036</b>	5,98645406	6	0,21	1	1	31
<b>2037</b>	5,33614305	5	0,22	1	1	31
<b>2038</b>	4,78453096	5	0,19	1	1	32
<b>2039</b>	4,312385575	4	0,17	1	1	32
<b>2040</b>	3,90489483	4	0,1	1	1	32
<b>2041</b>	3,551489822	3	0,08	1	1	32

2042	0	0	0	0	0	32
------	---	---	---	---	---	----

**VI.2.2.1.2.2 Cas 04 puits**

Les CAPEX : 2019----21.00 MM \$

2020----15.00 MM \$

2021----15.00 MM \$

**Tableau VI-6:** Evolution du cash-flow cas 04 puits.

Année	Production du gaz (MM M <sup>3</sup> )	Recette (MM\$)	Opex (MM\$)	Impôt (MM\$)	Cash-flow (MM\$)	Cumul CF actualisées (MM\$)
2022	176,7725222	49	1,2	9	40	-17
2023	97,4996468	27	1,11	4	22	-2
2024	61,8050777	17	0,95	2	14	7
2025	42,9238248	12	1,13	1	10	12
2026	31,67063427	9	0,96	1	7	16
2027	24,35164222	7	0,92	0	6	18
2028	19,2879589	5	0,88	0	5	20
2029	15,64180965	4	0,83	0	4	22
2030	12,92758825	4	0,66	0	3	23
2031	10,84863403	3	0,48	-1	3	24
2032	9,219604715	3	0,44	0	2	25
2033	7,92044233	2	0,47	0	1	25
2034	6,86776481	2	0,45	0	1	25
2035	6,00304112	2	0,43	0	1	25
2036	5,28344654	1	0,38	0	1	26
2037	4,67935986	1	0,39	0	1	26
2038	4,16809268	1	0,37	0	1	26
2039	3,731270535	1	0,32	0	1	26
2040	3,354864614	1	0,22	0	1	26
2041	3,028927388	1	0,16	0	1	26
2042	0	0	0	0	0	26

**VI.2.2.1.3 Comparaison entre les résultats obtenus de ces deux scénarios :**

Le tableau ci-dessus montre la différence entre les deux scénarios :

**Tableau VI-7:** Les indicateurs économiques pour les deux scénarios.

	<b>03 puits</b>	<b>04 puits</b>
<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>	32	26
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>	29%	23%
<b>POT "Payout time" Temps de récupération</b>	1 année après le début d'exploitation	2 années après le début d'exploitation
<b>ERC (Enrichissement Relatif au Capital)</b>	83%	51%

➤ **Discussion :**

À la lumière de ces résultats, le premier scénario 3 puits est plus rentable du fait que :

- La VAN est grande par rapport au deuxième scénario.
- Son délai de récupération est plus petit.

⇒ De la même manière, on procède au calcul pour la structure 2 et 3 (Field 2, Field 3) dont les tableaux de calculs se trouvent dans les annexes 1 et 2 respectivement.

⇒ Les résultats sont résumés ci-dessous :

### **VI.2.2.2 Field 02 :**

Sachant que :

- La production cumulée de gaz pour 2022 jusqu'à 2042 (03 puits) est : 1184,699144 MMM<sup>3</sup>
- La production cumulée de gaz pour 2022 jusqu'à 2042 (04 puits) est : 1225,873927 MM M<sup>3</sup>.

#### **VI.2.2.2.1 Calcul du cash-flow prévisionnel :**

##### **VI.2.2.2.1.1 Cas 03 puits :**

Les CAPEX : 2019----15 MM \$

2020----15 MM \$

2021----8.3 MM \$

##### **VI.2.2.2.1.2 Cas 04 puits :**

Les CAPEX : 2019----35.00 MM \$

2020----10.00 MM \$

2021----6.00 MM \$

#### **VI.2.2.2.2 Comparaison entre les résultats obtenus de ces deux scénarios :**

Le tableau ci-dessous compare entre les résultats des deux scénarios :

**Tableau VI-8:** Les indicateurs économiques pour les deux scénarios.

	<b>03 puits</b>	<b>04 puits</b>
<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>	105	100
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>	55%	46%
<b>POT "Payout time" Temps de récupération</b>	0 année après le début d'exploitation	1 année après le début d'exploitation
<b>ERC (Enrichissement Relatif au Capital)</b>	273 %	197%

➤ **Discussion :**

À partir des résultats du tableau, les deux propositions sont rentables du fait que :

- Leurs VAN sont positives.
- Leurs délais de récupérations sont différents « cas de 3 puits est plus petit que celui de 4 puits ».

