

N° Ordre/Faculté/UMBB/2018.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE 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 :

SAIDI SEFFOUANE

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Optimisation de la production par la modélisation intégrée du
champ Hassi Toumiet**

Devant le jury :

ZERAIBI Nouredine	Professeur	UMBB	Président
GARECHE Mourad	Maitre de Conférences A	UMBB	Encadrant
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
MALEK Hacène	Ingénieur Principal	Sonatrach/Exp	Examineur

Année Universitaire : 2018/2019

REMERCIEMENT

J'aimerais bien exprimer mes plus profondes gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce travail. Leur aide forte appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes du projet.

Je tiens à remercier Mr. GARECHE MOURAD, pour ses conseils, ses orientations, ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période.

Mr NECHAM TOUFIK et SOFIANE INGRACHEN de la division PED Mr BOUCHENE HOCINE de l'IAP qui m'ont énormément aidé le long de toute la période de ce travail.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de la FHC qui ont contribué à notre formation, particulièrement Mr. ZERAIBI, Mr. SAIFI, Mr. BENYOUNES, Mr. Malek et Mr. HADJEJ.

DEDICACE

A Ma grande et Petite famille

Mon père, Ma mère, Ma femme et mes Enfants

A mes enseignants de l'université

A mes collègues de travail

Résumé

L'étude proposée s'inscrit dans le cadre du développement du champ de Hassi Toumiat qui se situe au sud de Hassi Messaoud, l'objectif principal de cette étude est d'optimiser la production aux niveaux du réseau de surface, par l'approche de la modélisation intégrée.

Le principe de cette approche consiste à relier dynamiquement les différents composants de production, dans un seul modèle interactif.

Cette étude s'articule autour des axes suivants : un Calage des courbes de production en utilisant l'analyse nodale afin de modéliser correctement son comportement, obtenir un profil de production en utilisant le principe de bilan matière dans le réservoir et en final proposer des scénarios pour le design du réseau de surface en intégrant les données de production avec le modèle en surface.

Mots clé : Modélisation intégrée, Analyse nodale, Bilan matière, réseaux de surface, Optimisation.

Abstract

The proposed study is part of the development of the Hassi Toumiat field located south of Hassi Messaoud, the main objective of this study is to optimize production at the surface network levels, using the approach of integrated modeling.

The principle of this approach is to link the different production components, in a single interactive model.

This study focuses on the following axes: Calibration of production curves using nodal analysis to correct the model's behavior, obtain a production profile using the principle of material balance in the reservoir and finally propose scenarios to design the surface network by integrating the production data within a surface model.

Key words: Integrated modeling, nodal analysis, material balance, surface networks, Optimization.

ملخص

الدراسة المقترحة هي جزء من تطوير حقل حاسي ثوميات الواقع جنوب حاسي مسعود، والهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو تحسين الإنتاج على مستويات الشبكة السطحية، من خلال نهج النمذجة المتكاملة. مبدأ هذا النهج هو ربط ديناميكي مكونات الإنتاج المؤجلة، في نموذج تفاعلي واحد.

تركز هذه الدراسة على المحاور التالية: معايرة منحنيات الإنتاج باستخدام التحليل العقدي من أجل نمذجة سلوكها بشكل صحيح ، والحصول على ملف تعريف الإنتاج باستخدام مبدأ توازن المواد في الخزان واقتراح السيناريوهات أخيرًا لتصميم الشبكة السطحية من خلال دمج بيانات الإنتاج مع نموذج السطح.

الكلمات المفتاحية: النمذجة المتكاملة، التحليل العقدي، توازن المواد، الشبكات السطحية، السيناريوهات

SOMMAIRE

Introduction	1
Chapitre I : Cadre géologique et géographique de la zone d'étude.....	3
1.1 Présentation du champ Hassi Toumiat	3
1.2 Aspect stratigraphique	4
1.3 Aspect pétrolier.....	9
1.3.1 Roche mère.....	9
1.3.2 Les roches réservoirs.....	9
1.3.3 Les roches couvertures	11
1.3.4 Les pièges.....	11
1.3.5 Migration des hydrocarbures.....	12
1.4 Conclusion.....	12
Chapitre 2 : Estimation des réserves et bilan matière	13
2.1 Introduction	13
2.2 Estimation des réserves en place	13
2.3 La Méthode Volumétrique	13
2.4 Le bilan matière.....	14
2.5 Hypothèses et simplifications	15
2.5.1 Pression	15
2.5.2 Température	15
2.5.3 Données de production	15
2.6 Calcul du bilan matière	15
2.6.1 Equation de bilan matière	15
2.6.2 Soutirage.....	16
2.6.4 Expansion du gaz dissous.....	16
2.6.5 Expansion du gaz cap.....	17
2.6.6 Compaction de la roche et l'expansion de l'eau interstitielle	17
2.7 Linéarisation de l'équation du bilan matière (méthode de Havelina & Odeh)	18
2.7.1 Réservoir d'huile sous-saturée (déplétion volumétrique)	19
2.7.2 Réservoir d'huile saturée (déplétion volumétrique)	20
2.7.3 Réservoir d'huile saturée avec un gaz cap	20
2.7.4 Réservoir d'huile lié à un aquifère	23
2.8 Les Réserves	24
2.9 MER « Maximum Efficient Rate ».....	25

2.10	Le taux de récupération	26
Chapitre 3 : L'analyse nodale		27
3.1	Introduction.....	27
3.2	Importance de l'analyse nodale	27
3.3	Concept de l'analyse nodale	28
3.4	Procédé d'application de l'analyse nodale	29
3.5	Utilité de l'analyse nodale dans l'optimisation et la production	31
3.6	Les différentes positions des nœuds	32
3.7	Inflow Performance Relationship IPR.....	33
3.7.1	Méthode d'indice de productivité	35
3.7.2	Méthode de Vogel	36
3.7.3	Modèle de Fetkovich	37
3.7.4	Vertical lift performance	38
3.9	Méthodes de calcul des pertes de charge	39
3.10	Ecoulement multiphasique	41
3.11	Les différents modèles de l'écoulement multiphasique	44

Chapitre 4 : Réseau de surface

4.2	Introduction	46
4.2	L'arbre de Noël (Tête de production).....	46
4.3	Collecte des hydrocarbures	47
4.4	Réseau de collecte.....	49
4.4.1	Liaisons individuelles.....	50
4.4.2	Liaisons par collecteurs	50
4.4.3	Autre types de réseau de collecte	52
4.5	Collectes enterrées et aériennes.....	52
4.6	Les accessoires des collectes	53
4.7	Ecoulement multiphasique dans le pipeline	55
4.8	Ecoulement multiphasique dans la duse	57
4.9	Critères de dimensionnement des canalisations pour les fluides multiphasiques.....	58

Chapitre 5 : La modélisation intégrée

5.1	Objectif et principe de la modélisation intégrée.....	60
5.2	Application de la modélisation intégrée	61
5.3	Présentation des logiciels de la modélisation utilisée.....	62

Chapitre 6 : Modélisation et analyse des résultats

6.1	Introduction.....	66
6.2	Modélisation puits et courbe VLP en utilisant Prosper	66
6.2.1	Modélisation PVT	66
6.2.2	Données réservoir	70
6.2.3	La complétion du puits	71
6.2.4	Choix de corrélation pour l'écoulement vertical	72
6.2.5	Générer les VLP.....	74
6.3	Model réservoir et profil de production (Mbal)	75
6.3.1	Introduction des données	75
6.3.2	Les courbes des perméabilités relatives	76
6.4	Optimisation du réseau de surface en utilisant GAP	77
6.4.1	Les élévations.....	78
6.4.2	Modélisation sur GAP	79
6.4.3	Les Scénarios d'optimisation	80
6.4.5	Installation d'une pompe multiphasique.....	82
6.4.6	Installation des pompes ESP	84
6.4.7	Etude économique sur le choix des pompes	85
	Conclusion	87
	Recommandations.....	88

Liste des figures :

Figure 1.1 Localisation du champ de Hassi Toumiat	3
Figure 1.2 Le champ de Hassi Toumiat par rapport au périmètre Hassi Dzabat	4
Figure 1.3 Colonne stratigraphique type du champ de Hassi Toumiat	8
Figure 1.4 Coupe géologique montrant le réservoir Quartzite de Hamra.....	10
Figure 2.1 Changement de volume dans un réservoir associé à une chute de pression.....	16
Figure 2.2 Ligne droite $F=f(E_o+E_g)$	20
Figure 2.3 Ligne droite $F=f(E_o+mE_g)$	21
Figure 2.4 Ligne droite $F/N-E_o=f(E_g)$	22
Figure 2.5 La courbe $F/E_o = f(E_g/E_o)$	23
Figure 2. 6 Détermination de paramètres d'aquifère par la méthode de Havlena-Odeh.....	23
Figure 3.1 Les pertes de charges possibles dans le système de production.....	28
Figure 3.2 Courbes du point de fonctionnement.....	29
Figure. 3.3 Les différentes positions des nœuds.....	31
Figure 3.4 L'effet du diamètre du flow line.....	32
Figure 3.5 L'effet du déclin de pression au niveau du réservoir.....	33
Figure. 3.6 La courbe IPR Pression de fond en fonction de débit.....	34
Figure 3.7 IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.....	36
Figure 3.8 La courbe de performance verticale (VLP).....	38
Figure 3.9 schéma représentatif du liquid holdup.....	41
Figure 4.1 Tête de Puits.....	42
Figure 4.2 Pipelines.....	43
4.4.2 Liaisons par collecteurs.....	50
Figure 4.4 Collecte par manifold satellites.....	51
Figure 4.5 Les manifolds.....	54
Figure 4.6 Carte de configuration d'écoulement de Mandhane et al (1974)	55
Figure 4.7 types d'écoulements rencontrés en conduite horizontale.....	56
Figure 4.8 Les régimes d'écoulement à travers la duse.....	58
Figure 4.9 Schéma explicatif de l'érosion.....	60
Figure 5.1 Schémas globale de la modélisation intégrée.....	61

Figure 6.1 Calage des données PVT.....	67
Figure 6.2 Choix de corrélation PVT.....	68
Figure 6.3 Application de la corrélation PVT.....	69
Figure 6.4 R_s En fonction de la Pression	69
Figure 6.5 La courbe IPR.....	71
Figure 6.6 Complétion du puits HTM 1.....	72
Figure 6.6 Données du test puits HTM 1.....	73
Figure 6.7 Choix de la corrélation VLP.....	73
Figure 6.8 VLP vs IPR du puits HTM 1.....	74
Figure 6.9 sensibilité des Courbes VLP.....	75
Figure 6.10 Donnée globale du champ.....	75
Figure 6.11 : Courbe de perméabilité relative.....	76
Figure 6.12 Profil de Production Mbal.....	77
Figure 6.13 Exemple d'élévations pour le trunkline MFD2 vers Usine.....	78
Figure 6.14 Schéma globales des installations de surface avec le puits (GAP).....	79
Figure 6.15 Résultats des sensibilités des pipelines.....	80
Figure 6.16 Vitesse critique.....	81
Figure 6.17 Pompe multiphasique.....	82
Figure 6.18 Résultats de la pompe multiphasique.....	83
Figure 6.19 Résultats de la pompe ESP.....	84

Liste des tableaux :

Tableau 3.1 : Classification des corrélations de perte de charge.....	45
Tableau 6.1 Donnée PVT	66
Tableaux 6.2 : Test laboratoire PVT	67
Tableau 6.3 : récapitulatif des données réservoir	70
Tableaux 6.4 Résultats des pompes.....	85
Tableau 6.5 Calcule de la VAN pour le cas 12 pompes.....	86
Tableau 6.6 Comparaison entre les VAN des scénarios pompes ESP.....	86

Nomenclature:

API: American Petroleum Institute.

IPM: Integrated production modelling.

K: Perméabilité .

Ka : Perméabilité absolue ou spécifique.

Ke : Perméabilité effective.

Kw : la perméabilité effective à l'eau.

Ko : la perméabilité effective à l'huile.

Kg : la perméabilité effective au gaz.

Kr : Perméabilité relative.

K: Perméabilité relative de l'huile.

Krw : Perméabilité relative de l'eau.

Krg : Perméabilité relative du gaz.

φ : la porosité.

μ : viscosité.

Pr : Réservoir pressure.

P: Well fond pressure.

J : l'indice de productivité.

: Le débit d'huile.

qOmax : Débit maximal d'huile.

IP : Indice de Productivité.

IPR: Inflow Performance Relationship.

VLP: Vertical Lift Performance.

OOIP: Original Oil in Place.

OGIP: Original Gas in Place.

1P : Les réserves prouvées.

2P : Les réserves probables.

3P : Les réserves possibles.

hu : la hauteur utile.

: la hauteur totale.

(toit): la surface de toit.

(mur): la surface de mur.

VR : Volume Rocheux.

NP : Production d'huile cumulée.

: GOR de production.

: Production d'eau cumulée.

: Facteur Volumétrique du fond d'eau.

WC: Water Cut.

DDI: Déplétion Drive Index

RF: Recovery Factor.

MER: Maximum Efficiency Rate.

MBAL: Material Balance

PVT : pressure, volume, température.

Pb : Pression de bulle.

Ps: Pression de saturation.

FVF : Formation volume Facteur.

Bo : Le facteur de formation d'huile.

Bod : facteur volumétrique différentiel de l'huile.

Btd : facteur de volume total relatif.

Bg : facteur de volume de formation de gaz.

GOR : gas-oil ratio.

Introduction

Un plan de développement robuste permet une meilleure exploitation du champ en maximisant la production dans le but de maximiser les bénéfices économiques. Ce n'est pas aussi facile d'obtenir un plan de développement efficace, c'est une étape très délicate et sensible : plusieurs études à faire, des contraintes à prendre en compte et des risques à traverser, tous cela augmente les incertitudes sur les décisions prises.

Afin d'assister les spécialistes dans l'élaboration du meilleur plan possible, des méthodes de simulation et de modélisation sont employées. Elles permettent une évaluation meilleure des scénarios choisis et donc améliorent le processus de prise de décision.

La rentabilisation optimale d'un projet nécessite de connaître les réserves récupérables et le potentiel de productivité des puits, afin d'établir une stratégie de développement de champ sur laquelle vient s'appuyer l'ingénierie de réservoir et de système de production.

L'un des facteurs permettant d'atteindre cet objectif est l'efficacité du système de production, une étude qui doit être faite pour optimiser son fonctionnement et avoir un modèle fiable. Pour cela, il est nécessaire de modéliser les trois composantes principales du système de production à savoir : le réservoir, le puits et le réseau de surface.

La modélisation de tel système se fait par partie, à savoir la partie réservoir-puits et la partie réseau de surface. Actuellement, une nouvelle pratique dans le domaine pétrolier commence à se répandre; il s'agit de la modélisation intégrée. C'est une méthode utilisée pour le dimensionnement du réseau de surface que l'on a appliqué dans notre cas pour le développement du champ Hassi Toumiet. C'est une approche qui permet de prendre en considération toutes les contraintes du système de production pour la modélisation en regroupant toutes ses composantes : réservoir, puits et réseau de surface, dans un seul modèle interactif.

Dans ce contexte, nous avons étudié le système de production du champ Hassi Toumiet composé de 12 puits dont 6 puits forés tous simplement et 6 autres sont implantés de façon fictive (non réalisés). Cette étude nous a permis de voir l'impact de la modélisation intégrée sur le profil de production en comparant les résultats obtenus aux prévisions de

production. A cet effet, plusieurs scénarios ont été envisagés pour optimiser la production du champ suivie d'une étude économique du meilleur scénario possible.

Pour atteindre cet objectif, nous avons structuré notre mémoire de façon à faciliter au lecteur l'exploitation de ce manuscrit comme suite :

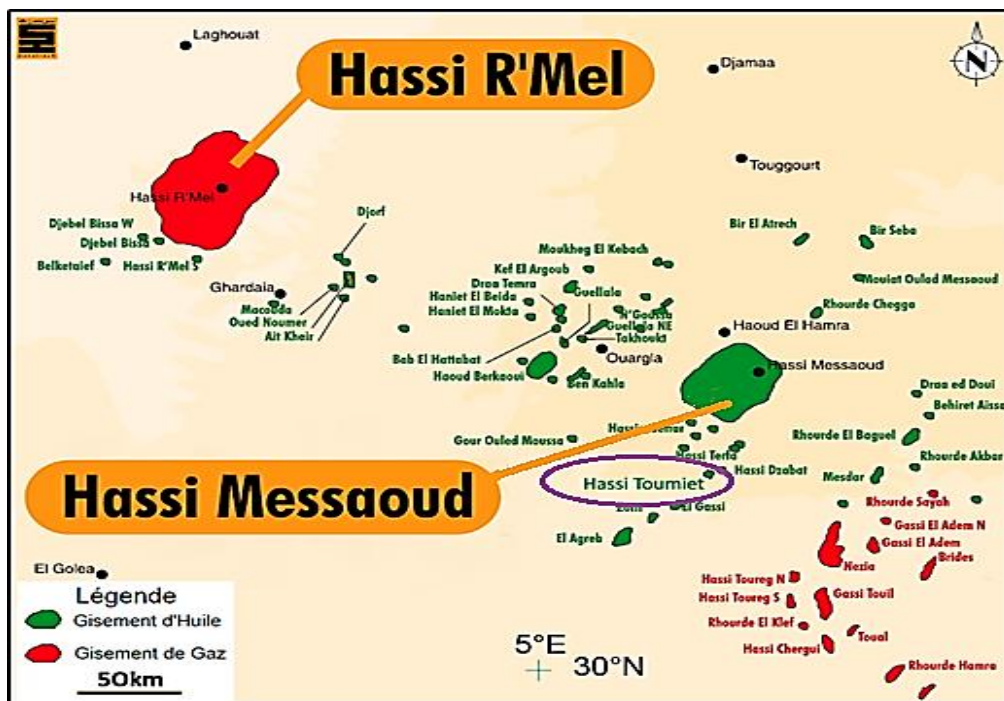
Après une introduction générale où est formulée notre problématique à traiter, le chapitre 1 expose une brève description du champ de Hassi Toumiet. Le chapitre 2 présente une notion sur l'estimation des réserves et bilan matière appliquée à notre champ. Le chapitre 3, expose l'analyse nodale, une technique généralement utilisée dans les problèmes d'optimisation de la production au niveau du réservoir-puits appliquée à notre problème. Le chapitre 4 est consacré au réseau de surface. Le chapitre 5 présente un aperçu sur l'intérêt de la modélisation intégrée. Le chapitre 6 aborde d'une part, l'application de la modélisation intégrée pour le développement de notre champ en utilisant les différents outils de calcul à savoir les logiciels ; Mbal, Prosper et Gap et d'autre part, l'analyse des résultats obtenus à partir des différents scénarios envisagés dans le but d'optimiser la production et suivi d'une étude économique très restrictive du meilleur scénario possible.

Enfin, nous terminons notre étude par quelques conclusions, les recommandations et les perspectives de ce travail.

Chapitre I : Cadre géologique et géographique de la zone d'étude

1.1 Présentation du champ Hassi Toumiet :

Le champ de Hassi Toumiet est situé dans la périphérie sud de Hassi Messaoud à environ 80 km, il s'étend sur le périmètre de Hassi D'zabat (blocs 426 - 427 et 439). en 2010, sa structure a été mise en évidence par Sonatrach /Exploration en effort propre, suite aux résultats positifs du puits HTM-1.

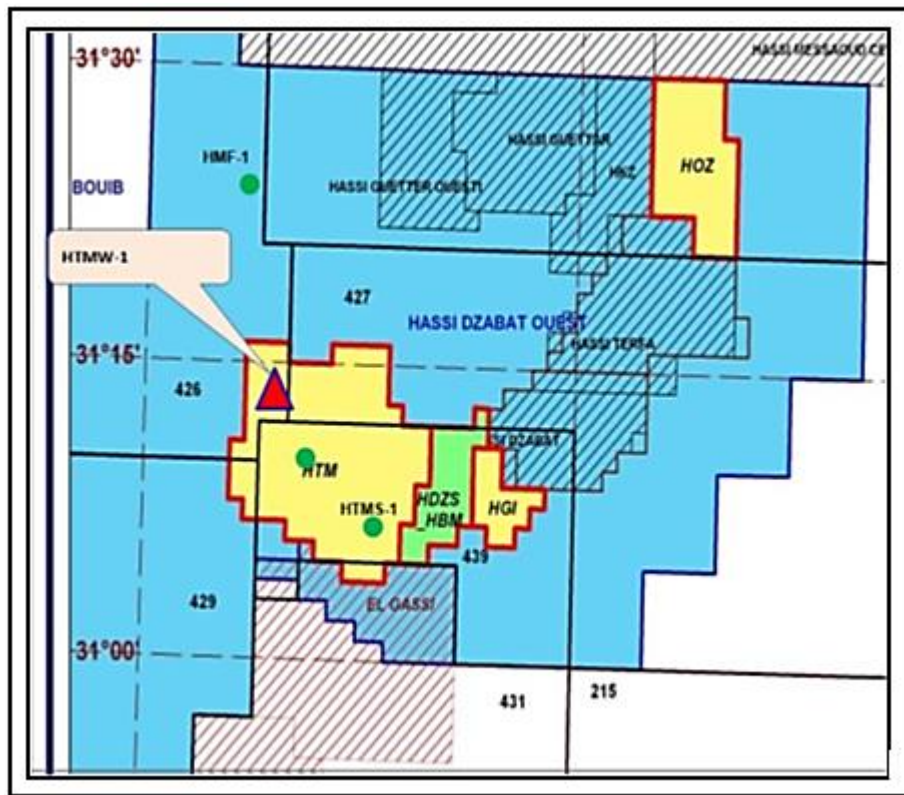


Source [WEC,Shlumberger,Sonatrach,2010]

Figure 1.1 Localisation du champ de Hassi Toumiet.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud dont le gisement de Hassi Toumiet fait partie, est constituée de zones faillées formant ainsi des horsts et des grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au champ de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

La structure est située entre La longitude 5°30' et 6°30' Ouest et la latitude 30°50' et 31°40' Nord.[1]



Source : Rapport implantation, Sonatrach, 2014

Figure 1.2 Le champ de Hassi Toumiet par rapport au périmètre Hassi Dzabat.