Mais, le choix de cas 03 puits est indispensable car sa VAN est supérieure à celle du cas 04 puits.

**VI.2.2.3 Field 03 :**

Compare la production entre le scénario de 03 puits et celui de 04 puits et ce de 2022 jusqu'à 2042 ; Sachant que :

- La production cumulée de gaz pour 2022 jusqu'à 2042 (04 puits) est : 2316.2 MMM<sup>3</sup>
- La production cumulée de gaz pour 2022 jusqu'à 2042 (05 puits) est : 2503.9 MM M<sup>3</sup>.

**VI.2.2.3.1 Calcul du cash-flow prévisionnel :**

**VI.2.2.3.1.1 Cas 03 puits :**

Les CAPEX : 2019----25.30 MM \$

2020----8 MM \$

2021----5 MM \$

**VI.2.2.3.1.2 Cas 04 puits :**

Les CAPEX : 2019----35.00 MM \$

2020----10.00 MM \$

2021----6.00 MM \$

**VI.2.2.3.2 Comparaison entre les résultats obtenus de ces deux scénarios :**

Le tableau ci-dessous compare entre les résultats des deux scénarios :

**Tableau VI-9:** Les indicateurs économiques pour les deux scénarios.

	<b>03 puits</b>	<b>04 puits</b>
<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>	232	268
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>	76 %	77 %
<b>POT "Payout time" Temps de récupération</b>	0 année après le début d'exploitation	0 année après le début d'exploitation
<b>ERC (Enrichissement Relatif au Capital)</b>	606 %	526 %

➤ **Discussion :**

En considérant ces résultats, les deux propositions sont rentables du fait que :

- Leurs VAN sont positives.
- Leurs délais de récupérations sont courts (moins de trois ans).

Mais, le choix du cas 04 puits est meilleur car sa VAN est supérieure à celle du cas 03 puits.

**VI.3 Conclusion :**

Field	Field 01	Field 02	Field 03
Nombre des puits optimal	03 Puits	03 Puits	04 Puits

De ce fait, le meilleur scénario, du point de vue technico-économique, pour Field 01 et 02 est le deuxième scénario (implantation de 3 puits) et pour Field 03 le troisième scénario (implantation de 4 puits).

### VII Conclusion et recommandation

#### VII.1 Conclusion :

Suite à notre présente étude on peut conclure ce qui suit :

- ◆ Le Modèle statique nous informe sur la distribution des paramètres essentiels dans la roche a savoir (la porosité, Net to Gross, Perméabilité selon X,Y,Z , les mailles).
- ◆ Dans le tight l'effet d'interférence entre puits est faible.
- ◆ Le développement d'un réservoir tight est avantageux avec un déclin rapide.
- ◆ L'épuisement de la structure BAROUDA est prévu pour 2041.
- ◆ Les perforations sont bien placées par rapport au GWC.
- ◆ Le GWC reste presque inchangé donc l'aquifère n'est pas actif.
- ◆ Le scénario 3 est le plus recommandé car le taux de récupération est élevé avec 25,76% ainsi que sur le plan économique.
- ◆ La conjoncture politique des pays producteurs du gaz est un élément essentiels a prendre en compte car elle influe directement sur les prix du gaz .
- ◆ Le Volatilité des prix de gaz peut compromettre l'aboutissement d'un projets , ce qui rend la décision difficile a prendre.

#### VII.2 Recommandation :

- ◆ Le modèle statique a été construit avec peu de données ce qui augmente le fait que la structure ne soit pas exacte donc on propose de l'actualiser au fur et a mesure de forage de nouveaux puits.
- ◆ On suggère de faire un test d'interférence pour confirmer la présence de la faille et sa non-transmissibilité.