La structure de Hassi Toumiet est située dans le bassin Triasique, sur le trend d'El Gassi-El Agreb-Hassi Messaoud, ses limites géologiques sont :

- Le champ de Hassi Tarfa au Nord..
- Le champ de Hassi Dzabat Sud à l'Est.
- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb - El Gassi plus au Sud.

1.2 Aspect stratigraphique :

La description de haut en bas de la colonne stratigraphique traversée selon le puits HTM 1 est comme suit:

- **MIO-PLIOCENE** : (0 – 150m)
- **Eocène** : (150– 260 m) :
Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomies blanche et fines passées d'argile grise
- **CRETACE** : (260 à 2055 m)
 - **Sénonien** : (260 à 842 m)
 - **Sénonien Carbonaté** (260 à 445 m) :
Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.
 - **Sénonien Anhydritique** (445 à 665 m) :
Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite.
 - **Sénonien salifère** (665 à 842 m) :
Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.
 - **Turonien** (842 à 948 m) :
Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.
 - **Cénomaniens** (948 à 1149 m) :
Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.
 - **Albien** : (1149 à 1534 m) :
Grès fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.
 - **Aptien** : (1534 à 1557 m) :
Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.

- **Barrémien** : (1557 à 1917 m) :
Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.
- **Néocomien** : (1917 à 2055 m) :
Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.
- **JURASSIQUE** (2055 à 3296 m) :
 - **Malm** : (2055 à 2255 m) :
Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite.
 - **Dogger** (2255 à 2570 m)
 - **Dogger Argileux** (2255 à 2490 m) :
Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.
 - **Dogger Lagunaire** :
(2490 à 2570 m) Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.
 - **LIAS** : (2570 à 3296 m)
 - **Lias Anhydritique (LD1 + LS1)** (2570 à 2715 m) :
Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.
 - **Lias Salifère (LD2+LS2)** (2715 à 2815 m) :
Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argiles brunes – rouge de marne et de dolomie.
 - **Horizon " B " (LD3)** (2815 à 2845 m) :
Calcaire gris argileux et argile grise à brune.
 - **Lias S1 + S2** (2845 à 3056 m) :
Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.
 - **Lias S3** (3056 à 3236 m) :
Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.
 - **Lias Argileux** (3236 à 3296 m) :

Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

- **Dépôts Paléozoïques :**

- **Ordovicien (3296 à 3480 m)**

- **Quartzites de Hamra :**

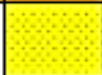
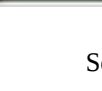
(3296 à 3365 m) : Grés gris – clair à gris –blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur. Passées d’argile –noir indurée silteuse.

- **Grés d’El – Atchane :**

(3365 à 3375 m) Grés gris –blanc, fin à moyen silico – quartzitiques localement glauconieux, intercalé d’argile grise indurée, silteuse.

- **Argiles d’El – Gassi :**

(3375 à 3480 m) Argile grise à gris – foncé, induré, silteuse, micacée, avec fines passées de grés gris clair silico-argileux.[1]

Age	Profondeur	EPS	Etage	Stratigraph	Lithologie
TERTIAIRE	8	150	Mio-Pliocène		Sable blanc moyen à grossier .
	158	110	Eocene		Sable calcaire à silex
CRETACE	268	185	Sénonien Carbonaté		calcaire et dolomie
	453	220	Sénonien Anhydrique		Anhydrite et dolomie
	873	177	Sénonien Salifère		Sel massif incolore à blanc
	850	106	Turonien		Calcaire crayeux
	958	201	Cénomaniens		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne
	1157	385	Ablen		Grès fin à moyen et intercalation d'argile et de sable grossier à la base
	1542	23	Aptien		Dolomie et marne
	1565	360	Barremiens		Sable fin à grossier, passées de dolomie calcaire, marne et anhydrite.
	1825	138	Néocomien		Alternance d'argile légèrement dolomitique et de grès fin
JURASSIQUE	2063	200	Malm		Argile silteuse à intercalation de dolomie, calcaire et marne
	2263	235	Dogger Argileux		Argile indurée, dolomie grès et anhydrite.
	2498	80	Dogger Lagunaire		Anhydrite et dolomie avec passées d'argile silteuse
	2578	55	Lias Anhyd.(LD1)		Anhydrite et argile
	2633	90	Lias Anhyd.(LS1)		Sel + Argile
	2723	50	Lias Salif.(LD2)		Anhydrite et argile
	2773	50	Lias Salif.(LS2)		Sel + Argile
	2823	30	M.S		Argile et Dolomie
	2853	211	Lias S1-S2		Sel rose massif à la base avec passées d'argile plastique indurée et anhydrite
	3064	180	Lias S3		Sel massif incolore à blanc
	3244	60	Lias Argileux		Argile brun rouge parfois salifère
ORDOVICIEN	3304	69	Quartzites de Hamra		Grès gris blanc et quartzitique
	3373	10	Grès El Alchane		Grès gris et argile
	3383	105	Argile d'El Gassi		Argile grise indurée et silteuse

Source : Rapport implantation, Sonatrach, 2014

Figure 1.3 Colonne stratigraphique type du champ de Hassi Touniet.

1.3 Aspect pétrolier :

La région de Hassi Toumiet est très perspective de par sa position dans un environnement pétrolier très favorable, ainsi que par les résultats positifs obtenus.

1.3.1 Roche mère

La principale roche mère connue sur toute la plate-forme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs cambro - ordoviciens et triasiques de la région.

La migration des hydrocarbures dans cette zone est essentiellement de longue distance à travers la surface de la discordance hercynienne, les failles ainsi que les drains triasiques et cambriens. Le remplissage de la structure de Hassi Toumiet Ouest -1 (HTMW - 1) se fera selon les mêmes mécanismes qui ont régi la mise en place des huiles dans les structures de Hassi – Messaoud, HTM et HTMS. [2]

1.3.2 Les roches réservoirs :

Dans toute la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV) dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (U III-1, U III-2, U III-3). Dans notre secteur d'étude, le réservoir Ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (U III-1) et les quartzites de Hamra (U III-2), qui représente le seul intérêt pétrolier dans notre zone d'étude.

Description du réservoir Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien :

Ce sont des grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massif, compacts et durs, A noter la présence de tigillites et de skolithos, présence de fissures subverticales à sub horizontales semi ouvertes à fermées.

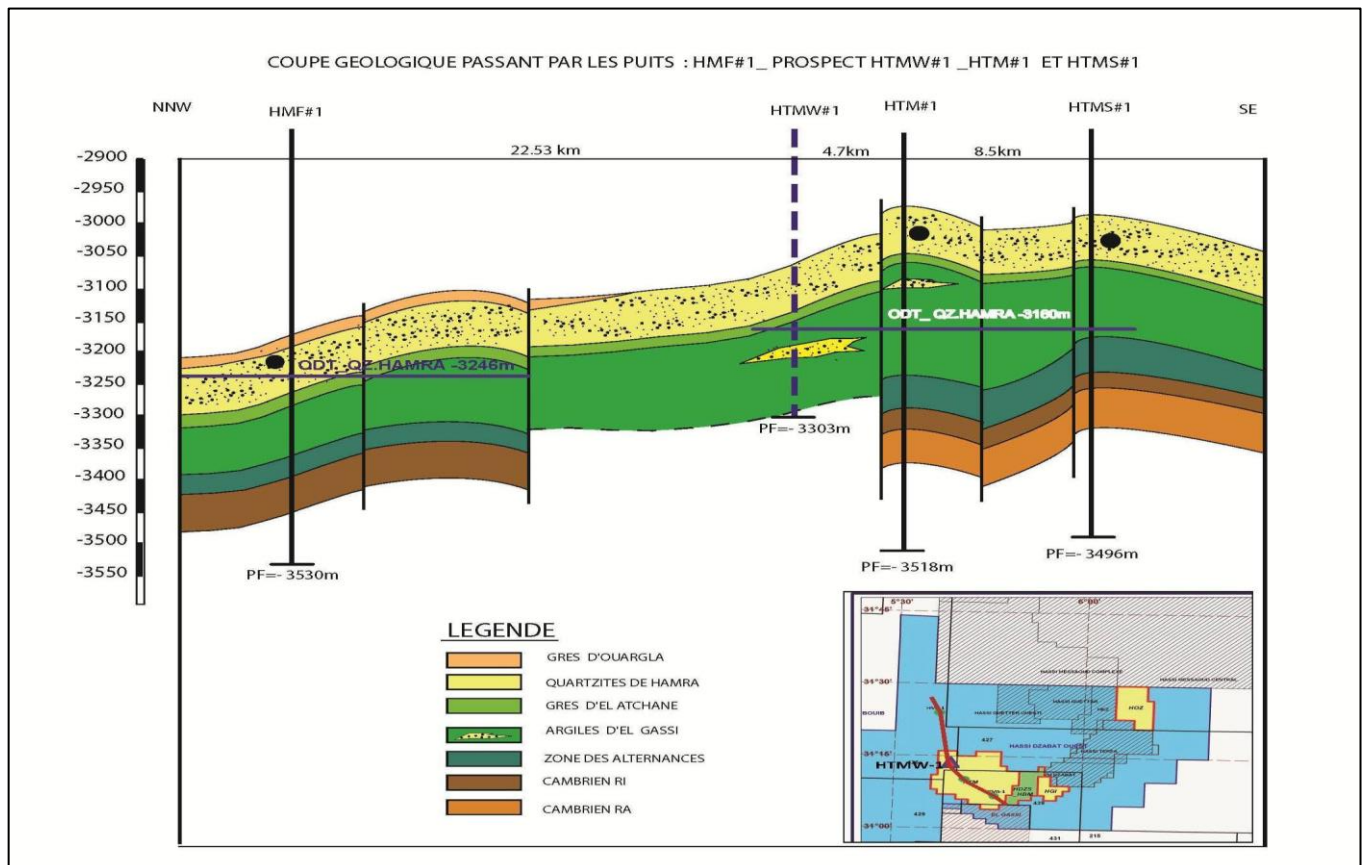
Résultats d'analyses pétro physiques des carottes du Puits HTM-1 :

<i>Epaisseur totale (m)</i>	<i>Epaisseur utile (m)</i>	<i>Porosité %</i>	<i>Perméabilité (mD)</i>	<i>SW %</i>
85	53	07	0.1	20

Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) productif d'huile dans les gisements de Hassi Guettar, Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Hassi Toumiet, est caractérisé par des débits qui varient de 3 à 12.23 m³ / h d'huile.

Le Cambrien :

Le réservoir cambrien (Ri + Ra) au niveau des puits HTM-1 et HTMS-1, s'est révélé compact à aquifère (d'après diagraphies).



Source : Rapport implantation, Sonatrach, 2014

Figure 1.4 Coupe géologique montrant le réservoir Quartzite de Hamra

1.3.3 Les roches couvertures :

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure (les roches éruptives) du Trias serviront de couverture celà en assurant une étanchéité pour les réservoirs Ordoviciens, tandis que l'épaisse série des argiles d'El Gassi et les intrusions s'y trouvant intercalées forment une couverture remarquable assurant ainsi une étanchéité parfaite à l'ensemble des réservoirs Cambriens.

1.3.4 Les pièges :

Le forage Hassi Toumiet Ouest-1, est implanté sur un des compartiments mis en évidence dans l'Upside Sud- Ouest de Hassi D'Zabat, délimité par un réseau de failles de direction principale NE-SW compliqué par un réseau de failles de direction E-W.

Cette structure est définie comme étant un piège de type structural Comme elle présente une structuration similaire à celle des HTM, à savoir une structuration hercynienne avec une composante mésozoïque (Autrichienne) de moindre importance.

Le top du réservoir Quartzites de Hamra à HTMW-1 se situerait à -3119m soit 104 m plus bas par rapport à HTM-1 et 179m plus haut par rapport à HMF-1

1.3.5 Migration des hydrocarbures :

Les accumulations en hydrocarbures du gisement de Hassi Toumiat sont générées lors de l'évolution en fenêtre à huile au début du Crétacé des argiles radioactives du Silurien. Ces huiles présentent les mêmes caractéristiques géochimiques que celles rencontrées à Hassi Messaoud ; les corps gréseux et la surface d'altération de la discordance hercynienne ont servi de chemin de migration vers les pièges constituant les accumulations actuelles Cambro-Ordoviciennes et même Trias. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de faille.

1.4 Conclusion :

L'intérêt pétrolier de cette région est intimement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable.

Les découvertes d'huile obtenues dans les puits HTM et HTMS, font de cette zone après celle de HTF_HDZ, la plus intéressante et potentielles du périmètre de HDZ .

Le Cambrien Ri/Ra 'aquifère' ne constitue pas un objectif pétrolier comparativement au réservoir Ordovicien Quartzites de Hamra qui demeure l'objectif principal dans le périmètre de Hassi D'zabat.

Le réservoir principal est l'Ordovicien Quartzites de Hamra. Il a été exploré et évalué au niveau des puits HTME et HTMS.

Le réservoir est compact avec une forte densité de fissure, d'une distribution assez homogène.

Ce sont des grés quartzitiques à quartzites blanches à beige claire, massif, compacts et durs, fortement bioturbées, présence de fissures sub-verticales à sub horizontales semi ouverts à fermées.

Dans le Plan de Développement initial, il a été prévu le forage de douze (12) puits d'ici 2023, l'entrée en production du premier puits est programmée pour le début de l'année 2020.

Six puits sont déjà foré, dont deux sont testé.

Les six autres sont programmés pour être forés suivant un calendrier s'étalant jusqu'à 2023.

Chapitre 2 : Estimation des réserves et bilan matière

2.1 Introduction :

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans Le développement et la production d'un réservoir.

L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être Comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

2.2 Estimation des réserves en place :

Il existe deux méthodes pour évaluer les réserves (quantités) d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- Les méthodes statiques dites volumétriques
- Les méthodes dynamiques basées sur :
 - Equation du bilan matière (Matériel Balance Equation).
 - Déclin de production (Decline Curve Analysis).

2.3 La Méthode Volumétrique :

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité des milieux poreux, la méthode volumétrique ne tient compte que de la géologie, elle permet d'évaluer les réserves en place à partir des paramètres statiques de la formation (Le changement de la pression et paramètres de production n'intervient pas dans cette méthodes).

Elle est utilisée dans la plupart des cas dans la phase de développement de gisement, cette évaluation se fait à partir des données sismiques et géologiques.[3]

$$V_{cs} = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \frac{1}{B_o} \quad (2.1)$$

Vcs : Volume de fluide dans les conditions de surface.

VR : volume de roche imprégnée.

hu et ht : la hauteur utile et hauteur totale respectivement.

$\emptyset$: Porosité.

Swi : Saturation en eau initiale

Bo : facteur volumétrique de fond.

2.4 Le bilan matière :

Les bilans matière expriment l'égalité du volume des fluides contenus dans un gisement et du volume des pores de celui-ci à une époque quelconque.

Le comportement d'un réservoir ne peut être connu qu'à partir des observations faites sur les puits, c'est-à-dire essentiellement des mesures de débits, des mesures de pressions et l'analyse des fluides. Ces derniers sont interprétés suivant certaines idées directrices dans les « bilans matières », qui fournissent les éléments permettant d'analyser et de prévoir le comportement des gisements pour lesquels les éléments d'information sont encore peu nombreux (quelques ou un puits).[4]

On peut observer qu'un bilan matière ne représente au fond que l'équation de continuité pour l'ensemble d'un gisement (ou d'un compartiment de celui-ci), pour un écart fini des valeurs du temps, entraînant la prise en considération des variations finis des masses et des pressions. C'est aussi le modèle le plus simple de simulation des gisements ; il représente un réservoir comme une cellule unique. Un bilan matière a toujours deux utilisations possibles :

- Prévisions de production N_p, G_p, W_p , Evolution de la pression, des *GORs* et des *WORs* de production.
- Calcul des quantités en place N, G, W , la production ayant déjà commencé (historique de production).

2.5 Hypothèses et simplifications :

Les hypothèses qui sont nécessaires pour établir l'équation du bilan matière sont :

2.5.1 Pression :

L'équation de bilan matière traite le réservoir comme étant un système fermé auquel la pression est moyenne de réservoir et les propriétés de fluide sont constantes sur toute l'étendue du gisement. Le volume du réservoir est supposé constant sauf que, lorsque l'on considère les expansions de l'eau et de la roche ou bien les entrées d'eau qui sont spécifiquement prises en compte dans l'équation.

2.5.2 Température :

La température du gisement est constante ou varie légèrement d'une manière à être négligeable.

2.5.3 Données de production :

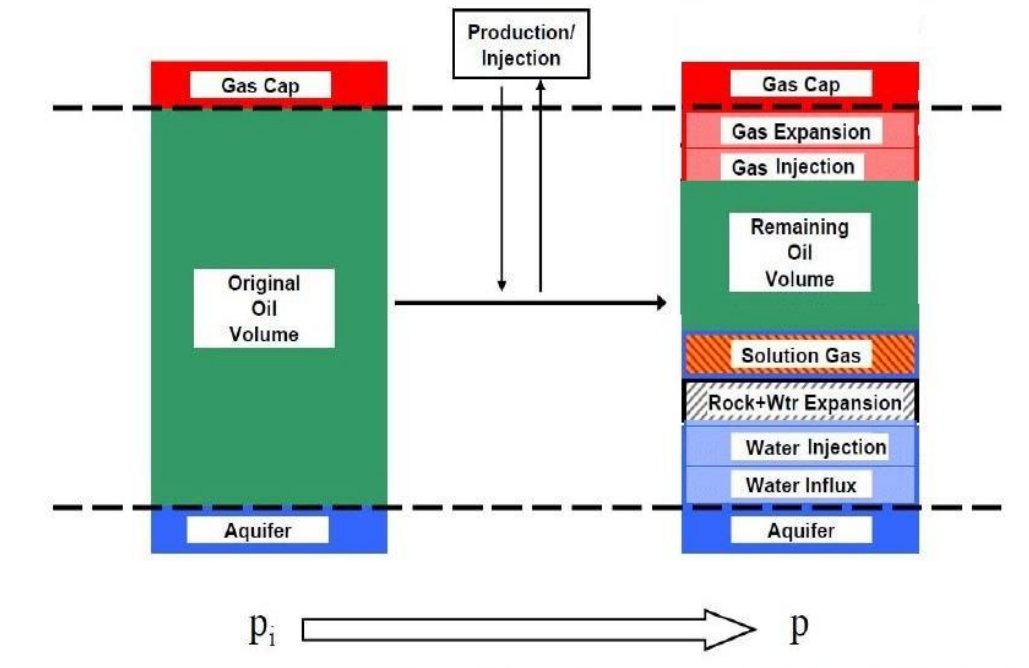
Les données de production sont fiables, ils devraient être enregistrés dans la même période de temps.

2.6 Calcul du bilan matière :

2.6.1 Equation de bilan matière :

Le concept du MBE a été présenté par Schilthuis, en 1936, et est simplement basé sur le principe de l'équilibre volumétrique. Il indique que le retrait cumulé de fluides de réservoir est égal à l'effet combiné de l'expansion du fluide, de compaction de la roche, et les entrées d'eau (water influx). Dans sa forme la plus simple, l'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

$$\text{Quantité produite} + \text{Quantité restante} = \text{Quantité en place}$$



Source: Material Balance, Halliburton

Figure 2.1: Changement de volume dans un réservoir associé à une chute de pression

D'après la figure ci-dessus on peut exprimer la production de fluide cumulée comme suit :

Soutirage = (Expansion d'huile + Expansion du gaz dissous + Expansion du gaz cap + Compaction de la roche et l'expansion de l'eau interstitielle + les entrées d'eau et l'injection d'eau et de gaz).

2.6.2 Soutirage

On produit une quantité d'huile plus une quantité de gaz et une autre quantité d'eau, donc la production est donnée comme suite :

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w \quad (2.2)$$

2.6.3 Expansion de l'huile

La quantité initiale d'huile dans le réservoir est NB_{oi} . Après une chute de pression, elle deviendra NB_o (négligeant le volume produit). L'expansion d'huile s'exprime ainsi :

$$N(B_o - B_{oi}) \quad (2.3)$$

2.6.4 Expansion du gaz dissous :

Avant d'atteindre la pression de bulle, la quantité totale de gaz dans le réservoir est NR_{si} qui est totalement dissoute dans l'huile. Une fois la pression de gisement descend au-dessous de la pression de bulle P_b , on aura une libération de gaz dans le réservoir. Donc la quantité de gaz qui reste dissoute dans l'huile sera NR_s .

L'équation de l'expansion du gaz dissous sera :

$$N(R_{si} - R_s)B_g \quad (2.4)$$

2.6.5 Expansion du gaz cap :

La quantité initiale de gaz cap dans le réservoir est G_{gi} . Après une chute de pression, le volume du gaz cap sera GB_g .

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad G = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \quad (2.5)$$

L'expansion du gaz cap sera donc :

$$G(B_g - B_{gi}) = mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (2.6)$$

2.6.6 Compaction de la roche et l'expansion de l'eau interstitielle

$C = \frac{-1}{V} \frac{\partial V}{\partial P}$: C'est Le coefficient de compressibilité qui décrit la variation de volume d'un fluide ou d'un matériau avec le changement de pression. Donc : $\Delta V = C V \Delta P$ de cette équation, on tire :

- ✓ Le changement du volume de roche : $\Delta V_p = C_f V_p \Delta P$
- ✓ Le changement du volume de l'eau interstitielle : $\Delta V_w = C_w V_w \Delta P$

Nous avons :

$$V_p(1 - S_{wi}) = NB_{oi} + GB_{gi}$$

$$V_p = \frac{NB_{oi}(1+m)}{(1-S_{wi})} \quad (2.7)$$

On a aussi :

$$V_w = V_p S_{wi}$$

$$V_w = NB_{oi}(1+m) \frac{S_{wi}}{1-S_{wi}} \quad (2.8)$$

Le changement du volume de roche et l'expansion de l'eau interstitielle seront donnés par l'équation suivante :

$$\Delta V_p + \Delta V_w = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (2.9)$$

Si on prend en considération les entrées d'eau et l'injection d'eau et de gaz, l'équation du bilan matière sera

$$\begin{aligned} N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w \\ = N(B_o - B_{oi}) + N(R_{si} - R_s)B_g + mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\ + NB_{oi}(1+m) \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1-S_{wi}} \right) \Delta P + W_e + W_{ing} B_w + G_{ing} B_g \end{aligned}$$

L'équation finale sera :

$$\begin{aligned} N \left[B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s) + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1+m)B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \right] + W_e - \\ W_p B_w + W_{ing} B_w + G_{ing} B_g = N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] \end{aligned} \quad (2.10)$$

2.7 Linéarisation de l'équation du bilan matière (méthode de Havelina & Odeh) :

Cette méthode est utilisée pour la résolution de l'équation du bilan matière, elle consiste à réarranger l'équation d'une manière à avoir sous une forme linéaire.

L'aspect le plus important de cette méthode de résolution est qu'elle attache une signification à l'ordre des points tracés, la direction et la courbe résultante.

Cette observation significative fournira aux ingénieurs des renseignements précieux qui peuvent être utilisés dans la détermination des inconnues suivantes : N , m , W_e et le régime de drainage, les paramètres d'aquifère.[4]

L'équation de bilan matière peut donc s'écrire :

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + (W_p - W_{inj})B_w - G_{ing}B_g = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e \quad (2.11)$$

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e \quad (2.12)$$

$$F = NE_t + W_e \quad (2.13)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \quad (2.14)$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (2.15)$$

$$E_{f,w} = B_{oi}(1 + m) \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \quad (2.16)$$

2.7.1 Réservoir d'huile sous-saturée (déplétion volumétrique)

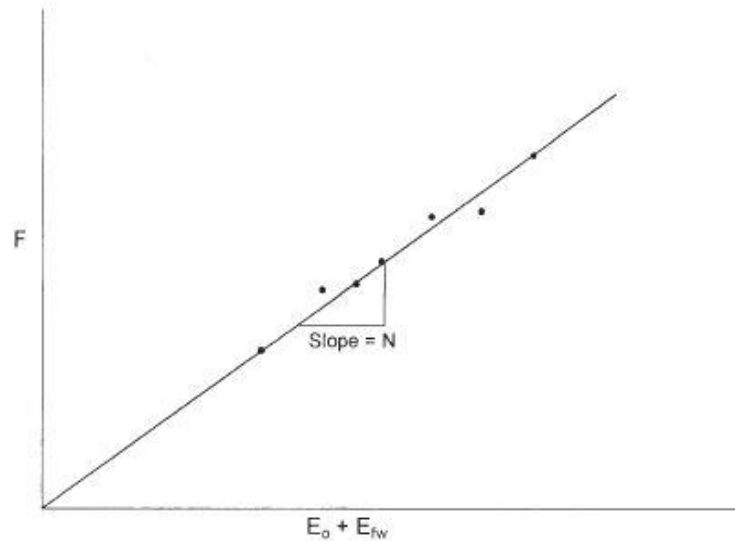
$$(Pr > Pb : m = 0, R_s = R_{si} = R_p) \text{ et } W_e = 0$$

L'équation (2.10) devient :

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (2.17)$$

$$\text{Tel que : } E_o = (B_o - B_{oi})$$

La courbe $F = f(E_o + E_{f,w})$ donne une ligne droite qui passe par l'origine et dont la pente sera N . Ainsi les réserves en place sont évaluées.



Reservoir Engineering Handbook, 4ème Edition

Figure 2. 2: Ligne droite $F = f(E_o + E_{f,w})$

2.7.2 Réservoir d'huile saturée (déplétion volumétrique)

$Pr \leq Pb : m = 0$

Supposant que: $W_e = 0$, l'équation (3.11) devient :

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (2.18)$$

La courbe $F = f(E_o + E_{f,w})$ donne une ligne droite qui passe par l'origine et dont la pente sera N. Ainsi les réserves en places sont évaluées (Figure 2. 2)

2.7.3 Réservoir d'huile saturée avec un gaz cap :

Généralement, un réservoir gas-cap ayant une valeur de "m". Dans la plupart des cas, cette dernière est une valeur incertaine.

Supposant que $W_e = 0$, et l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle négligeable, l'équation (3.11) devient :

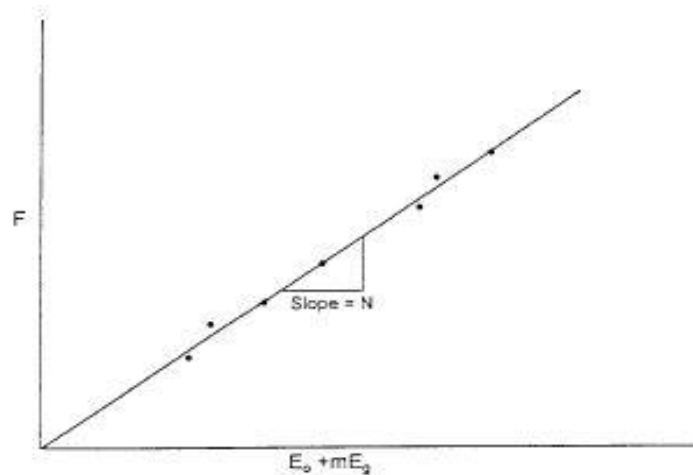
$$F = N(E_o + mE_g) \quad (2.19)$$

La manière dont l'équation (3.18) peut être utilisée dépend du nombre d'inconnues dans l'équation. Il existe trois inconnues éventuelles, à la suite :

- a** N inconnu et m connus.
- b** N connu et m inconnu.
- c** N et m inconnus.

✓ **N inconnu et m connus (avec une certaine incertitude)**

La courbe $F = f(E_o + mE_g)$ donne une ligne droite qui passe par l'origine et dont la pente sera N. Ainsi les réserves en place sont évaluées.



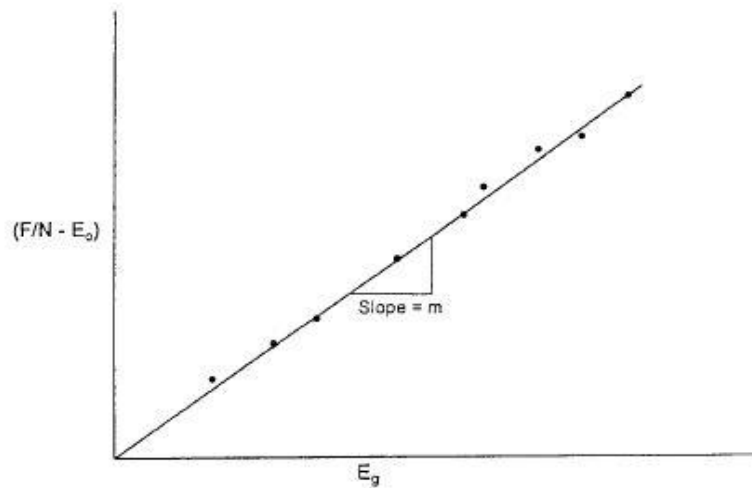
Reservoir Engineering Handbook, 4ème Edition

Figure 2. 3: Ligne droite $F = f(E_o + mE_g)$

Pour une valeur surestimée de m, la courbure sera déviée vers le bas et pour une valeur sous-estimée, elle sera écartée.

✓ **N connu et m inconnu**

La courbe $F/N - E_o = f(E_g)$ donne une ligne droite qui passe par l'origine et dont la pente sera m.



Reservoir Engineering Handbook, 4ème Edition

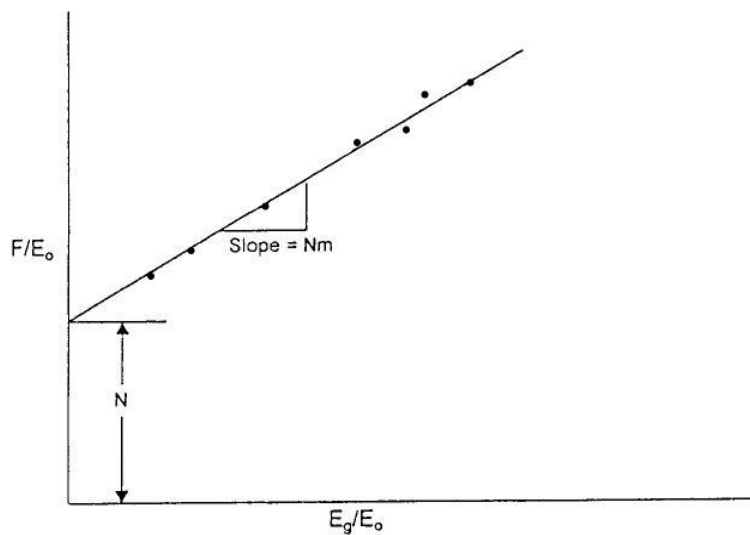
Figure 2. 4: Ligne droite $F/N - E_o = f(E_g)$

✓ **N et m inconnus**

L'équation (3.11) devient :

$$F/E_o = N + mN \frac{E_g}{E_o} \quad (2.19)$$

La courbe $F/E_o = f(E_g/E_o)$ donne une droite de pente mN et qui passe par N , à l'intersection avec l'axe des ordonnées.



Reservoir Engineering Handbook, 4ème Edition

Figure 2. 5. La courbe $F/E_o = f(E_g/E_o)$

2.7.4 Réservoir d'huile lie à un aquifère :

L'expansion de la roche et de l'eau interstitielle peuvent être négligée :

L'équation (3.11) devient :

$$F = N(E_o + mE_g) + W_e \quad (2.20)$$

$$\frac{F}{(E_o + mE_g)} = N + \frac{W_e}{(E_o + mE_g)} \quad (2.21)$$

S'il n'y a pas un gaz cap :

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (2.22)$$

Le paramètre inconnu le plus difficile à estimer est W_e (les entrées d'eau).

Plusieurs modèles ont été mis pour l'estimation de W_e . Ils sont fondées sur des hypothèses qui décrivent les caractéristiques de l'aquifère.

On prend: $W_e = B \sum \Delta P W_{eD}$ (The van Everdingen-Hurst unsteady-state mode)

$$B = 0.0002637 \phi c_t r_R^2 h f$$

W_{eD} en fonction t_D et r_D (finite acting aquifer)

$$t_D = 6.328 * 10^{-3} * \frac{k t}{\phi \mu_w c_t r_R^2} \quad , \quad r_D = \frac{r_a}{r_R} \quad , \quad c_t = c_w + c_f \quad , \quad f = \frac{\theta}{360}$$

ΔP : Chute de pression à la frontière du réservoir (réservoir-aquifère), (psi)

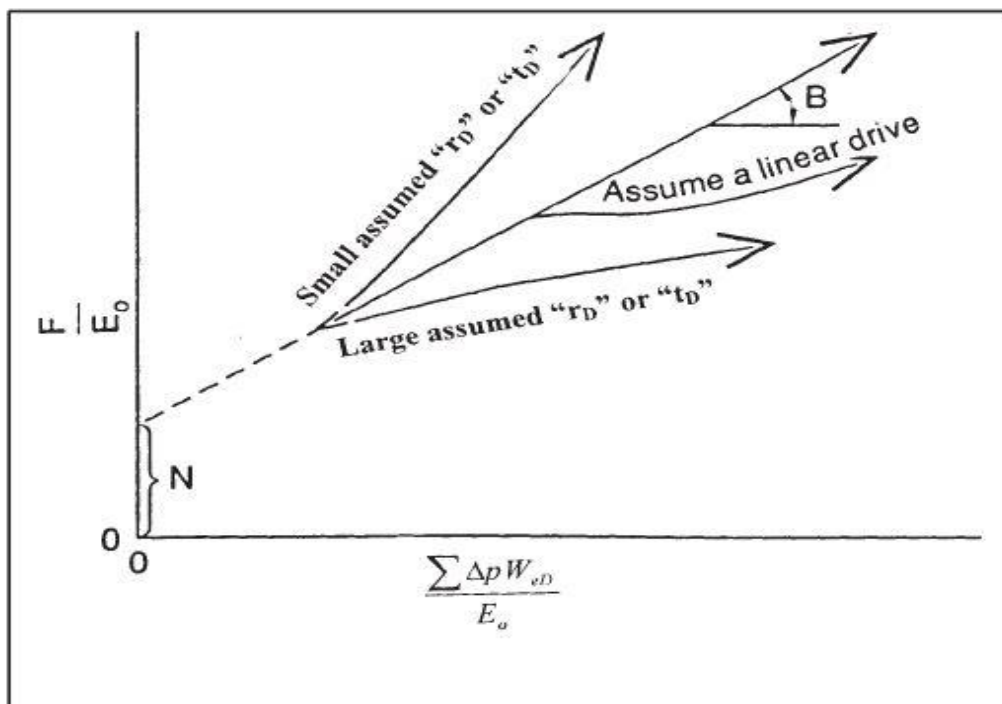
L'équation (3.21) devient :

$$\frac{F}{E_o} = N + B \left(\frac{\sum \Delta P W_{eD}}{E_o} \right) \quad (2.23)$$

Dans ce cas, la courbe $F/E_o = f \left(\sum \Delta P W_{eD}/E_o \right)$ peut se présenter sous quatre formes différentes (figure 2.6) :

- ✓ $\sum \Delta P W_{eD}$ Assumée correcte : la courbe sera une ligne droite de pente B et coupera l'axe des ordonnées au point N ;
- ✓ $\sum \Delta P W_{eD}$ sous-estimée (le rayon d'aquifère est sous-estimé) : la ligne passera par N mais aura une courbure vers le haut à sa fin ;
- ✓ $\sum \Delta P W_{eD}$ surestimée (le rayon d'aquifère est surestimé) : la ligne passera par N mais aura une courbure plutôt vers le bas à sa fin.

La courbe peut se présenter sous forme de S, cela signifie que le choix du modèle d'aquifère n'a pas été adéquat, et qu'il faut opter pour un modèle **linéaire** plutôt que **radial**



Source: Aquifer Detection and Characterization by Material Balance Methods in the Niger Delta

Figure 2. 6: Détermination de paramètres d'aquifère par la méthode de Havlena-Odeh

2.8 Les Réserves :

Lorsque l'on parle des quantités d'hydrocarbures, il faut commencer par distinguer les ressources des réserves. Les ressources sont les volumes d'hydrocarbures que l'on estime être dans le sous-sol et ils sont bien supérieurs à ceux qui seront réellement extraits, puisque tous ne seront pas techniquement ou économiquement exploitables.[5]

Les ressources que l'on peut récupérer techniquement et de façon rentable sont appelées réserves et plusieurs étapes se succèdent pour les estimer : étude géologique (description du gisement), étude technique (quantité extractible), étude économique (rentabilité) et choix de communication (quantités à déclarer pour des raisons politiques ou stratégiques). Ces étapes permettent d'établir une estimation probabiliste des réserves, c'est à dire une classification en fonction de leur probabilité d'existence.

On peut donc distinguer les réserves prouvées ou P90 (probabilité d'être extraites supérieure à 90 %), les réserves probables ou P50 (probabilité supérieure à 50 %) et les réserves possibles ou P10 (probabilité supérieure à 10 %). La somme des réserves et du pétrole qui a déjà été consommé constitue les réserves ultimes, c'est à dire le volume total de pétrole que nous aurions extrait, de la première à la dernière goutte.

Les réserves sont officiellement classées de la manière suivante : 1P (prouvées), 2P (prouvées + probables), et 3P (prouvées + probables + possibles). Même si ce sont généralement les réserves prouvées qui sont déclarées, c'est l'estimation des réserves 2P qui se rapproche le plus de ce qui sera réellement extrait.

2.9 MER « Maximum Efficient Rate » :

Le taux maximal efficace (MER) désigne le taux maximal durable de soutirage quotidien de pétrole ou de gaz d'un réservoir qui permettra le développement économique et l'épuisement de ce réservoir sans préjudice de la récupération finale.

Le MER est le taux maximum auquel le pétrole ou le gaz peut être produit sans endommager l'énergie naturelle des réservoirs. Si l'huile est extraite d'un réservoir à un taux supérieur au taux maximal efficace de récupération, alors la pression naturelle du réservoir diminuera, ce qui entraînera une diminution de la quantité de pétrole finalement récupérable.

2.10 Le taux de récupération :

Le taux de récupération d'un gisement, c'est à dire le rapport entre le pétrole contenu dans le gisement et ce qui peut être effectivement extrait dans des conditions économiques viables, dépend à la fois de la configuration géologique du gisement, des techniques de récupération

employées et d'un certain nombre de facteurs, dont la perméabilité des roches, la force de pression naturelles et la viscosité du pétrole. Ce taux varie au cours du temps, tout comme les estimations de ressources et de réserves, il sert aussi souvent de critère de classification entre champs d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.

Le cycle de vie du gisement de pétrole comprend trois phases :

1. **Le démarrage**, pendant cette période, la production d'hydrocarbures augmente progressivement, au fur et à mesure que l'on fore les puits ;

2. **La période de palier** (ou plateau) pendant laquelle la production est stable. Ce palier de production dure environ 2 à 3 ans, parfois davantage pour les réservoirs de grande taille ;

3. **La période de décroissance**, durant laquelle la production décline de 1 à 10 % par an à la fin de l'exploitation, d'importantes quantités de pétrole et de gaz demeurent encore dans le sous-sol.

Les pétroliers cherchent sans cesse comment améliorer les taux de récupération des gisements, en utilisant les techniques de récupération assistée. Les taux de récupération d'un gisement de pétrole brut varient de 5 à 50 %. L'exploitation des gisements de gaz seul est plus efficace parce que le gaz est moins dense et beaucoup plus mobile que le pétrole, le taux de récupération peut atteindre 60 à 80 %.

Chapitre 3 : L'analyse nodale

3.1 Introduction

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production globale et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui est employée pour l'analyse des problèmes de production et l'amélioration des performances des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond du puits et la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

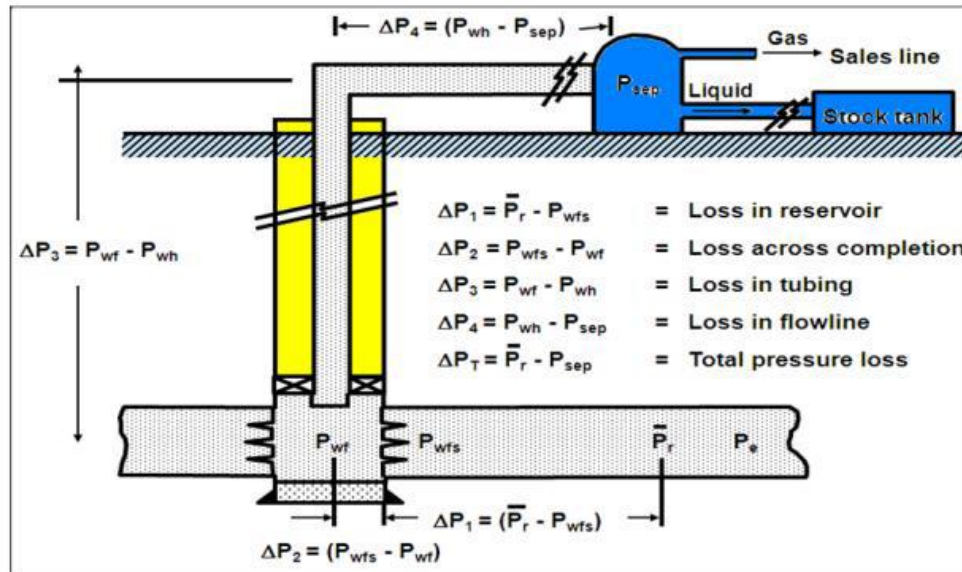
Cette méthode est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

3.2 Importance de l'analyse nodale :

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface, pour cela on a besoin d'énergie afin de surmonter les pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de ces fluides. Le système de production peut être simple ou complexe, c'est à dire qu'il comporte beaucoup de composants engendrant des pertes de charge.[6]

La figure 3.1 représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

- 1- L'écoulement dans le milieu poreux.
- 2- Complétion (stimulation, perforation et Gravel pack).
- 3- L'écoulement dans le tubing vertical ou dévié (restriction, vanne de sécurité).
- 4- L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (Duse, pipes, vannes...).