### Références

- 1- (Timimoun Rapport définitif de Découverte TEPA, 2008).
- 2- (Thèse de fin d'étude géoscience, 2007).
- 3- (H.ASEKRI et al. Géologie de l'Algérie .CRD et PED .395 pg).
- 4- (M.S. BEGHOUL .1995 -Algerian Well Evaluation conference .Schlumberger et Sonatrach)
- 5- (YAGHI.M Petroleum reservoir simulation.)
- 6- (KHALED AZIZ (1979) Petroleum Reservoir science .Applied science publishers london. )
- 7- (KHURAM .Z.M (2007) Réservoir Développement Stratégies. )
- 8- (ERTEKIN.T (2001) . Basic Applied Réservoir Simulation .Dép. Mathématique Univ.Bergen)
- 9- (XAVIER.E (2001) Géostatistique linéaire. Ecole national supérieure des mines paris).
- 10- (MATHERON.G (1969) Théorie des variables régionalisé .Ecole national supérieure des mines paris).
- 11- (MATHERON.G (1971) Theory of regionalized variables and its applications . Ecole national supérieure des mines paris).
- 12- (NOEL.A (1990) Statistics of Spatial Data. Willey Interscience publication ).
- 13- (TOTAL E&P (2007) Introduction au gisement).
- 14- (Energy charter secretariats (2004) LNG and Naturel Gas Quality standards).
- 15- (STELLA.E (2012) . Well optimisation to maximize production in the norwegian sea . Theses NTNU).
- 16- (BELAID.F et WOLF.D (2010).Analyse du risque et evaluation des projets d'investissements .8ème Conférence Internationale de modélisation et de simulation . TUNISIE).
- 17- (MESSIER.M (2006) Vers un renouveau des mécanismes Européens d'indexation des achats de gaz. Thèse HEC).
- 18- (International Energy Agency (2009). World Energy Outlook . 35ème Conférence WEO .FRANCE)
- 19- (COLLECTIF. Comptabilité générale. Les amortissements comptables. [document électronique]. )
- 20- (COLLECTIF. Journal officiel de la république Algérienne N 50. [document électronique]. Algérie, 2005)
- 21- (EDUKLUP.S.A. L'investissement. [document électronique]. 2013, )
- 22- (ACTIVITE AMT. « Résumé », Dossier WAG. Juillet 2007, p.01.)
- 23- (COLLECTIF. « Activité amont », Sonatrach une compagnie pétrolière et gazière intégrée. 2012, p. 03.)
- 24- (Direction Centrale AST. « Mise en œuvre du projet WAG », Mise à jour du développement du gisement Ourhoud. Janvier 2012, p. 11-16.)
- 25- («Etude technico-économique du projet WAG au niveau du champ Ourhoud » Umbb 2010.)
- 26- («Modélisation et optimisation du système de production du champ Ourhoud » Umbb 2010.)
- 27- (Etude la rentabilité du projet WAG au niveau du champ Ourhoud INH 2013.)
- 28- (www.sonatrach-dz.com, s.d.)

## Annexes

## Profils des inputs pour la production (Field 02) :

Annee	3 puits	4 puits	3 puits	4 puits
	Gaz production Field 2 (MSM3/DAY)	Gaz production Field 2 (MSM3/DAY)	Gaz production Field 2(MMM3/YEAR)	Gaz production Field 2 (MMM3/YEAR)
2022	696,7826	742,88418	254,325653	271,152726
2023	456,7893	492,39567	166,728095	179,72442
2024	342,158	364,65201	124,887674	133,097984
2025	269,8347	283,9226	98,4896692	103,631749
2026	219,3079	228,36763	80,0473945	83,354185
2027	182,3927	187,91747	66,5733428	68,5898766
2028	154,2152	157,44566	56,288548	57,4676659
2029	132,2888	133,88787	48,2854193	48,8690726
2030	114,8183	115,20171	41,9086941	42,0486242
2031	100,565	100,04662	36,7062287	36,5170163
2032	88,77699	87,580737	32,4036021	31,966969
2033	78,90819	77,197999	28,8014886	28,1772696
2034	70,5638	68,451362	25,7557877	24,9847471
2035	63,42213	61,010422	23,149076	22,268804
2036	57,24794	54,612983	20,8954988	19,9337388
2037	51,87862	49,085034	18,9356952	17,9160374
2038	47,18876	44,286227	17,2238989	16,1644729
2039	43,06026	40,088869	15,7169949	14,6324372
2040	39,40141	36,393923	14,3815161	13,2837819
2041	36,15033	33,129729	13,1948686	12,0923511
2042	0	0	0	0