Source : Dale beggs , Production Optimization Using Nodal Analysis

Figure 3.1 Les pertes de charges possibles dans le système de production.

3.3 Concept de l'analyse nodale :

Afin de résoudre les problématiques du système de production, on utilise l'analyse nodale pour simplifier ce dernier, et cela en plaçant des nœuds dans des parties ou des segments dans le système, ces nœuds sont des points sensibles se trouvant entre le rayon de drainage et le séparateur, où la pression peut être calculée en fonction du débit.

Les deux nœuds se trouvant à l'extrême du système de production sont au niveau du rayon de drainage (dans le réservoir) et le séparateur, les pressions dans ces nœuds sont appelées respectivement, la pression moyenne du réservoir P_r et la pression de séparation P_{sep} . Les deux autres nœuds importants sont le fond du puits, où la pression est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits où la pression est mesurée par un manomètre fixé à l'arbre de Noël.[7]

3.4 Procédé d'application de l'analyse nodale :

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits divisant le système en deux, généralement le nœud utilisé est au niveau du fond du puits, toutes les composantes en l'amont du nœud représentent la section In flow, alors que les éléments en aval du nœud représentent la section Out flow. La relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système et le débit à travers ce dernier est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites :

- Le débit entrant égale le débit sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois le nœud choisi, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow :

$$P_{node} = P_r - \Delta P_{Upstream} \quad (3.1)$$

Outflow:

$$P_{node} = P_{sep} + \Delta P_{Downstream} \quad (3.2)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donne un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système (Figure 3.2).

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe de l'outflow ne change pas.

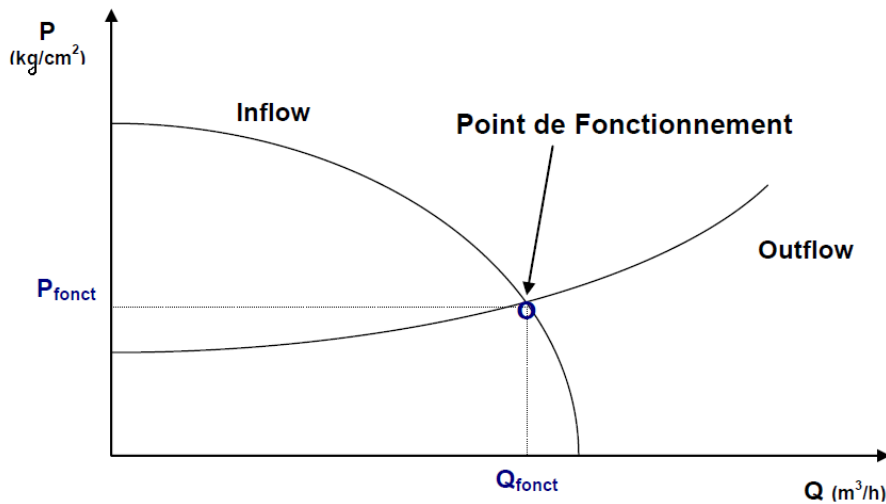


Figure 3.2 Courbes du point de fonctionnement.

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

La procédure de travail est la suivante

- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour le calcul de l'IPR (Inflow Performance

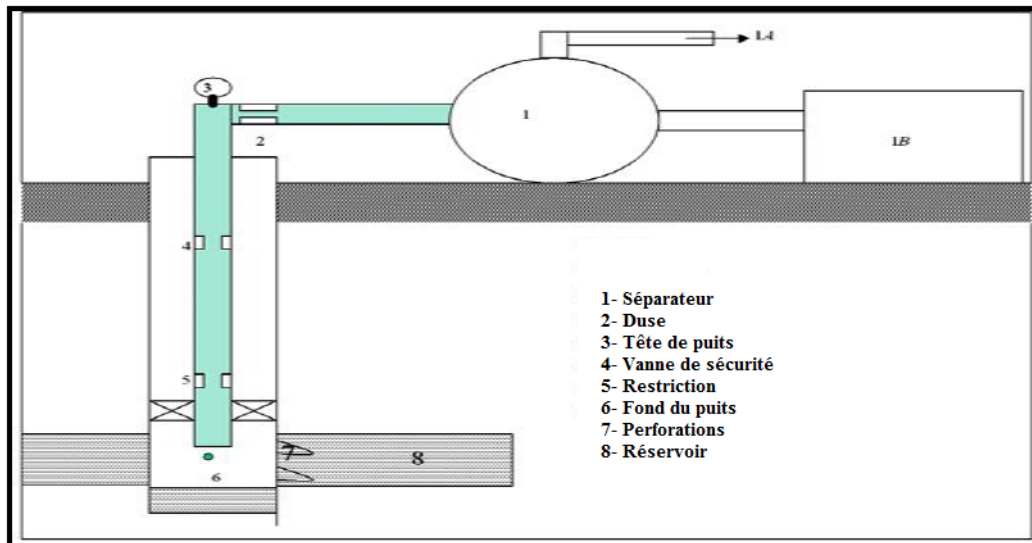
Relationship).

- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow et l'outflow.

3.5 Utilité de l'analyse nodale dans l'optimisation et la production :

- Estimations des débits de production des puits
- Définir le moment opportun économiquement pour l'installation des équipements d'artificiel lift et optimiser la méthode retenue.
- Optimiser le système pour produire les débits prévisionnels.
- Vérifier chaque composante du système pour déterminer son impact sur la production.
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou s'épuisera.
- Aide à identifier les moyens à entreprendre pour augmenter le taux de production.

3.6 Les différentes positions des nœuds :



Source : Dale beggs , Production Optimization Using Nodal Analysis

Figure. 3.3 : Les différentes positions des nœuds

Nœud 1 : (séparateur)

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

Nœud 2 : (Duse)

L'emplacement du nœud 2 au niveau de la duse permet d'étudier l'effet de celle-ci et contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont :

- IPR
- la chute de pression de fond en fonction du débit et duse

Nœud 3 : (tête de puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'évaluer l'effet du diamètre des flow-lines sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont :

- IPR
- la chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- la chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- la pression de séparation.

Sur la Figure. 3.4 on peut voir l'effet du changement de diamètre du flowline sur la performance du puits ; on constate qu'avec l'augmentation du diamètre ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$), on a une augmentation du débit de production.[7]

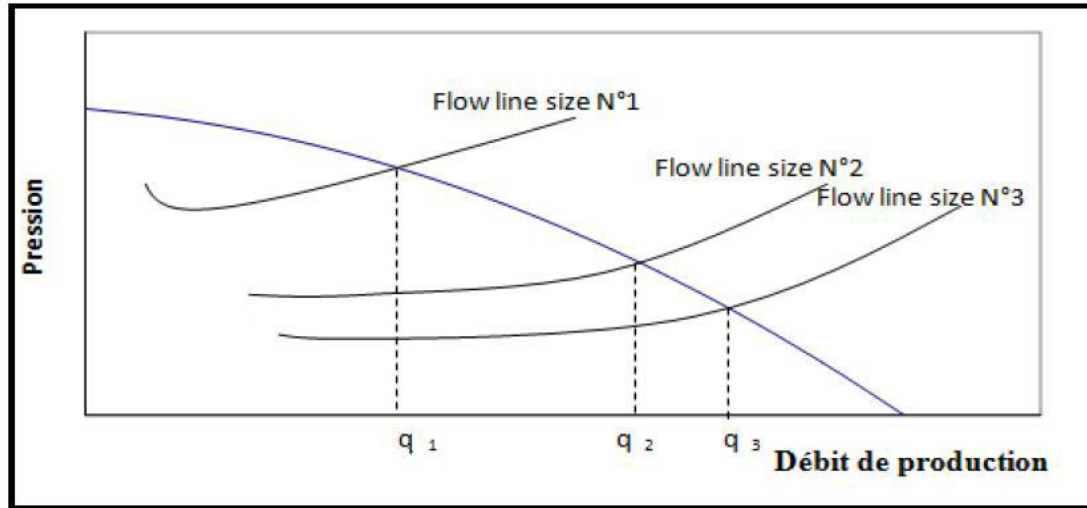


Figure 3.4 : L'effet du diamètre du flow line.

Nœud 6 : (fond du puits)

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

Les données nécessaires sont :

- la courbe de l'IPR.
- la chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- la chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- la pression de séparation.

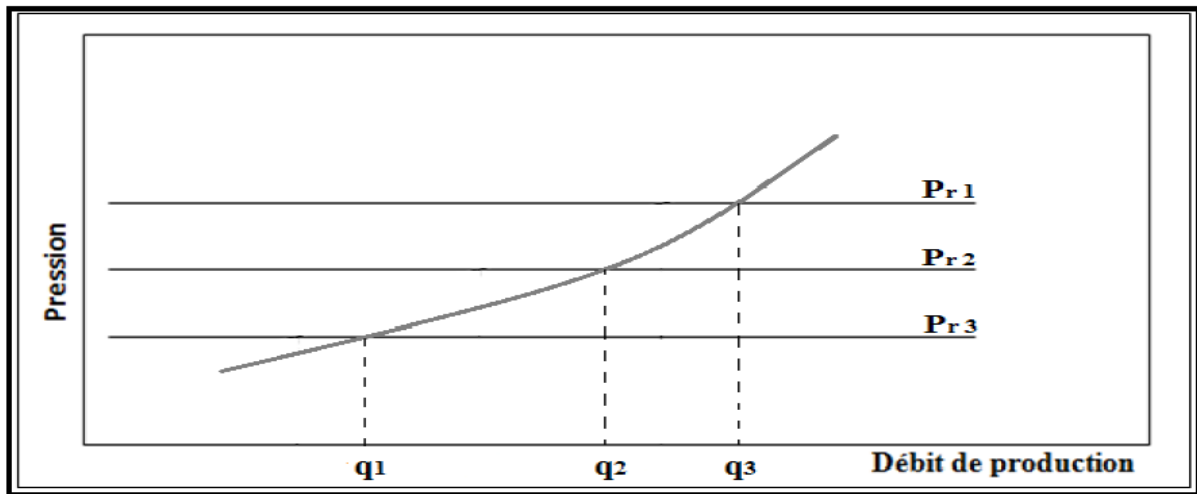
Nœud 8 : (réservoir)

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

l'IPR

- La chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- La chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- La pression de séparation.

Le déclin de pression dans le réservoir engendre un déclin de la production comme le montre la Figure 3.5.



Source :Michael Golan, Curtis H. Whitson Well performance

Figure 3.5 : L'effet du déclin de pression au niveau du réservoir.

3.7 Inflow Performance Relationship IPR :

L'écoulement vers le puits dépend du drawdown ou de la chute de pression entre le réservoir et le fond de puits ($P_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche, les Propriétés des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la Compressibilité du fluide, l'état de la formation (endommagée ou stimulée) ...etc.

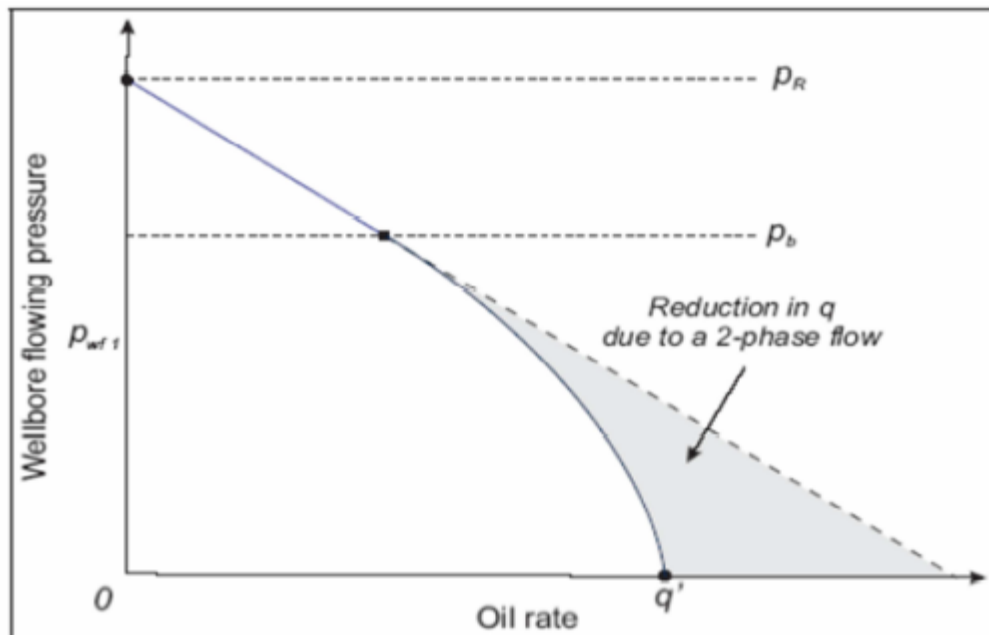
L'équation principale sur laquelle se basent toutes les autres méthodes est la loi de Darcy (1856), et elle s'exprime comme suit

$$V = \frac{k}{u} \cdot \frac{dp}{dx} \quad (3.3)$$

Pour le cas d'un écoulement radial l'équation devient :

$$q_0 = \frac{0.00708 k_0 h (P_e - P_{wf})}{\mu_0 B_0 \ln(r_e/r_w)} \quad (3.4)$$

En 1954 Gilbert a tracé la courbe de la pression de fond dynamique P_{wf} en fonction du débit de production Q . c'est IPR (Inflow Performance Relationship)



Source : Michael Golan, Curtis H. Whitson Well performance

Figure. 3.6 : La courbe IPR Pression de fond en fonction de débit .

Au-dessus du point de bulle où il n'y a qu'une seule phase, la courbe IPR est une ligne droite et l'indice de productivité est égal à l'inverse de la pente de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, l'écoulement devient diphasique, le gaz se libère du fluide rendant l'écoulement difficile ce qui provoque une diminution de l'indice de productivité.

Si toutes les variables de l'équation résultant de l'intégration de la loi de Darcy sont connues et calculées, cette équation peut être employée pour construire l'IPR.

Toutefois, ces informations sont souvent indisponibles pour appliquer cette équation, donc des méthodes empiriques sont utilisées pour construire l'IPR, la plupart de ces méthodes exigent au moins un essai, voire même plusieurs essais de stabilisation sur puits dans lesquels P_{wf} et Q sont mesurés. Parmi ces méthodes, on peut citer :

3.7.1 Méthode d'indice de productivité :

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du Drawdown (chute de la pression de fond), le Drawdown est défini comme la différence entre la pression de réservoir et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \quad (3.5)$$

J : indice de productivité (bpd/psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

Pr: Pression de réservoir (psi).

Pwf : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ; ce qui va faire diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est parue.[8]

3.7.2 Méthode de Vogel :

Vogel (1968) a réalisé une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour produire l'IPR de plusieurs réservoirs d'huile saturés hypothétiques qui produisent sous un éventail de conditions. Vogel a normalisé IPR calculé et exprimé les rapports en forme adimensionnelle. Il a normalisé l'IPR par l'introduction des paramètres adimensionnels :

- Pression adimensionnelle P_{wf}/P_r
- Débit adimensionnelle Q/Q_{max}

Vogel a tracé les courbes sans dimensions d'IPR pour plusieurs types de réservoir présentant divers paramètres : caractéristiques d'huile, perméabilités, facteurs de skin et les espacements entre les puits. Il est arrivé à la relation suivante entre les paramètres adimensionnels :

$$q_o = q_{o\ max} \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3.6)$$

Où

q : Débit d'huile entrant (inflow rate).

q_{max} : Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ($p_{wf}=0$) (AOFP).

P_r : Pression du réservoir.

La méthode originale de Vogel ne tient pas compte des effets du facteur de skin, mais une modification postérieure donnée par Standing a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.[8]

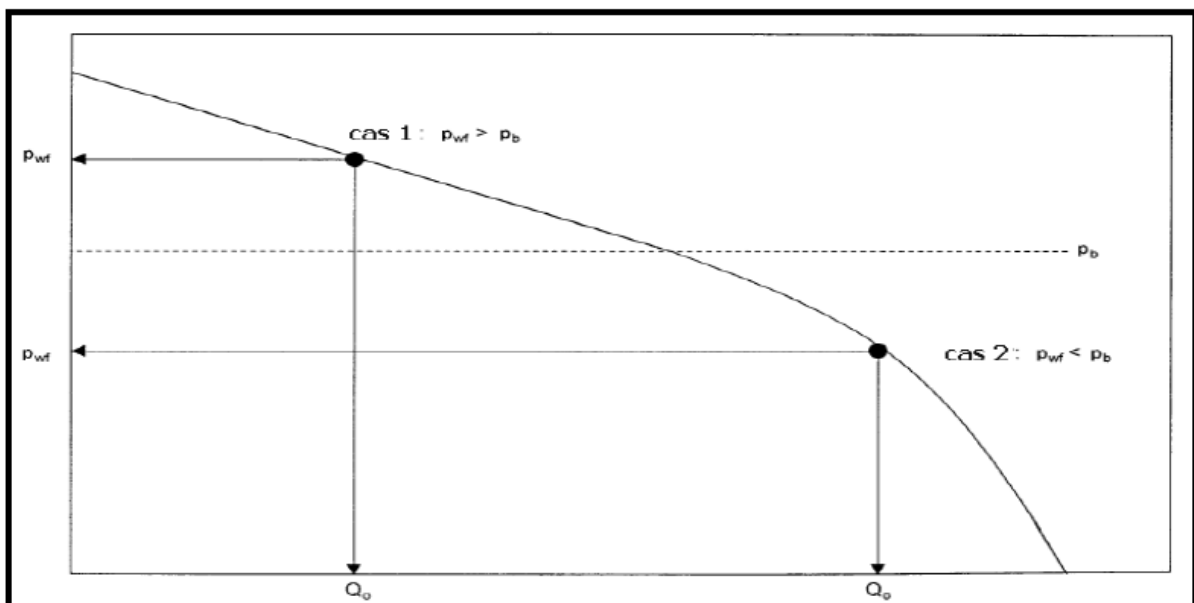


Figure 3.7 IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé

3.7.3 Modèle de Fetkovich :

Fetkovich a proposé une méthode pour déterminer la performance d'inflow pour les puits d'huile en utilisant le même type d'équation utilisée pour analyser les puits de gaz.

La procédure a été vérifiée en analysant les tests isochroniques et les tests d'écoulement-après écoulement effectués dans des réservoirs avec des perméabilités allant de 6 md à plus de 1000 md.

Les conditions de pression dans les réservoirs variaient de sous-saturé à saturé à la pression initiale et à un champ partiellement en déplétion avec une saturation de gaz au-dessus de la critique.

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante :

$$q_o = C \cdot (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.7)$$

q_o : Débit de production.

$\bar{P}_r$: Pression moyenne du réservoir ; P_{wf} : Pression dynamique de fond.

C : Coefficient d'écoulement.

n : exposant dépendant des caractéristiques du puits.

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

3.8 Vertical lift performance VLP :

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

Le VLP est exprimé mathématiquement comme suit :

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{duse} + \Delta P_{tubing/frottement} + \frac{H.d}{10.2} + \Delta P_{restriction} \quad (3.8)$$

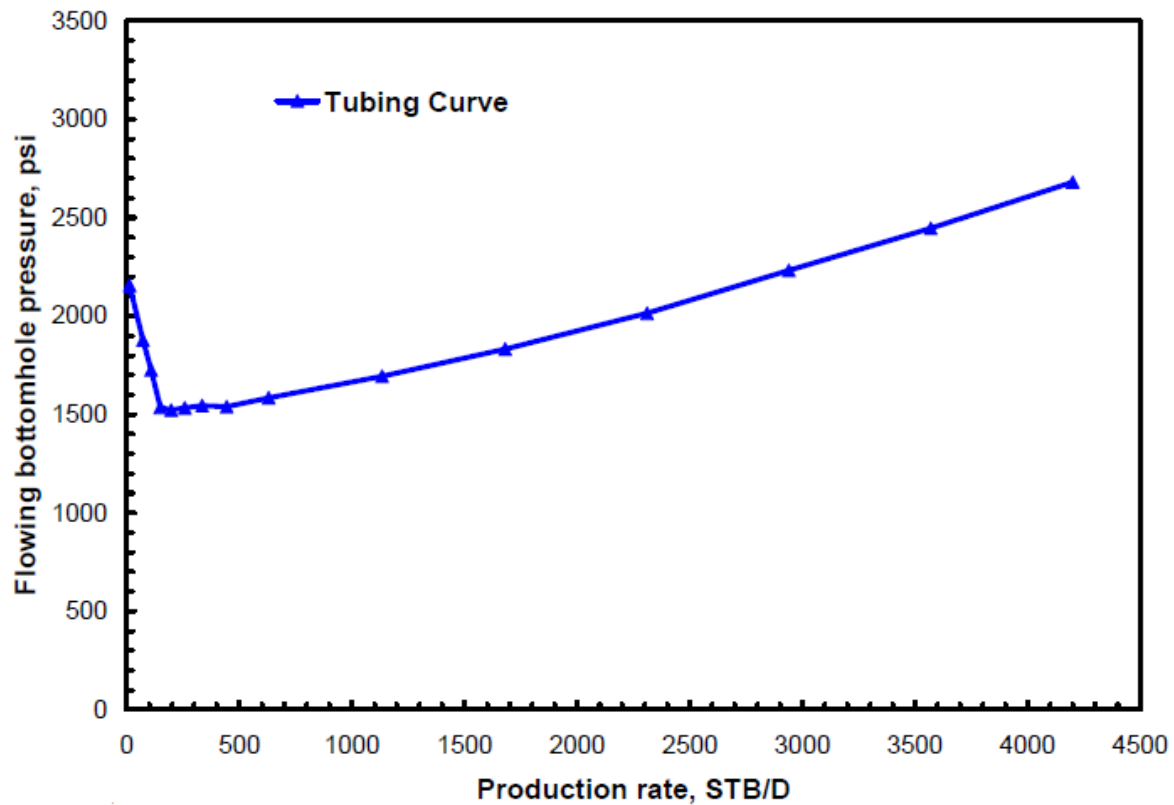


Figure 3.8 La courbe de performance verticale (VLP).

3.9 Méthodes de calcul des pertes de charge :

Le design et l'analyse d'un système de production en écoulement diphasique nécessite une Compréhension profonde des phénomènes physiques ayant lieu dans ce type d'écoulement ainsi que celle des équations mathématiques représentant ces phénomènes. Dans cette partie, on va citer les corrélations empiriques permettant le calcul des pertes de charge dans le tubing, accompagnées de suggestions concernant les conditions d'application de chacune d'entre elles et accordées avec les notions et les équations de base.

L'équation de perte de charge totale :

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_f + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} \quad (3.9)$$

➤ **Perte de charge hydrostatique :**

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta \quad (3.10)$$

➤ **Perte de charge due à la friction**

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad (3.11)$$

➤ **Perte de charge due à l'accélération.**

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} \quad (3.12)$$

Plusieurs corrélations empiriques ont été développées afin de calculer la chute de pression entre le fond de puits et la surface. Elles tiennent en compte les paramètres suivants qui influent sur les pertes de charge : le débit, le diamètre du tubing, la viscosité du fluide, la densité du fluide, le rapport gaz liquide (GLR), le pourcentage d'eau (Water cut) et l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits inclinés.[7]

Voici les effets de quelques-uns de ces paramètres :

➤ **Effet du débit de liquide sur la chute de pression**

De l'équation de frottement, on constate que les pertes de friction augmentent à mesure que le taux de liquide augmente (V augmente).

➤ **Effet du rapport gaz-liquide sur la chute de pression :**

L'augmentation du rapport gaz-liquide (GLR) entraîne une réduction du gradient hydrostatique. D'autre part, l'augmentation (GLR) augmente les forces de frottement et a un contre-effet sur la pression de fond.

Lorsque la contribution de la friction devient plus élevée que celle des forces hydrostatiques, la pression du fond commence à augmenter. Du point de vue de l'élévation du gaz, cela signifie qu'il y a une limite de la quantité de gaz qui peut être injecté.

➤ **Effet du water cut sur la chute de pression :**

L'augmentation du water cut entraîne une augmentation de la densité du liquide, ce qui augmente les forces hydrostatiques et la pression de fond.

➤ **Effet de tube :**

A partir de l'équation de frottement, on peut voir que l'augmentation du diamètre des tubes diminue le gradient de pression due aux frottements. Cependant, il existe une limite à laquelle le diamètre du tubing ne peut être augmenté car si le diamètre est trop grand, la vitesse du mélange ($v = q / A$, A: section transversale du tuyau) ne suffira pas à soulever le liquide et le puits commence à se charger avec du liquide, ce qui entraîne une augmentation de la pression hydrostatique.

3.10 Ecoulement multiphasique :

Les puits de pétrole produisent normalement un mélange de fluides et de gaz à la surface, lorsque les conditions de phase changent le long du chemin. À des pressions plus élevées, en particulier au fond du puits, le débit peut être monophasé. Mais, en remontant dans le puits, la diminution continue de la pression provoque l'évacuation progressive du gaz dissous du liquide qui s'écoule, ce qui entraîne un flux multiphasique.

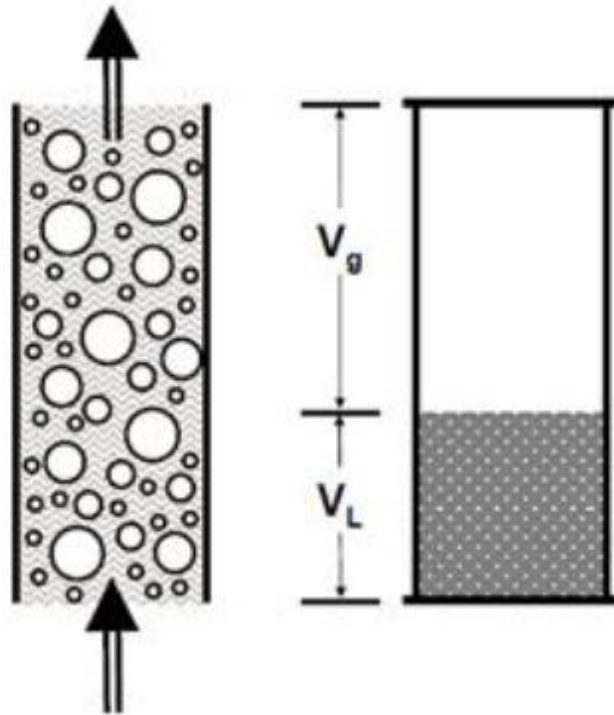
L'injection de gaz dans un puits est également un exemple de flux multiphasique.

3.10.1 Liquid holdup :

Le liquid holdup est la fraction du volume total dans le tuyau occupé par le liquide

$$H_L = \frac{V_L}{V_g + V_L} \quad (3.13)$$

$$\rho_m = H_L \rho_L + (1 - H_L) \rho_g \quad (3.14)$$



Source : Dale beggs , Production Optimization Using Nodal Analysis

Figure 3.9 schéma représentatif du liquid holdup.

Il est nécessaire de déterminer l'accumulation de liquide pour calculer les propriétés du mélange telles que la densité du mélange, les vitesses réelles des gaz et des liquides, la viscosité effective et le transfert de chaleur.

3.10.2 Effet de glissement :

Lorsque le gaz et le liquide s'écoulent simultanément dans un tuyau, le gaz voyage normalement plus vite que le liquide, provoquant un glissement entre les phases. L'effet de

glissement est observé dans l'écoulement incliné et est causé par la différence de densité entre le gaz et le liquide, ce qui entraîne une différence de vitesse ; Et ainsi, le gaz s'élève à travers le liquide. L'effet de glissement est observé lorsque la vitesse du gaz est différente de la vitesse du liquide.

3.10.2 No slip Holdup :

Est la fraction du volume total dans la pipe occupée par le liquide, si le gaz et le liquide se déplacent à la même vitesse (sans glissement).

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (3.15)$$

Où

λ : c'est le no slip holdup

q_L : est la somme des débits en place de l'huile et de l'eau.

q_g : est le débit en place du gaz.

Pour ce qui est du no-slip gas holdup, il est défini par :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (3.16)$$

3.10.4 La densité :

Toutes les équations d'écoulement de fluide nécessitent une valeur de la densité du fluide disponible.

La densité d'un mélange huile / eau peut être calculée comme suit :

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (3.17)$$

f_o : est la fraction d'huile.

f_w : est la fraction d'eau.

La densité d'un mélange fluide gaz / liquide est très difficile à évaluer en raison de la séparation gravitationnelle des phases et du glissement. Le calcul de la densité d'un mélange de gaz liquide nécessite une connaissance de l'accumulation de liquide. Trois équations pour la densité diphasique ont été utilisées par divers chercheurs de flux à deux phases.

L'équation suivante est utilisée par la plupart des ingénieurs pour déterminer le gradient de pression dû au changement d'élévation :

$$\rho_s = H_L \rho_L + H_g \rho_g \quad (3.18)$$

Certaines corrélations sont basées sur l'hypothèse de non-glissement :

$$\rho_s = \lambda_L \rho_L + \lambda_g \rho_g \quad (3.19)$$

Pour calculer le terme de perte de frottement et le nombre de Reynolds, certains chercheurs utilisent :

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g} \quad (3.20)$$

3.11 Les différents modèles de l'écoulement multiphasique :

La difficulté de la modélisation de l'écoulement multiphasique se situe dans la répartition physique des phases. Les débits et les propriétés des phases déterminent cette répartition, et à partir de ça, On détermine la perte de pression due à la hauteur hydrostatique et due au frottement.

Il existe des modèles analytiques simples qui permettent de prendre en compte le maximum des fonctions et des données de l'écoulement afin de prédire les paramètres de fonctionnement des installations. Ces modèles sont :

A. Modèle homogène :

Ce modèle ne tient pas compte du holdup liquide pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Il néglige aussi le glissement entre les phases et le problème du régime d'écoulement n'est pas posé.

B. Modèle de glissement :

On le considère plus précis que le précédent. Il tient compte du glissement entre les deux phases, liquide et gazeuse. Le régime d'écoulement est pris en compte, la masse volumique est calculée en fonction du holdup liquide et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans cesens, plusieurs théories ont vu le jour :

Ros (1961), Duns & Ros (1962), Orkiszewski (1967), Beggs & Brill (1973), Al (1974).

3.11.1 Corrélations empiriques des pertes de charges :

Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe pas une loi générale qui puisse déterminer avec précision les pertes de charges liées aux écoulements diphasiques. Toutefois, depuis un peu plus d'une décennie, de nombreux logiciels ont été développés afin de prédire l'évolution de la pression. Ces derniers reprennent pour la plupart les équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie de chacune des phases en présence, et sont résolues par des méthodes numériques ou statistiques.

3.11.2 Classement des corrélations de pertes de charge :

Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories :

- **Catégorie “A”** : Elles ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d'écoulement.
- **Catégorie “B”** : Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.
- **Catégorie “C”** : Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d'écoulement.

Le tableau suivant donne quelques corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent.

Méthode	Catégories
Francher and Brown	A
Hagedorn and Brown	B
Gray	B
Duns and Ross	C
Orkiszewski	C
Beggs and Brill	C
Mukherjee and Brill	C
Aziz and al	C

Tableau 3.1 : Classification des corrélations de perte de charge.

Chapitre 4 : Réseau de surface

4.1 Introduction :

Un réseau de collecte se doit, comme tout réseau de transport, d'allier l'efficacité et l'économie, et la présence en bout de ce réseau d'un stockage de dimension convenable et une garantie de régularité de l'exploitation des puits en même temps que de l'utilisation optimale de ce réseau.

Entre les têtes de puits et de stockage, vont s'interposer les appareils permettant l'élimination des matières dont la présence nuirait à la qualité des produits ou à la longévité des installations

Le choix et la localisation de ces appareils sur les chantiers posent de délicat problème d'Optimisation. Le conditionnement des hydrocarbures sur le chantier n'a rien de commun avec les traitements appliqués en raffinerie. Le premier, en effet, ne vise qu'à isoler, en fraction suffisamment homogènes et stables, des produits bruts, sans en modifier la constitution chimique.[9]

4.2 L'arbre de Noël (Tête de production)

C'est l'élément de base assurant la sécurité du puits. Elle doit pouvoir supporter la pression maximale du puits fermé. De plus, elle permet :

- La mise en sécurité du puits via les vannes maîtresses ;
- L'ouverture ou la fermeture du puits via la vanne latérale ;
- Le contrôle et le réglage du débit via la duse ;
- L'introduction d'outils dans l'axe du puits moyennant la mise en place d'un SAS vissé sur le raccord du chapeau de tête.

Le nombre de vannes et leur disposition n'est pas unique et doit être adapté aux impératifs de sécurité et de production de chaque champ.

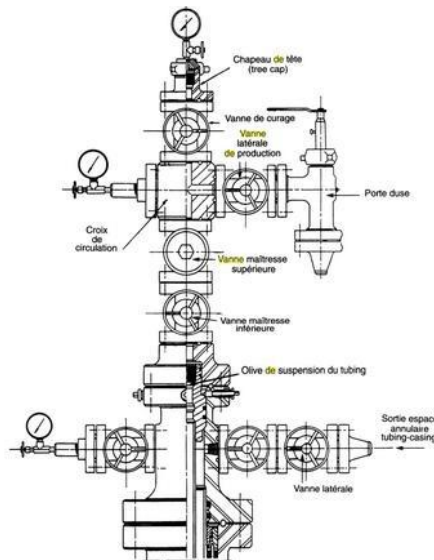


Figure 4.1 Tête de Puits

4.3 Collecte des hydrocarbures :

La production des puits d'hydrocarbures, composée d'un mélange d'huile, de gaz, d'eau, d'additions de sable et d'autres particules solides, doit être recueillie et préparée pour l'expédition ultérieure vers les raffineries par les oléoducs, les moyens de transport ferroviaire et navigable.

Par système de collecte de la production des puits d'hydrocarbures, on entend tout l'équipement du puits, des flowlines vers les manifolds ainsi que les canalisations vers le poste central de Traitement. Il n'existe pas de système universel.



Figure 4.2 Pipelines

Chaque champ présente ses propres particularités concernant les conditions naturelles et climatiques, la distribution du faisceau de puits suivant le chantier, les modes et les volumes de la production d'huile, de gaz, d'eau, leurs propriétés physiquesetc. toutes fois, tous les systèmes de collecte doivent présenter les traits communs suivants :

Possibilité de mesurer le débit de chaque puits ou, au besoin, d'un faisceau de puits ;

Canalisation de la production des puits vers le poste central de traitement sous une pression créée à la tête de puits et, lorsque cette pression est insuffisante, l'utilisation des pompes aux postes de collecte intermédiaires ou aux stations de pompage

Complémentaires ;

- Séparation du pétrole et du gaz et canalisation du gaz vers le poste de son traitement ;

Dans le cas de l'exploration par gaz lift, canalisation inverse du gaz dans la direction des Puits ;

- Séparation du pétrole et de l'eau avant les postes de traitement du pétrole dans le cas des Puits très humides ;

- Collecte séparée de la production de certains puits si, pour quelques raisons, il est Indésirable de la mélanger à celle des autres puits ;
- Chauffage du pétrole à viscosité élevée si sa collecte et son expédition sont impossible aux températures observées.

4.4 Réseau de collecte

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

Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement, pour ce qui est du plan de collecte, on peut dire qu'il y a deux types essentiels de réseau de collecte :

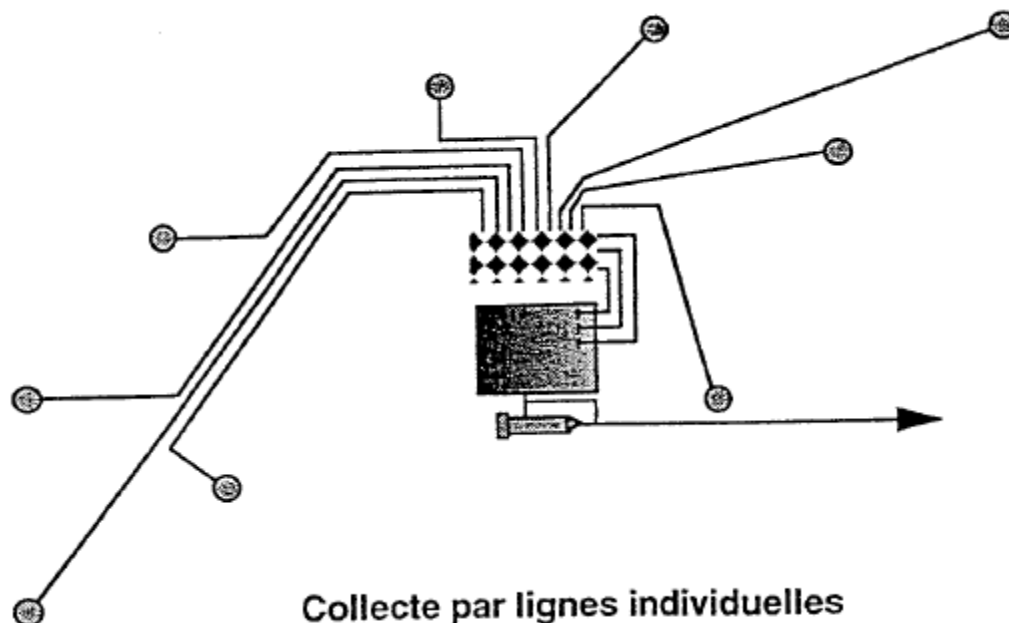
4.4.1 Liaisons individuelles :

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

Cette formule offre d'importants avantages techniques :

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

En revanche, cette disposition devient vite très onéreuse si la superficie du champ est grande ou si le nombre des puits est élevé, car elle exige d'importantes longueurs de conduite.



Source :L .Mailhe Collecte traitement et stockage

Figure 4.3 Collecte par lignes individuelles

4.4.2 Liaisons par collecteurs :

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tels que les lignes individuelles soient les plus courtes possibles. Les effluents sont acheminés, mélangés, par un collecteur unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

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

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

outre savoir que la formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que techniques :

- ***Inconvénients financiers :***

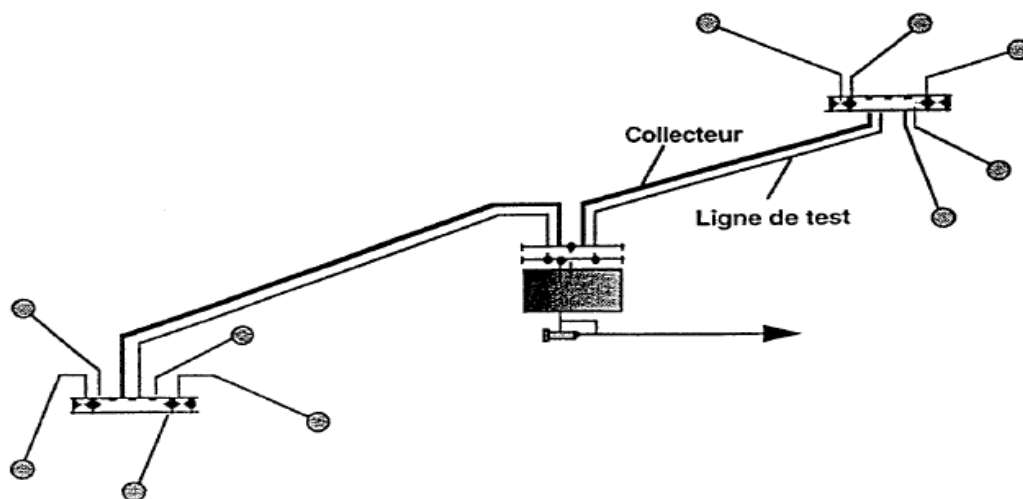
Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement est engagé avant le champ n'ait rien produit.

- ***Inconvénients techniques :***

- ✓ La production entière peut être polluée par un puits produisant de l'eau. L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai ; perte de temps gênantes quand les puits sont nombreux et le programme de contrôle est chargé.

- ✓ La conduite et la surveillance de l'exploitation impose des navettes fréquentes du personnel entre les Manifolds et le centre de traitement ce qui entraîne une augmentation des frais d'exploitation.

Cet ensemble de considérations explique que, dans un cas litigieux, beaucoup de Producteurs préfèrent opter pour la liaison individuelle, même si celle-ci est un peu plus coûteuse.



Source :L .Mailhe Collecte traitement et stockage

Figure 4.4 Collecte par manifold satellites

4.4.3 Autre types de réseau de collecte :

Dérivés des systèmes précédents, on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires.

Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test et d'éliminer les temps morts. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. On réduit ainsi l'investissement, mais on alourdit les frais d'exploitation.

Dans la seconde solution, qui jouit d'une faveur certaine sur les gros champs, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement satellite. On revient ainsi à la collecte par ligne individuelle. Le produit traité est ensuite expédié par pipeline dans un parc de stockage général.

4.5 Collectes enterrées et aériennes

Les règlements de sécurité imposent en général d'enterrer les conduites. Cependant, il est parfois possible de laisser certaines lignes à la surface du sol, en zone désertique notamment.

On économise ainsi des dépenses de génie civil et souvent de revêtement. L'inconvénient est que le tube non abrité est soumis à de grands écarts de température qui, en modifiant sans cesse l'équilibre polyphasique des fluides transportés, nuisent à la qualité du traitement.

Des refroidissements importants favorisent en outre les dépôts de paraffine ou de sels et, dans les conduites de gaz, amorcent parfois un processus de formation d'hydrates.

Des variations de températures brusques et répétées peuvent aussi faire naître dans les tuyauteries aériennes des contraintes mécaniques préjudiciables à la résistance de l'ouvrage.

4.6 Les accessoires des collectes :

➤ Les joints isolants

Leur rôle est d'isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent (têtes de puits et centres de traitement), car il est plus facile d'assurer la protection cathodique sur des ensembles séparés.

➤ Les racleurs et les gares de racleurs

Les racleurs sont des pistons qu'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide, ceci sans interrompre le fonctionnement ou en ne l'interrompant que durant un minimum de temps et cela grâce aux gares des racleurs qui sont des dispositifs utilisés pour introduire et recevoir les racleurs. Ces derniers servent à nettoyer et vérifier l'absence de corps étranger dans la conduite ou à séparer des envois de deux produits différents.

➤ Les vannes utilisées sur les réseaux de collecte

Selon l'usage auquel on les destine et selon leur position dans l'installation, il est possible de distinguer trois sortes de vannes :

- Les vannes montées en ligne ;
- Les vannes des manifolds ;
- Les vannes et robinets auxiliaires.

➤ Les manifolds

Par raison de commodité, on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettre d'aiguiller" la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usines et livrés en éléments portables montés sur châssis. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées ou même plus, l'encombrement n'étant limité que par les possibilités de transport.