## Profils des couts (Field 2) :

Année	3 Puits			4 Puits		
	production du gaz	Opex	Capex	production du gaz	Opex	Capex
	MM M3	MM\$	MM\$	MM M3	MM\$	MM\$
2019			15			21
2020			15			15
2021			8,3			1,03
2022	254,3256527	1,1		271,1527257	1,2	
2023	166,7280945	0,91		179,7244196	1,03	

<b>2024</b>	124,887673 7	0,62		133,097983 7	0,95	
<b>2025</b>	98,4896691 5	0,8		103,631749	0,92	
<b>2026</b>	80,0473944 5	0,74		83,3541849 5	0,95	
<b>2027</b>	66,5733428	0,69		68,5898765 5	0,82	
<b>2028</b>	56,288548	0,66		57,4676659	0,8	
<b>2029</b>	48,2854193	0,64		48,8690725 5	0,78	
<b>2030</b>	41,9086941	0,61		42,0486241 5	0,73	
<b>2031</b>	36,7062286 5	0,53		36,5170163	0,72	
<b>2032</b>	32,4036020 8	0,45		31,9669690 1	0,59	
<b>2033</b>	28,8014886 2	0,38		28,1772696 4	0,58	
<b>2034</b>	25,7557877 3	0,35		24,9847471 3	0,51	
<b>2035</b>	23,1490759 9	0,31		22,2688040 3	0,46	
<b>2036</b>	20,8954988 3	0,25		19,9337388	0,43	
<b>2037</b>	18,9356952 1	0,21		17,9160374 1	0,39	
<b>2038</b>	17,2238988 6	0,1		16,1644728 6	0,37	
<b>2039</b>	15,7169949	0,08		14,6324371 9	0,23	
<b>2040</b>	14,3815161 1	0,07		13,2837819	0,19	
<b>2041</b>	13,1948686 3	0,06		12,0923510 9	0,1	
<b>2042</b>	0	0		0	0	

**Evolution du cash-flow CAS 03 puits (Field 2) :**

<b>année</b>	<b>production du gaz</b>	<b>Recette</b>	<b>Opex</b>	<b>Impôt</b>	<b>Cash-flow</b>	<b>Cumul CF actualisées</b>
	<b>MM M3</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>
<b>2022</b>	254,3256527	71	1,1	13	57	7
<b>2023</b>	166,7280945	47	0,91	8	37	33
<b>2024</b>	124,8876737	35	0,62	6	28	50
<b>2025</b>	98,48966915	28	0,8	5	22	63

2026	80,04739445	22	0,74	4	18	72
2027	66,5733428	19	0,69	3	15	79
2028	56,288548	16	0,66	2	13	85
2029	48,2854193	14	0,64	2	11	89
2030	41,9086941	12	0,61	1	10	92
2031	36,70622865	10	0,53	1	9	95
2032	32,40360208	9	0,45	2	7	97
2033	28,80148862	8	0,38	2	6	99
2034	25,75578773	7	0,35	1	5	100
2035	23,14907599	6	0,31	1	5	101
2036	20,89549883	6	0,25	1	4	102
2037	18,93569521	5	0,21	1	4	103
2038	17,22389886	5	0,1	1	4	103
2039	15,7169949	4	0,08	1	3	104
2040	14,38151611	4	0,07	1	3	104
2041	13,19486863	4	0,06	1	3	105
2042	0	0	0	0	0	105