Sur les installations permanentes, on utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers divers postes desservis sont

réalisées, par intercalation, entre deux éléments successifs, de machettes portant les piquages voulu. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties au point le plus avantageux.

Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés, porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et du matériel en cas de fausse manœuvre. Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir.



Figure 4.5 Les manifolds

➤ **Purgeurs et séparateurs**

Il est parfois nécessaire de soutirer du gaz ou de l'eau sur une conduite, soit pour réduire la charge d'une ligne devenue insuffisante et en accroître ainsi la capacité utile, soit pour limiter des phénomènes de corrosion favorisés par la présence d'eau, soit enfin pour prévenir la formation de bouchons d'hydrates.

Pour ce qui est des séparateurs, ils sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée, la production amenée par les collecteurs.[10]

4.7 Écoulement multiphasique dans le pipeline :

Les modèles d'écoulement sont un concept introduit pour les écoulements multiphasiques.

Ceux-ci comprennent plusieurs phases et dans ce travail, l'écoulement multiphasique concerne le pétrole qui comprend essentiellement la phase liquide (l'huile et l'eau) et la phase gazeuse.

Les modèles d'écoulement peuvent être rassemblés sur une carte telle que représentée sur Figure 4.6 le modèle d'écoulement est une distribution géométrique des phases.

Différentes configurations peuvent se produire dans une conduite dépendant de son orientation et les valeurs des paramètres des écoulements liquides et de gaz.

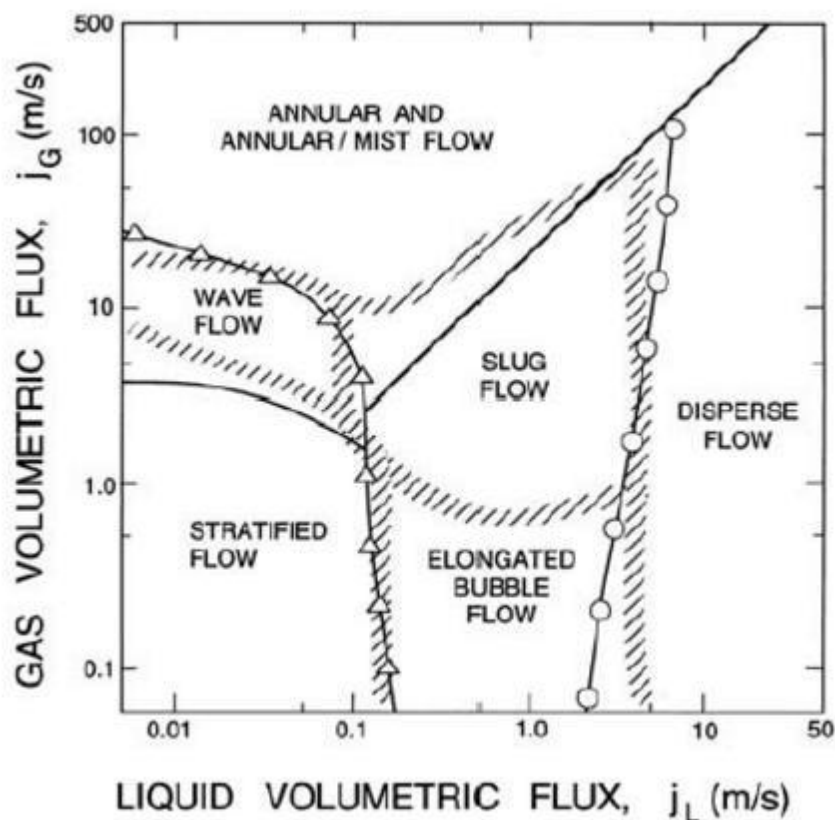


Figure 4.6 Carte de configuration d'écoulement de Mandhane et al (1974)

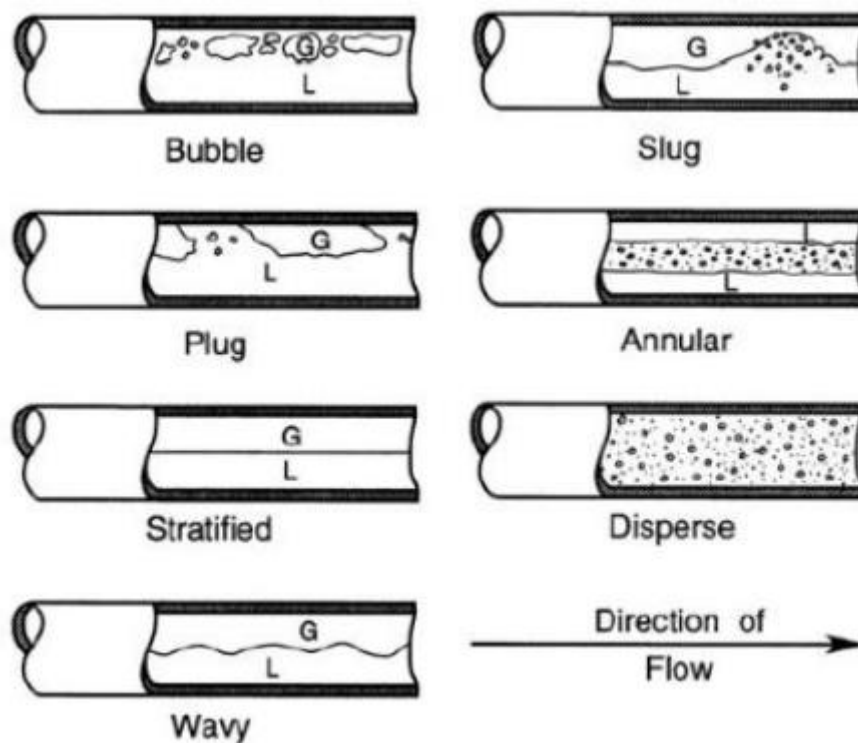


Figure 4.7 types d'écoulements rencontrés en conduite horizontale.

Stratified flow (Écoulement stratifié) : Les vitesses du gaz et du liquide sont faible, l'écoulement est laminaire et les 2 phases restent bien séparées par une interface stable.

Wavy flow (Écoulement à vagues) : La vitesse du gaz est plus forte, des instabilités commencent à se former à l'interface.

Annular flow (Écoulement annulaire) : La vitesse du gaz est beaucoup plus forte. Le gaz se déplace proche de l'axe de la conduite et le liquide se déplace proche des parois. Quelques gouttes de liquides sont dispersées dans la phase gazeuse.

Intermittent flow, slug (Écoulement intermittent, bouchons) : Faible vitesse de gaz, forte vitesse du liquide. Des poches de gaz et des bulles sont dispersées dans la phase liquide qui occupe toute la conduite.

Bubble flow (Écoulement à bulles) : Très forte vitesse du liquide. Le gaz est présent sous forme de bulle dispersé dans la phase liquide.[8]

4.8 Ecoulement multiphasique dans la duse :

- **Régime critique :**

On admettra qu'on a un régime critique à travers la duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression Amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur à 0,5, le débit est fonction de la pression de tête seulement.

- **Régime transitoire :**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dit transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75.

- **Régime non critique :**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dit transitoire lorsque la pression amont duse (P_t) et le débit huile varient avec la variation de la pression a la duse (P_p). Un régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport P_p/P_t est supérieur à 0,75. Lorsque le régime d'écoulement à travers la duse d'un puits de pétrole est non critique, toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits.

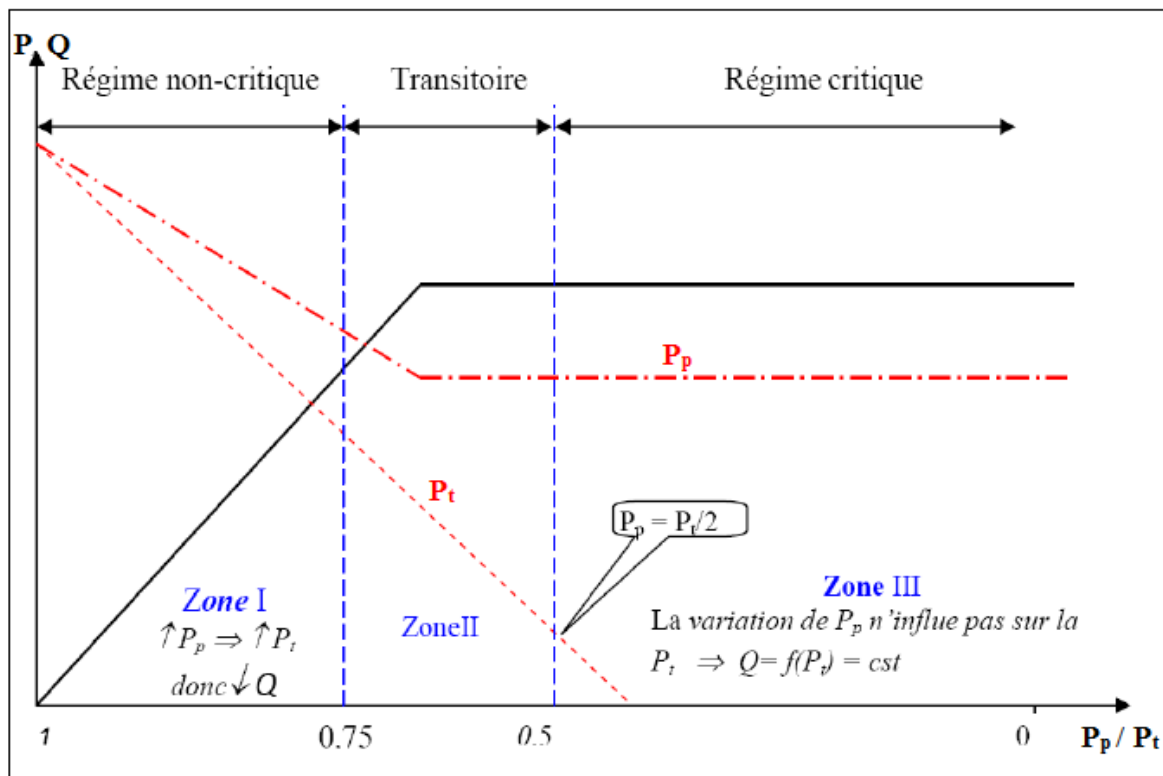


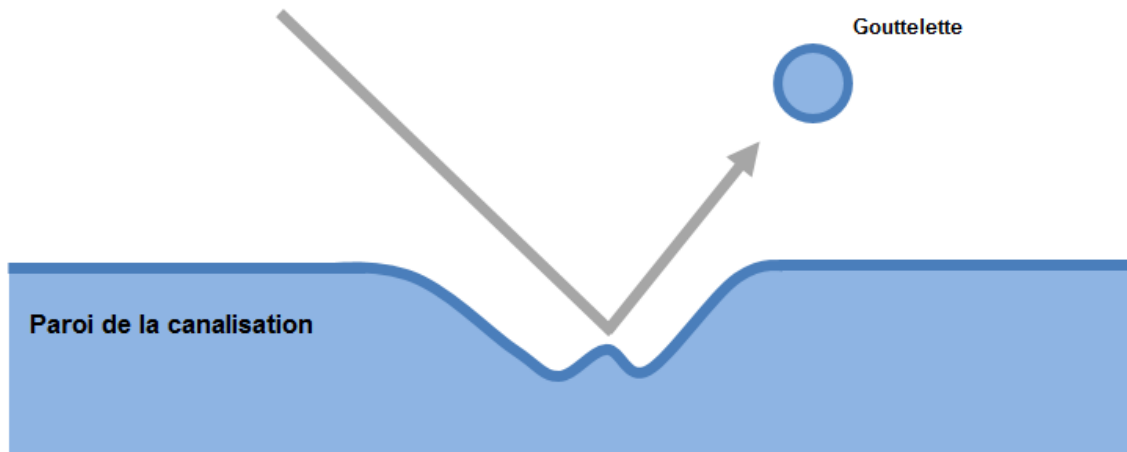
Figure 4.8 Les régimes d'écoulement à travers la duse.

4.9 Critères de dimensionnement des canalisations pour les fluides multiphasiques

4.9.1 Vitesse d'érosion :

Dans les systèmes multi phases, des vitesses de fluide élevées sont souvent souhaitables pour diminuer les chances d'un écoulement à bouchon ou de la décantation des particules.

Cependant, ces vitesses élevées augmentent l'énergie avec laquelle les gouttelettes de liquide impactent sur les pipes et les parois des canalisations, ce qui peut avec une force suffisante, provoquer une érosion ou une corrosion accélérée.[10]



Source; Economides al.: "Fluid Flow & Production System" Petroleum Engineering

Figure 4.9 Schéma explicatif de l'érosion.

➤ **Estimation de la vitesse d'érosion :**

La vitesse à laquelle l'érosion commence à se produire est calculée en utilisant la densité moyenne et la vitesse du flux et l'équation empirique suivante :

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

Où :

C : constante empirique (d'érosion).

V_e : vitesse d'érosion.

ρ_m : densité moyenne de la mixture (gaz/liquide).

Le calcul des composants C et ρ_m de cette équation sera présenté ci-dessous.

4.9.2 La vitesse minimal :

Selon les recommandations de l'API 14 E la vitesse minimale dans les canalisations à écoulement diphasique, doit dans la mesure du possible, être d'environ de 10 ft/sec (3m/s) et cela pour minimiser les slugging dans les équipements de séparation. Et c'est d'autant plus important s'il s'agit de longue canalisation avec changement d'élévation.

Chapitre 5 : La modélisation intégrée

5.1 Objectif et principe de la modélisation intégrée

Actuellement, les composantes du système de production à savoir le réservoir, le puits et le réseau de surface sont optimisés individuellement, mais une nouvelle pratique commence à se répandre dans ce domaine qui est la modélisation intégrée.

Elle consiste à relier dynamiquement les trois composantes du système de production dans un seul modèle interactif, facilitant ainsi l'optimisation de l'ensemble actif.

L'optimisation de la production intégrée consiste à étudier la chaîne de production à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockage. L'analyse détaillée des paramètres de chaque partie du système sert à déterminer les variables clés qui seront prises en considération dans l'optimisation.

La solution optimale du système est en fonction de tous les paramètres (Variables Clés) qui influent sur la production. L'organisation d'un cas d'étude d'optimisation intégrée est détaillée comme suit :

- Etude de réservoir engineering pour l'estimation de la pression de réservoir ainsi que la compréhension de la liaison couche-trou.
- La modélisation des puits, et du réseau.
- L'intégration des modèles réservoir et puits avec le modèle de réseau, puis les scénarios d'optimisation de la production.

L'utilisation d'un modèle intégré à pour but, l'intégration de tous les éléments du champ (réservoir, puits et réseau de surface) dans un seul modèle, nous permettant ainsi de comprendre les interactions dynamiques du système complet d'ingénierie pétrolière. Ce modèle prend en considération toutes les contraintes et nous permet de voir leurs impacts sur le profil de production.[11]

Une fois le modèle intégré construit et validé, il est prêt à être utilisé à la fois comme un outil de prédiction et comme un outil de surveillance et peut honorer une variété de contraintes du système et de scénarios.

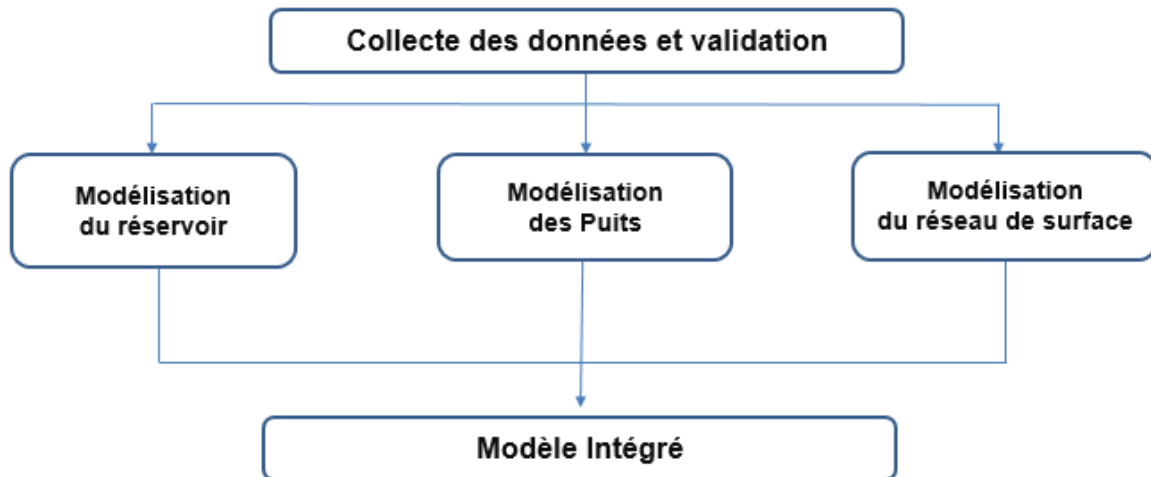


Figure 5.1 Schémas globale de la modélisation intégrée

5.2 Application de la modélisation intégrée :

La modélisation intégrée de la production, permet de relier entre les différents composants du système de production en tout temps et en toute circonstance.

La capacité de production du réservoir est soumise à une contre-pression adéquate, lorsqu'il est connecté à des puits et à un réseau.

La performance du puits sera estimée en présence de quantités changeantes de flux multiphasique, de changement d'énergie du réservoir et de contre-pression du réseau (interaction avec d'autre puits).

La réponse du réseau saisira l'interaction dynamique avec les réponses du puits (Pression de fond dynamique vs le débit).[11]

Utilisation d'un modèle IPM (Integrated production modeling):

Un IPM peut être employé pour :

- La validation des données de champ.
- Déterminer la répartition de la production.
- Atteindre les objectifs voulus de façon optimale.
- Faire les prévisions de production et de pression.
- Planification de développement du champ.
- Planification de la maintenance (downtime).
- Dimensionnement du tubing et des pipelines.[12]]

5.3 Présentation des logiciels de la modélisation utilisée :

a. Le logiciel MBAL :

Le package MBAL constitue l'outil classique du réservoir engineering, et fait partie de l'Integrated Production Modelling Toolkit (IPM) de Petroleum Experts. MBAL a modernisé l'application de l'équation du bilan matière et constitue aujourd'hui un outil standard utilisé dans l'industrie pétrolière pour la modélisation par bilan matière.

Le MBAL peut être utilisé pour effectuer des prévisions / prédictions de deux façons :

- En tant qu'outil de réservoir dans un modèle intégré
- En tant que kit d'outils d'analyse de réservoir autonome.

Dans les deux cas, MBAL peut effectuer des calculs rapides en respectant l'aquifère correspondante et la perméabilité relative comme base de prédictions. L'utilisation des courbes de perméabilité relative du modèle adapté est générée. Ces courbes - qui sont physiquement représentatives - décrivent comment une phase s'écoule par rapport aux autres dans la zone de drainage des puits.

a.1 Applications :

- Calage de la performance du réservoir pour identifier les régimes de drainage et les réserves initialement en place,
 - Construction des modèles tank et multi-tank,
 - Génération des profils de production,
 - Etudes de développement des champs,
 - Analyse des courbes de déclin,
-
- Simulations Monté Carlo,
 - Modélisation du déplacement du front 1D,
 - Contrôle de l'injection et du recyclage.

a.2. L'Outil Bilan Matière (MATERIAL BALANCE TOOL) :

Le bilan matière est une méthode basé sur le principe de la conservation de la masse, Le programme Mbal utilise un modèle conceptuel du réservoir (Tank) pour prévoir son comportement basé sur les effets de la production des effluents et de l'injection d'eau et/ou de gaz. Les calculs du bilan matière sont basés sur les hypothèses de réservoir comme il est décrit ci-dessous :

- Volume des pores, gas-cap et des couches aquifères homogènes,
- Température constante,
- Distribution uniforme de la pression,
- Distribution uniforme de la saturation en hydrocarbures,

L'équation du bilan matière est zéro-dimensionnelle, ce qui signifie qu'elle est basée sur un modèle de réservoir qui ne tient pas compte de la géométrie de ce dernier, des zones de drainage, de la position et de l'orientation des puits etc... Cependant, l'approche du bilan matière peut être très utile pour :

- Déterminer les différents paramètres du réservoir : les réserves en place, la taille du gas-cap etc...,

- Identifier la présence, le type et la taille de l'aquifère,
- Estimer la profondeur des contacts gaz/huile, eau/huile et Gaz/eau,
- Prévoir la pression de réservoir pour un plan de production donné et/ou un programme d'injection.
- Prévoir la performance du réservoir.

b. Le logiciel PROSPER :

b.1.Présentation du Logiciel d'optimisation « PROSPER » :

Le logiciel PROSPER (**PRO**duction and **SYS**tems **PER**formance), permet d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement diphasique du réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir ;
- L'écoulement à travers le tubing ;
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La représentation schématique du système de production est illustrée comme suit :

En fonction du problème à traiter et des données à disposition, un point d'analyse appelé «Node » peut être choisi au fond, dans le réservoir ou en surface ; d'où le nom d'analyse nodale.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering de production.

Il permet :

- L'analyse de la performance des puits ;
- L'optimisation des complétions ;

- L'optimisation des solutions d'artificial lift.

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans le tubing.[13]

b.2. Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

- Données PVT ;
- Rapports de complétion du puits ;
- Données de jaugages ou DST ;
- Historique de production du puits.

Chapitre 6 : Modélisation et analyse des résultats

6.1 Introduction

Dans cette partie on va modéliser tout le système de production en utilisant les trois software Mbal, Prosper et GAP du package Petroleum Expert.

Cette modélisation intégrée nous permettra d'honorer l'interaction simultanée entre les différents paramètres de production.

6.2 Modélisation puits et courbe VLP en utilisant Prosper :

6.2.1 Modélisation PVT :

Le comportement dynamique du fluide au cours de la production, en fonction du changement de pression et température, dans le puits est très importants pour une bonne optimisation des paramètres de production.

1. Données PVT globales :

GOR de Solution	210	m ³ /m ³
Densité de l'huile	41,05	API
Densité de gaz	1,03	Sp gravity
Pression de bulle	2280	Psig
Viscosité de l'huile	0,19	Cp
FVF (Bo)	1,926	Vol/vol
Salinité de l'eau	300	Ppm
H ₂ S	0	%
CO ₂	1,045	%
N ₂	2,49	%

Tableau 6.1 Donnée PVT

2. Calibration des corrélations PVT :

Le logiciel utilise beaucoup de corrélations enregistrés dans sa base de donnée, pour choisir la plus représentatifs, on va essayer de caller les modelés avec les données de laboratoire présentés dans le tableau ci-dessous ;

Pression Psig	GOR m3/m3	FVF Rb/Stb	Viscosité Cp
14.7	1	0.83	0.779
400	48.12	1.262	/
1000	91.94	1.436	0.292
1500	129.97	1.606	0.244
2000	177.4	1.806	0.207
2280	210.14	1.926	0.19

Tableaux 6.2 : Test laboratoire PVT

PVT - Match Data (HTMW-1.Anl) (Oil - Black Oil matched)

Done Main Cancel Reset Copy Clip Import PVTP Import Transfer Plot Help

PVT Match data

Table 1

Temperature 121 deg C

Bubble Point 2280 psig

	Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity
	psig	Sm3/Sm3	RB/STB	centipoise
1	14.7	1	0.83	0.779
2	400	48.12	1.262	
3	1000	91.94	1.436	0.292
4	1500	129.97	1.606	0.244
5	2000	177.4	1.806	0.207
6	2280	210.14	1.926	0.19
7				

Figure 6.1 : Calage des données PVT

Après avoir effectué le calage des corrélations avec les données lab. ; on va choisir la corrélations la plus représentatif on analysants les statistiques des résultats (Paramètre 1 proche de 1, paramètre de proche de 0)

PVT - Correlation Parameters (HTMW-1.AnI) (Oil - Black Oil matched)

Done	Cancel	Main	Export	Report	Reset All	Help
------	--------	------	--------	--------	-----------	------

Bubble Point

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.83188	0.85302	0.9177	0.78966	0.8462	0.94012
Parameter 2	-578.597	-475.462	-224.818	-829.751	-507.331	-155.217
Std Deviation						
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Solution GOR

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.63999	1.47748	1.24266	1.84472	1.92214	1.14808
Parameter 2	0.76667	34.9022	21.5828	41.7784	-265.532	73.834
Std Deviation	27.2622	43.4741	31.5784	42.48	69.7314	63.0091
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil FVF

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.34981	1.38871	1.29874	1.76798	1.19823	1.60398
Parameter 2	-0.45232	-0.55402	-0.43392	-0.97704	-0.30037	-0.84872
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	1e-8	769266	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8
Std Deviation	0.08665	0.093701	0.083089	0.089564	0.087784	0.10137
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil Viscosity

	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton
Parameter 1	2.13715	1.36952	1.80553	0.18699	5.38093
Parameter 2	-0.23036	-0.16144	-0.30507	0.043388	-0.48179
Std Deviation	0.049355	0.019848	0.057346	0.071114	
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Figure 6.2 : Choix de corrélation PVT

La corrélation choisie est celle de **Glaso** pour la Pb ,Rs et FVF ,et **Beggs et al** pour la viscosité

PVT - INPUT DATA (HTMW-1.Anl) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

☐ Use Tables Export

PVT is MATCHED

Input Parameters

Solution GOR	210.14	Sm ³ /Sm ³
Oil Gravity	41.06	API
Gas Gravity	1.03	sp. gravity
Water Salinity	300	ppm

Correlations

Pb, Rs, Bo	Glaser
Oil Viscosity	Beggs et al

Figure 6.3 : Application de la corrélation PVT

En traçant des plots des différents paramètres on peut voir que le model match parfaitement les points de mesure lab.

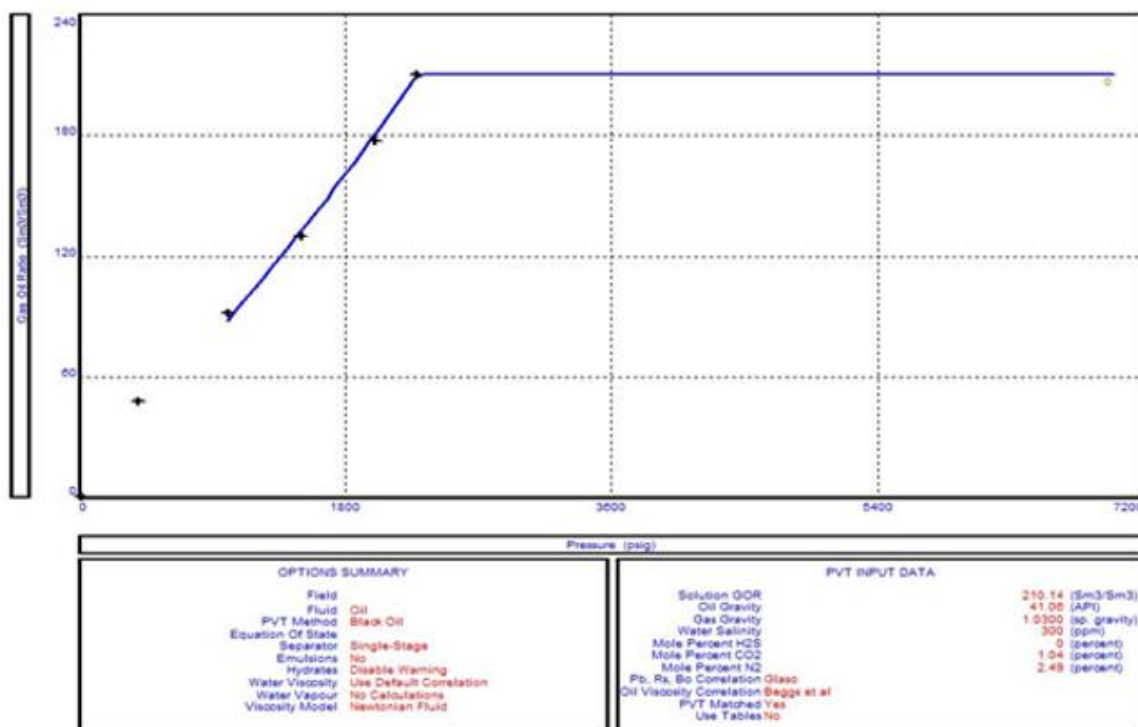


Figure 6.4 Rs En fonction de la Pression

A partir de ces données, on peut tracer la courbe de performance du réservoir (IPR) de notre puits en se basant sur la méthode du réservoir VOGEL ; bien que cette équation soit valable pour les réservoirs saturés ($P_r \leq P_b$), le programme s'adapte et utilise automatiquement la méthode PI quand il est au-dessus de la pression de bulle et VOGEL quand il est en dessous.

Pression initiale	6200	Psig
Température du réservoir	121	°C
OOIP	37,46	Millions Sm³
Porosité	6	%
Compressibilité de la roche	9,2495 e-5	1/psi
Perméabilité	0,1	mD

Tableau 6.3 : récapitulatif des données réservoir

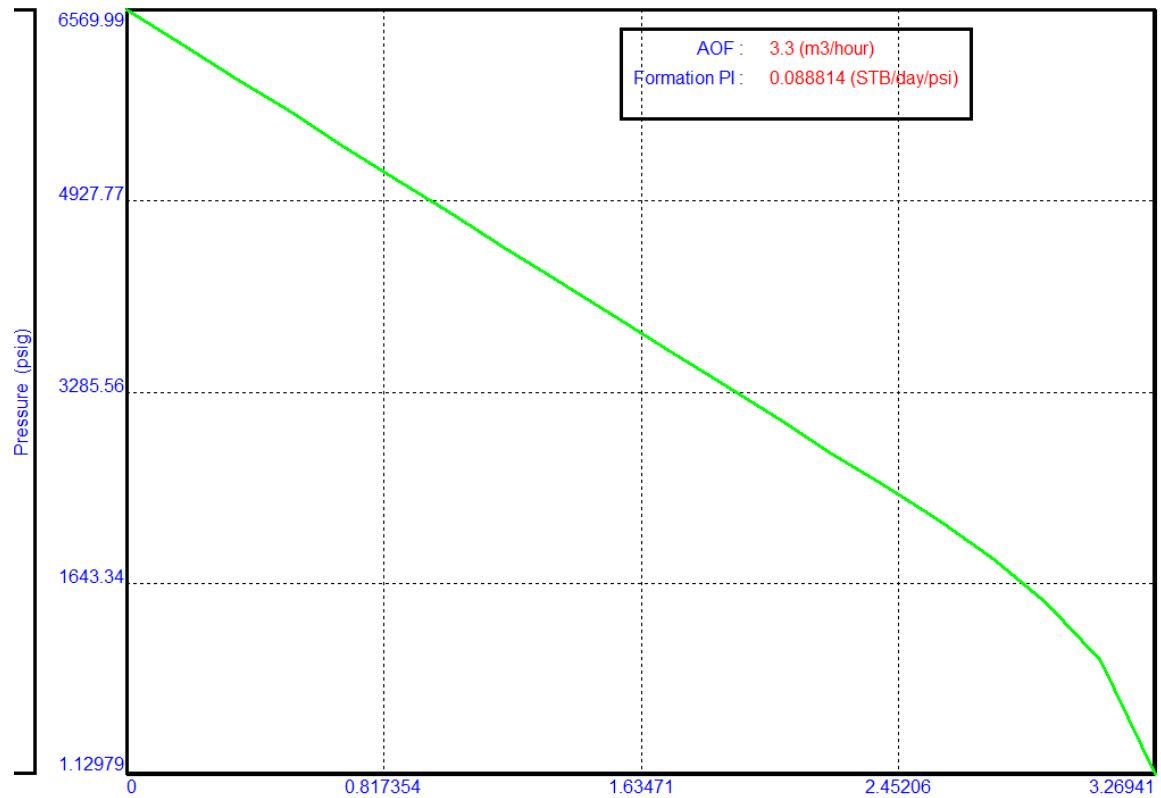


Figure 6.5 : La courbe IPR

6.2.3 La complétion du puits :

Les données d'entrée du système des équipements sont :

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

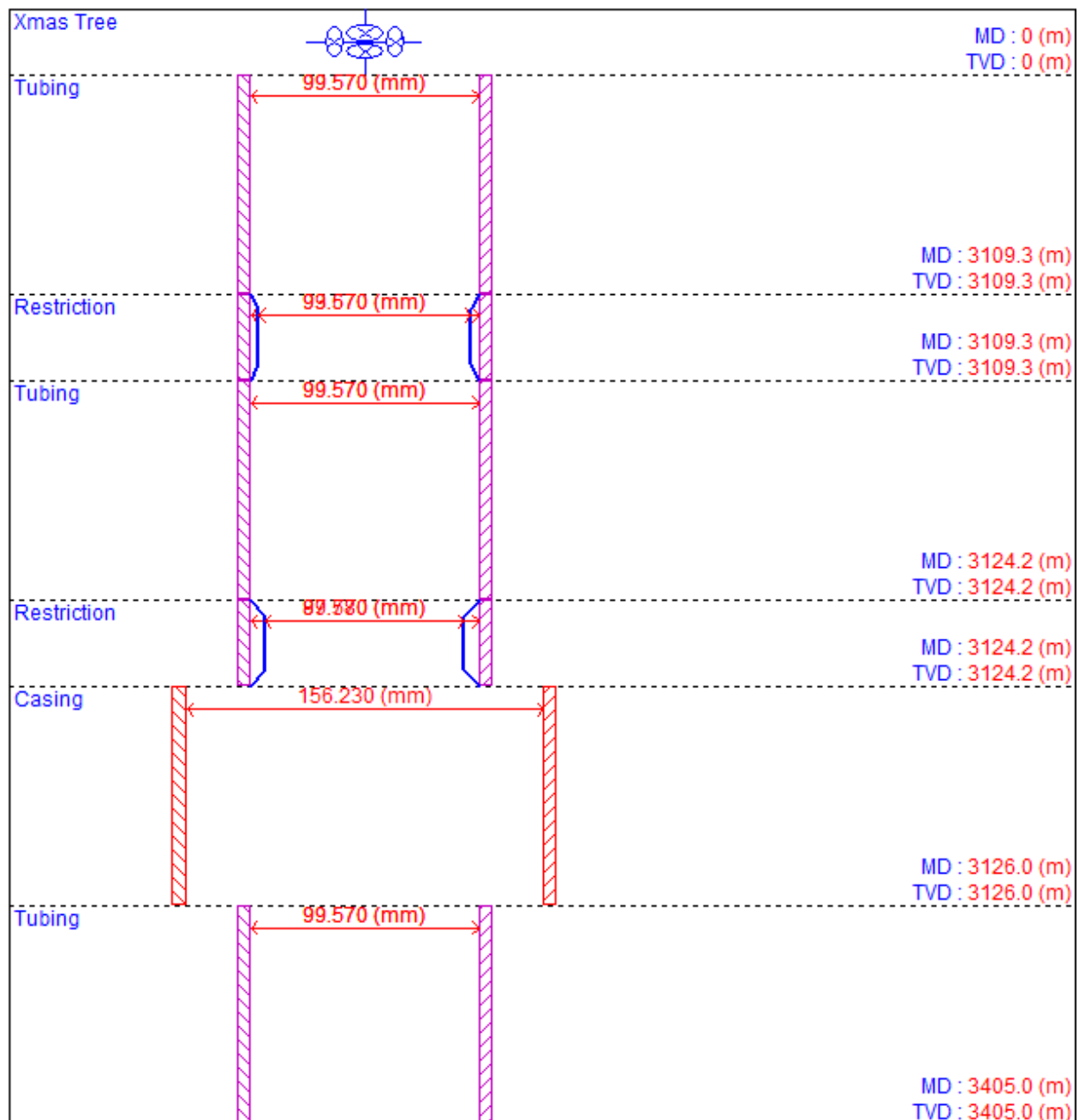


Figure 6.6 : Complétion du puits HTM 1

6.2.4 Choix de corrélation pour l'écoulement vertical :

On introduisant les données de test, essentiellement :

- La pression et température du fond
- Le débit

➤ La pression et température de Tête

Done

Cancel

Help

Export

Import

Report

Estimate U Value

Correlation Comparison

Match VLP

VLP / IPR

QuickLook

Rate Type

Liquid Rates

Adjust IPR

Adjust IPR

Match Data

	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure	Tubing Head Temperature	Water Cut	Liquid Rate	Gauge Depth Measured	Gauge Pressure	Reservoir Pressure	Gas Oil Ratio	GOR Free	Operating Frequency	Pump Wear Factor	Pump Intake Pressure	Pump Discharge Pressure
			(psig)	(deg C)	(percent)	(m3/hour)	(m)	(psig)	(psig)	Sm3/Sm3	Sm3/Sm3	(Hertz)	(fraction)	(psig)	(psig)
1	30/05/2017	DUSE 24	327	52	0	2.23	3235	2780	6753.61	212	0	50	0.2	9.625	
2	30/05/2017	DUSE 32	143	52	0	2.56	3235	2300	6570	216	0	50	0.2	11.125	

Figure 6.6 : Données du test puits HTM 1

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduite.

Pour le choix du modèle VLP adéquat, on analyse les courbes de traverse (pression en fonction de la profondeur), pour chaque corrélation et on remarque la quel qui honore notre point de test (Pression et profondeur)

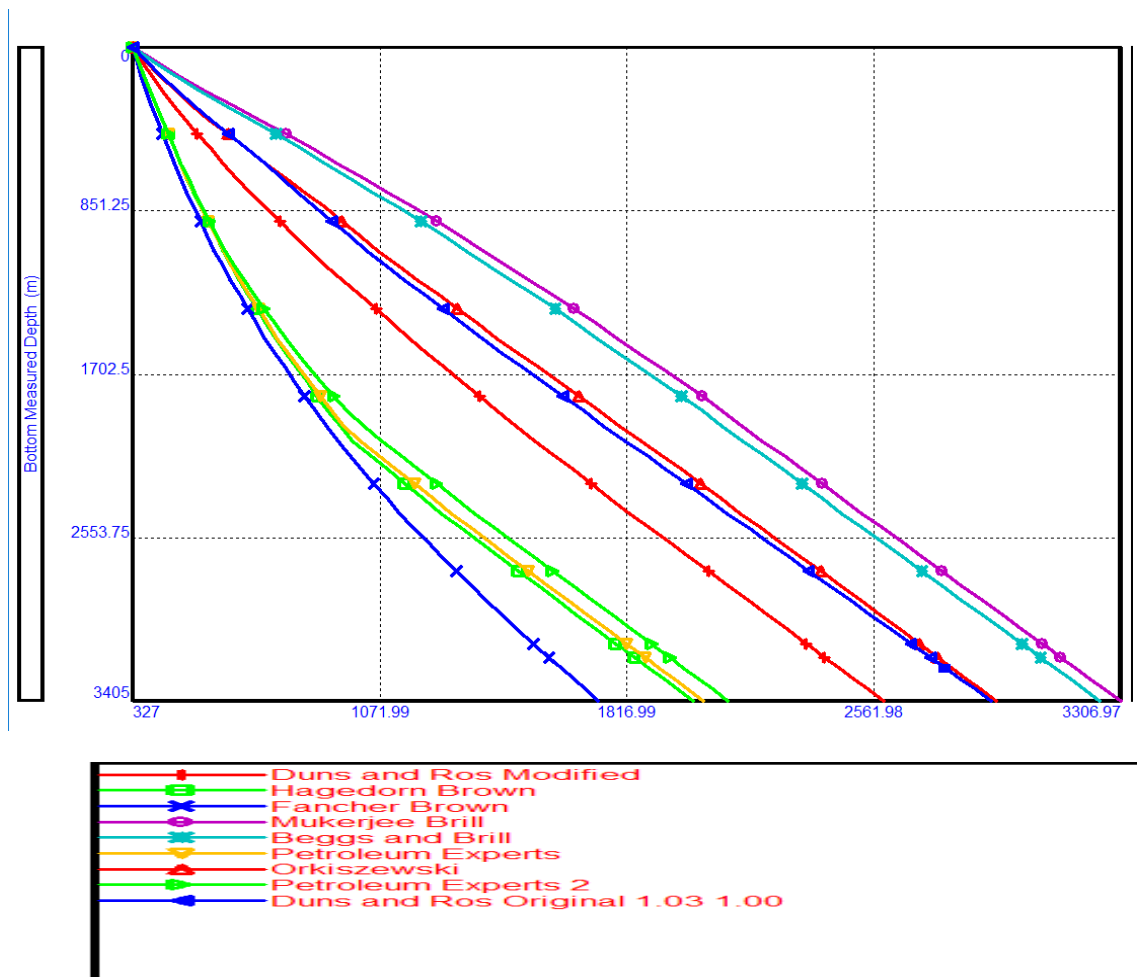


Figure 6.7 : Choix de la corrélation VLP

La corrélation la plus adéquate dont les résultats sont les plus proches des mesures test, est **Orkiszewski** .

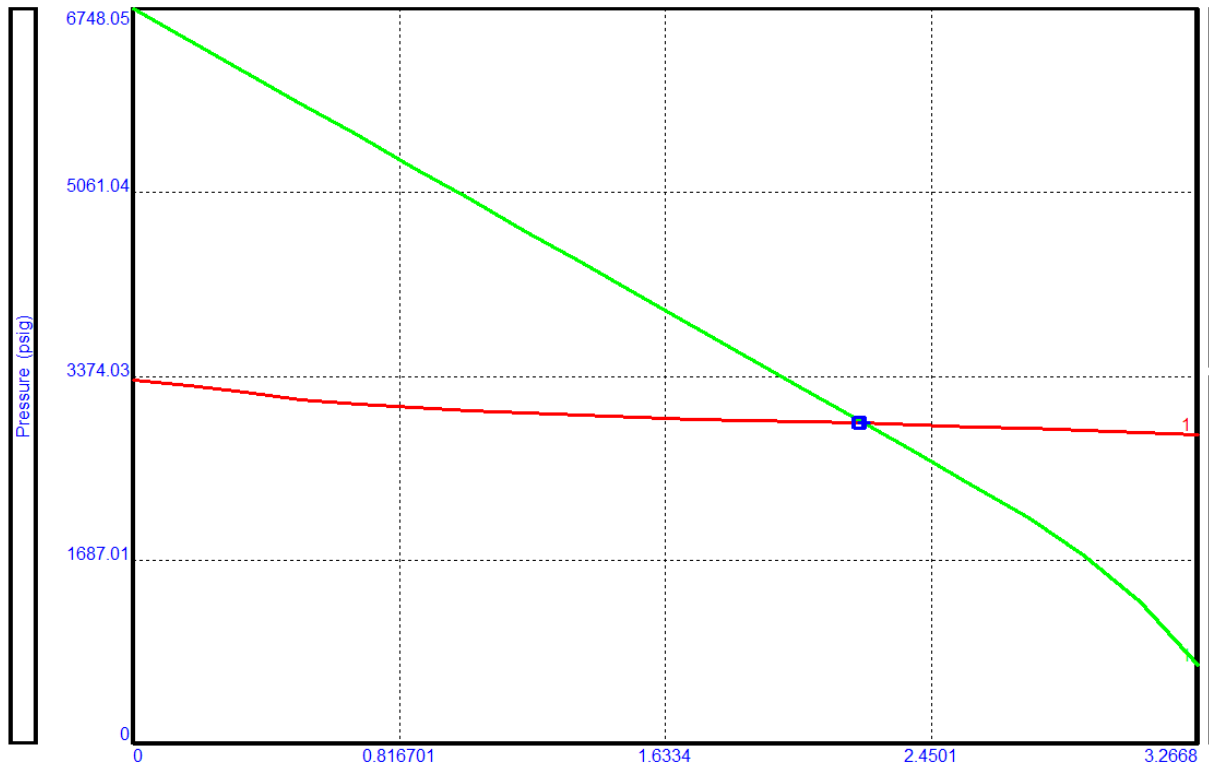


Figure 6.8 VLP vs IPR du puits HTM 1

Cette courbe représente le point de fonctionnement de notre puits qui correspond à l'intersection entre l'IPR (courbe caractéristique du réservoir) et le VLP (courbe caractéristique du puits). Le résultat obtenu avec la corrélation de perte de charge une fois matchée est superposé sur notre test, ce qui signifie que le modèle est représentatif de notre puits.