Evolution du cash-flow cas 04 puits (Field 2) :

année	production du gaz	Recette	Opex	Impôt	Cash-flow	Cumul CF actualisées
	MM M3	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2022	271,1527257	76	1,2	14	61	-1
2023	179,7244196	50	1,03	9	40	26
2024	133,0979837	37	0,95	6	30	45
2025	103,631749	29	0,92	3	23	58
2026	83,35418495	23	0,95	3	19	68
2027	68,58987655	19	0,82	2	16	75
2028	57,4676659	16	0,8	2	13	81
2029	48,86907255	14	0,78	1	11	85
2030	42,04862415	12	0,73	1	10	89
2031	36,5170163	10	0,72	2	9	91
2032	31,96696901	9	0,59	1	7	93
2033	28,17726964	8	0,58	1	6	95
2034	24,98474713	7	0,51	1	5	96
2035	22,26880403	6	0,46	1	5	97
2036	19,9337388	6	0,43	1	4	98

<b>2037</b>	17,91603741	5	0,39	1	4	99
<b>2038</b>	16,16447286	5	0,37	1	3	99
<b>2039</b>	14,63243719	4	0,23	1	3	100
<b>2040</b>	13,2837819	4	0,19	1	3	100
<b>2041</b>	12,09235109	3	0,1	1	3	100
<b>2042</b>	0	0	0	0	0	<b>100</b>

**Profils des inputs de production (Field 3) :**

	<b>3 puits</b>	<b>4 puits</b>	<b>3 puits</b>	<b>4 puits</b>
	<b>Gaz production Field 1 (MSM3/DAY)</b>	<b>Gaz production Field 1 (MSM3/DAY)</b>	<b>Gaz production Field 1 (MMM3/YEAR)</b>	<b>Gaz production Field 1 (MMM3/YEAR)</b>
<b>2022</b>	1209,932	1771,5632	441,62518	646,620568
<b>2023</b>	867,13951	1146,4172	316,5059212	418,442278
<b>2024</b>	681,67621	806,47133	248,8118167	294,3620355
<b>2025</b>	551,23331	599,09922	201,2001582	218,6712153
<b>2026</b>	455,25774	460,3876	166,1690751	168,041474
<b>2027</b>	381,74829	362,9095	139,3381259	132,4619675
<b>2028</b>	323,58571	291,80034	118,1087842	106,5071241
<b>2029</b>	277,0318	238,8688	101,116607	87,187112
<b>2030</b>	239,36756	198,48337	87,3691594	72,44643005
<b>2031</b>	208,42406	166,89124	76,0747819	60,9153026
<b>2032</b>	182,56151	141,73165	66,63495115	51,73205225
<b>2033</b>	160,95534	121,41361	58,7486991	44,31596765
<b>2034</b>	142,75467	104,81196	52,10545455	38,2563654
<b>2035</b>	127,25176	91,076517	46,4468924	33,24292871
<b>2036</b>	113,87813	79,582524	41,56551745	29,04762126
<b>2037</b>	102,32883	69,908405	37,35002295	25,51656783
<b>2038</b>	92,315767	61,708272	33,69525496	22,52351928
<b>2039</b>	83,555541	54,698954	30,49777247	19,96511821
<b>2040</b>	75,845282	48,663286	27,68352793	17,76209939
<b>2041</b>	69,037878	43,444126	25,19882547	15,85710599
<b>2042</b>	0	0	0	0

**Profils des couts (Field 3) :**

	<b>3 Puits</b>			<b>4 Puits</b>		
<b>Année</b>	<b>production du gaz</b>	<b>Opex</b>	<b>Capex</b>	<b>production du gaz</b>	<b>Opex</b>	<b>Capex</b>
	<b>MM M3</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM M3</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>

<b>2019</b>			25.30			35.00
<b>2020</b>			8.00			10.00
<b>2021</b>			5.00			6.00
<b>2022</b>	441,62518	1,10		646,620568	1,20	
<b>2023</b>	316,5059212	1,20		418,442278	1,10	
<b>2024</b>	248,8118167	1,16		294,3620355	0,92	
<b>2025</b>	201,2001582	0,90		218,6712153	0,85	
<b>2026</b>	166,1690751	0,92		168,041474	1,18	
<b>2027</b>	139,3381259	0,75		132,4619675	0,95	
<b>2028</b>	118,1087842	0,70		106,5071241	0,65	
<b>2029</b>	101,116607	0,65		87,187112	0,53	
<b>2030</b>	87,3691594	0,55		72,44643005	0,75	
<b>2031</b>	76,0747819	0,20		60,9153026	0,66	
<b>2032</b>	66,63495115	0,25		51,73205225	0,60	
<b>2033</b>	58,7486991	0,22		44,31596765	0,55	
<b>2034</b>	52,10545455	0,16		38,2563654	0,47	
<b>2035</b>	46,4468924	0,22		33,24292871	0,45	
<b>2036</b>	41,56551745	0,10		29,04762126	0,35	
<b>2037</b>	37,35002295	0,14		25,51656783	0,54	
<b>2038</b>	33,69525496	0,10		22,52351928	0,28	

<b>2039</b>	30,49777247	0,07		19,96511821	0,22	
<b>2040</b>	27,68352793	0,07		17,76209939	0,30	
<b>2041</b>	25,19882547	0,10		15,85710599	0,20	
<b>2042</b>	0	0		0	0	

**Evolution du cash-flow cas 03 puits (Field 3) :**

<b>année</b>	<b>production du gaz</b>	<b>Recette</b>	<b>Opex</b>	<b>Impôt</b>	<b>Cash- flow</b>	<b>Cumul CF actualisées</b>
	<b>MM M3</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>
<b>2022</b>	441,62518	124	1,10	24	99	38
<b>2023</b>	316,5059212	89	1,20	17	71	86
<b>2024</b>	248,8118167	70	1,16	13	56	120
<b>2025</b>	201,2001582	56	0,90	10	45	146
<b>2026</b>	166,1690751	47	0,92	8	37	165
<b>2027</b>	139,3381259	39	0,75	7	31	180
<b>2028</b>	118,1087842	33	0,70	6	27	191
<b>2029</b>	101,116607	28	0,65	5	23	200
<b>2030</b>	87,3691594	24	0,55	4	20	207
<b>2031</b>	76,0747819	21	0,20	3	18	212
<b>2032</b>	66,63495115	19	0,25	4	15	217
<b>2033</b>	58,7486991	16	0,22	3	13	220
<b>2034</b>	52,10545455	15	0,16	3	12	223
<b>2035</b>	46,4468924	13	0,22	3	10	225
<b>2036</b>	41,56551745	12	0,10	2	9	227
<b>2037</b>	37,35002295	10	0,14	2	8	228
<b>2038</b>	33,69525496	9	0,10	2	7	229
<b>2039</b>	30,49777247	9	0,07	2	7	230
<b>2040</b>	27,68352793	8	0,07	2	6	231
<b>2041</b>	25,19882547	7	0,10	1	6	232
<b>2042</b>	0	0	0	0	0	<b>232</b>

**Evolution du cash-flow cas 04 puits (Field 3) :**

<b>année</b>	<b>production du gaz</b>	<b>Recette</b>	<b>Opex</b>	<b>Impôt</b>	<b>Cash- flow</b>	<b>Cumul CF actualisées</b>
	<b>MM M3</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>	<b>MM\$</b>
<b>2022</b>	646,620568	181	1,20	35	145	60
<b>2023</b>	418,442278	117	1,10	22	94	124
<b>2024</b>	294,3620355	82	0,92	15	66	165

<b>2025</b>	218,6712153	61	0,85	11	49	193
<b>2026</b>	168,041474	47	1,18	8	38	212
<b>2027</b>	132,4619675	37	0,95	6	30	226
<b>2028</b>	106,5071241	30	0,65	5	24	237
<b>2029</b>	87,187112	24	0,53	4	20	244
<b>2030</b>	72,44643005	20	0,75	3	17	250
<b>2031</b>	60,9153026	17	0,66	2	14	255
<b>2032</b>	51,73205225	14	0,60	3	11	258
<b>2033</b>	44,31596765	12	0,55	2	9	260
<b>2034</b>	38,2563654	11	0,47	2	8	262
<b>2035</b>	33,24292871	9	0,45	2	7	264
<b>2036</b>	29,04762126	8	0,35	2	6	265
<b>2037</b>	25,51656783	7	0,54	1	5	266
<b>2038</b>	22,52351928	6	0,28	1	5	267
<b>2039</b>	19,96511821	6	0,22	1	4	267
<b>2040</b>	17,76209939	5	0,30	1	4	268
<b>2041</b>	15,85710599	4	0,20	1	3	268
<b>2042</b>	0	0	0	0	0	<b>268</b>