6.2.5 Générer les VLP :

Une fois construit, le modèle puits a servi à générer les sensibilités qui sont généralement déterminées par apport aux paramètres qui influent sur les performances du puits, chaque puits à son propre comportement de production en fonction de ces paramètres, dans notre cas les paramètres choisis sont : GOR, Water cut , Pression de tête.

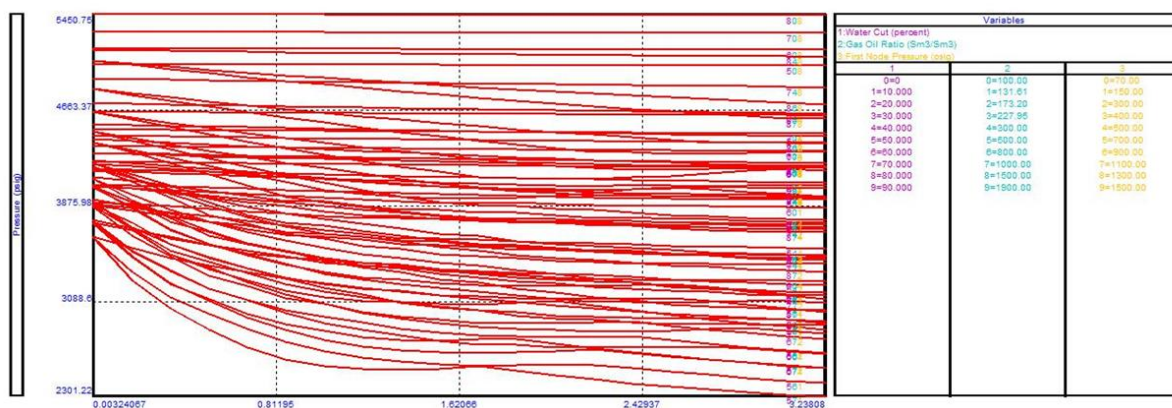


Figure 6.9 sensibilité des Courbes VLP

Ces courbes sont exportées sous une extension. tpd, pour pouvoir être exploité par GAP dans la modélisation de tout le réseau de surface.

6.3 Model réservoir et profil de production (Mbal) :

6.3.1 Introduction des données :

On doit introduire les données de notre réservoir dans la rubrique Tank data ;

Tank Input Data - Tank Parameters

☒ Done
 ☒ Cancel
 ☒ Help
 ☒ Import

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Tank Type: Oil						☐ Monitor Contacts
Name: Quartzite						☐ Gas Coning
Temperature: 121 deg C						☐ Water Coning
Initial Pressure: 6200 psig						☐ Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)
Porosity: 0.06 fraction						
Connate Water Saturation: 9.9 percent						
Water Compressibility: Use Corr 1/psi						
Initial Gas Cap: 0						
Original Oil In Place: 37.46 MSm3						
Start of Production: 01/01/2020 date d/m/y						
						Calculate Pb...

Figure 6.10 Donnée globale du champ

6.3.2 Les courbes des perméabilités relatives :

En raison de l'indisponibilité des courbes des perméabilités relatives pour le réservoir Quartzites de Hamra du champ de Hassi Toumiat, nous avons utilisé les courbes du même réservoir mais d'un champ voisin et il est de même pour la compressibilité de la roche.

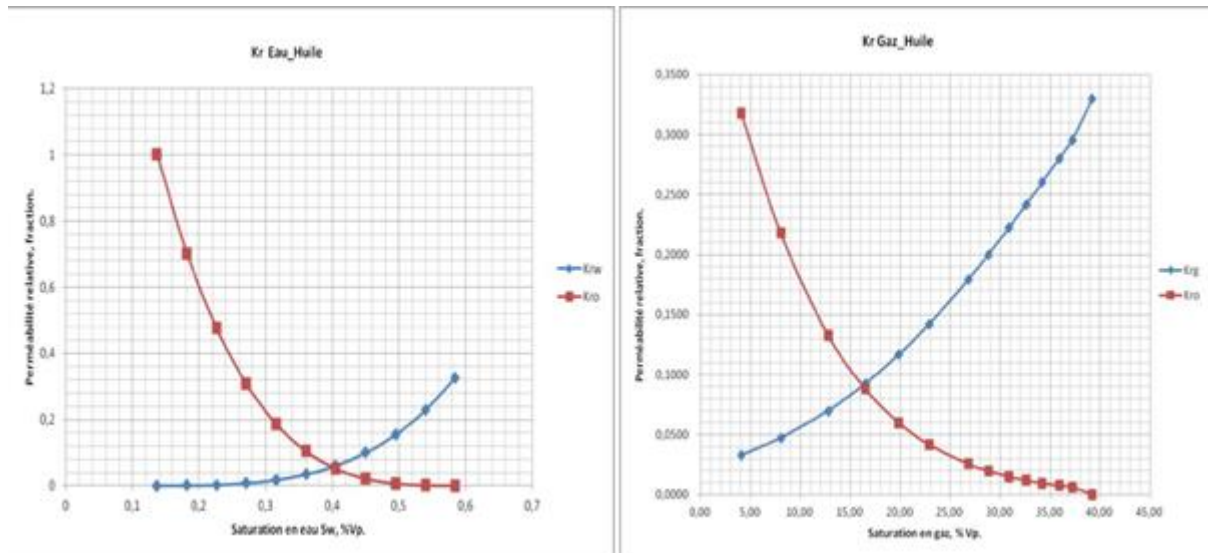


Figure 6.11 : Courbe de perméabilité relative

Prédiction de la production sur 25 ans de 2020 jusqu'au 2045, avec réservoir seul, sans aucune contrainte en surface ou puits.

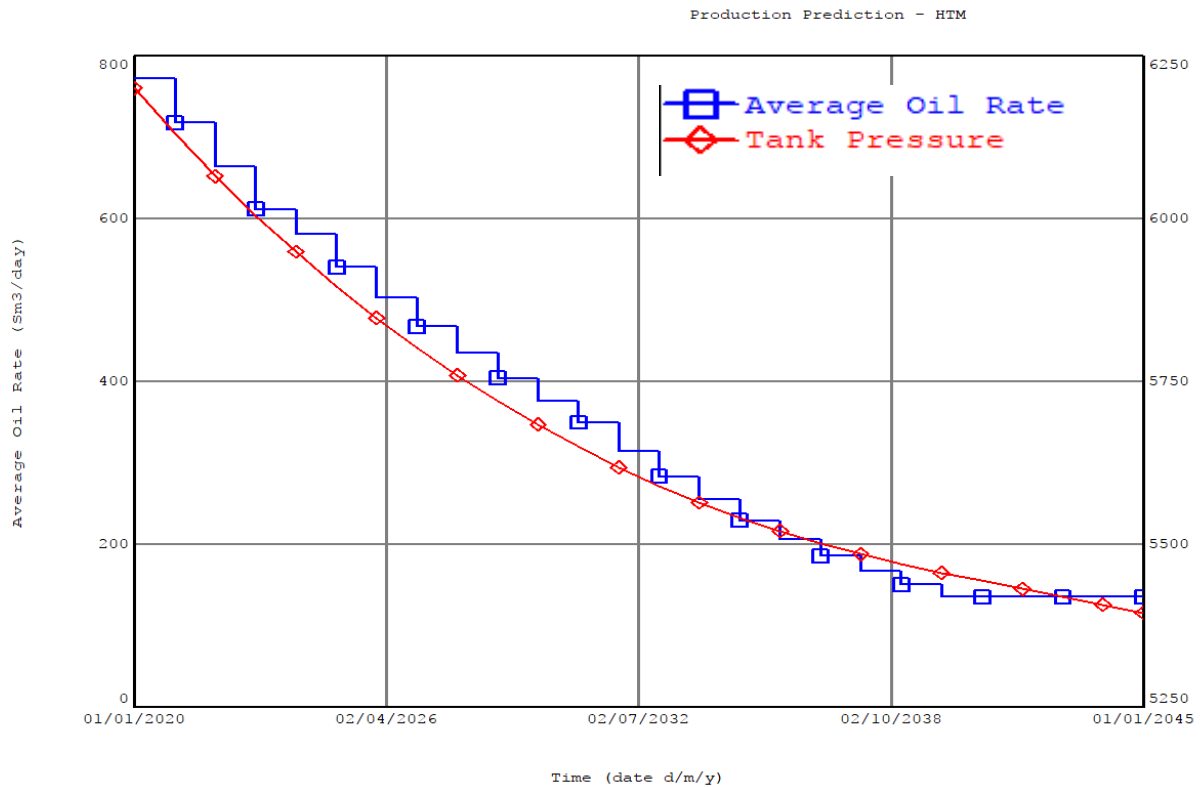


Figure 6.12 Profil de Production Mbal

6.4 Optimisation du réseau de surface en utilisant GAP :

6.4.1 Les élévations :

Tout d'abord avant de créer le model de puits et les conduites sur GAP, on doit déterminer les élévations des pipes ; ce qui est très importants pour l'optimisation de l'écoulement,

Le comportement de l'écoulement dans une conduite parfaitement horizontale est déférent d'une autre inclinée (Liquid hold up).

Pour déterminer les élévations, on a utilisé le module GIS MAP de Pipesim pour déterminer les élévations sur les chemins qu'emprunteront chaque flow line et chaque Trun Kline.

Voici un exemple de dénivelée pour le trunkline menant du MFD 2 vers l'Usine.

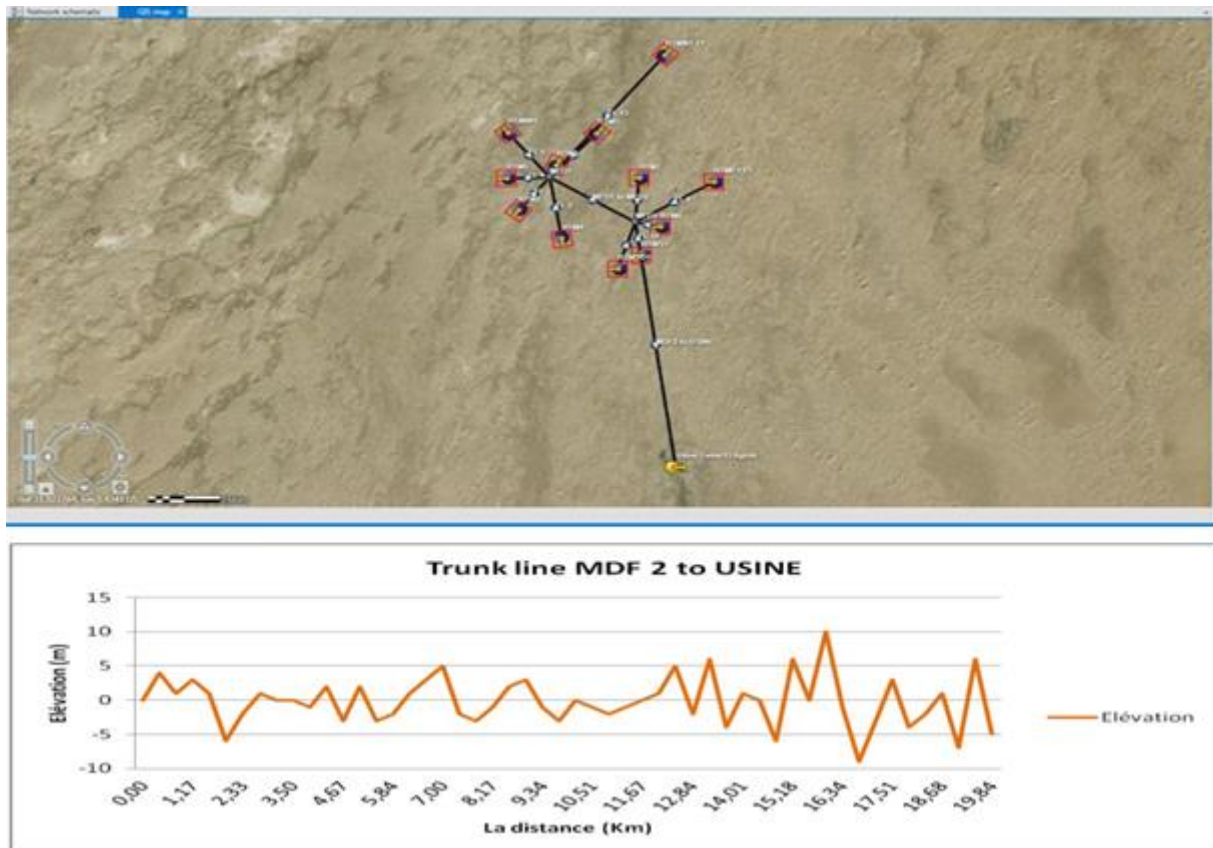


Figure 6.13 Exemple d'élévations pour le trunkline MFD2 vers Usine.

6.4.2 Modélisation sur GAP :

Après avoir déterminé les élévations, nous avons construit le modèle réseau de collecte sur le logiciel GAP, dans lequel nous les avons introduites. Ensuite nous avons intégré le modèle réservoir et le modèle puits dans ce même réseau de collecte pour obtenir un modèle intégré qui nous a permis d'établir plusieurs scénarios d'optimisation.

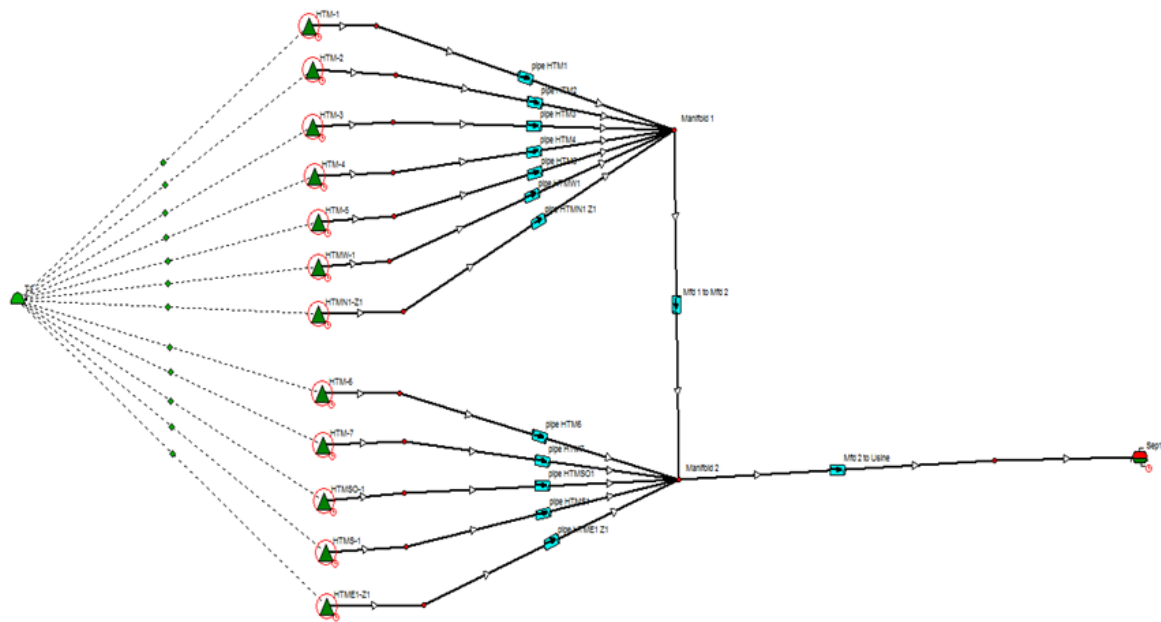


Figure 6.14 Schéma globales des installations de surface avec le puits (GAP)

6.4.3 Les Scénarios d'optimisation :

Ce scénario consiste à choisir les diamètres des pipes de chaque segment du réseau, et cela en analysant les résultats obtenus pour les différents cas de figures.

Les cas de figures envisagés sont les suivants :

- **1er Cas** : flowlines 3" + trunkline 4" + trunkline 8"
- **2ème Cas** : flowlines 4" + trunkline 6" + trunkline 8"
- **3ème Cas** : flowlines 3" + trunkline 6" + trunkline 10"
- **4ème Cas** : flowlines 6" + trunkline 8" + trunkline 10"

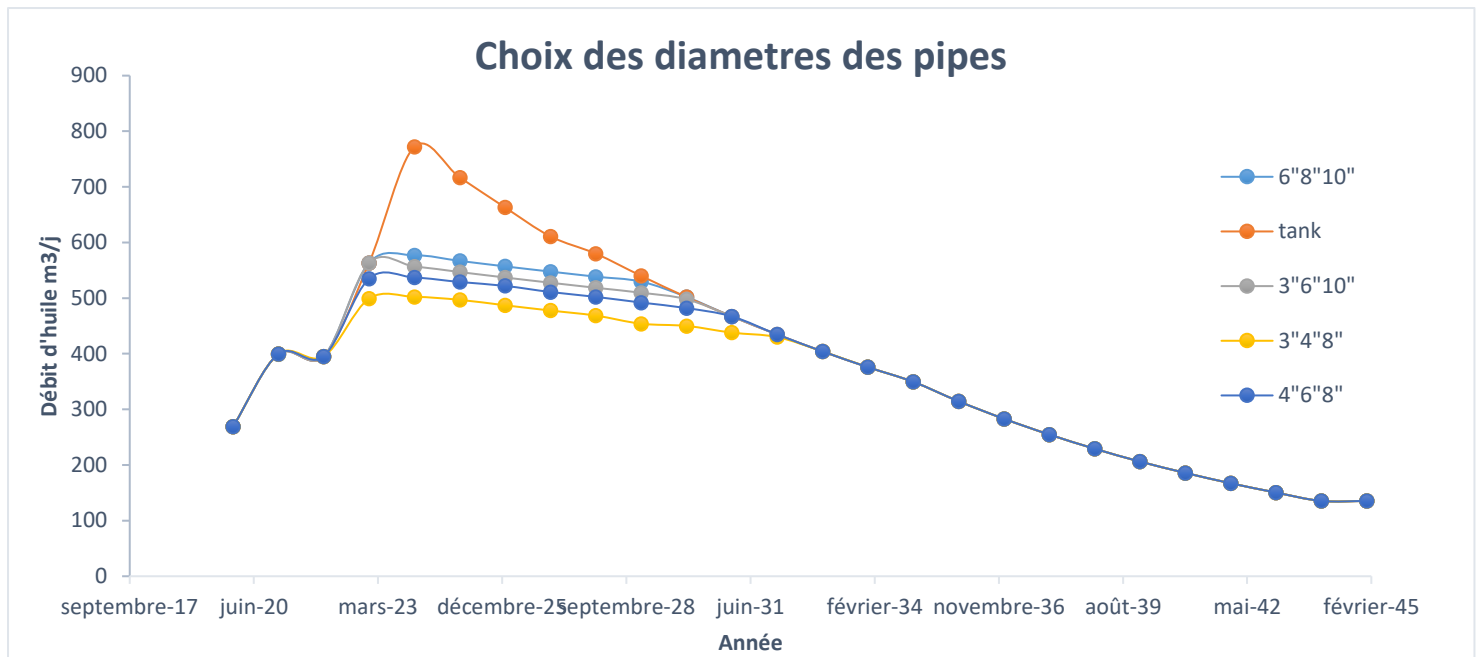


Figure 6.15 Résultats des sensibilités des pipelines

A partir de ce graphe, on remarque que les profils de production obtenus pour les différents diamètres n'arrivent pas à atteindre les prévisions de production. Aussi pour faire le meilleur choix parmi les cas ci-dessus, il nous est nécessaire considérer deux paramètres, le profil de production et les vitesses du fluide dans les pipes, puisque ces dernières doivent être comprises entre la vitesse minimale de transport qui correspond à 3m/s et la vitesse maximale qui est la vitesse d'érosion.

Pour cela, il nous faut faire un compromis entre ces deux paramètres, car ils se comportent de façon inverse par rapport au diamètre, à savoir, les vitesses du fluide varient inversement par rapport au diamètre alors que le profil de production, lui varie de façon proportionnelle au diamètre.

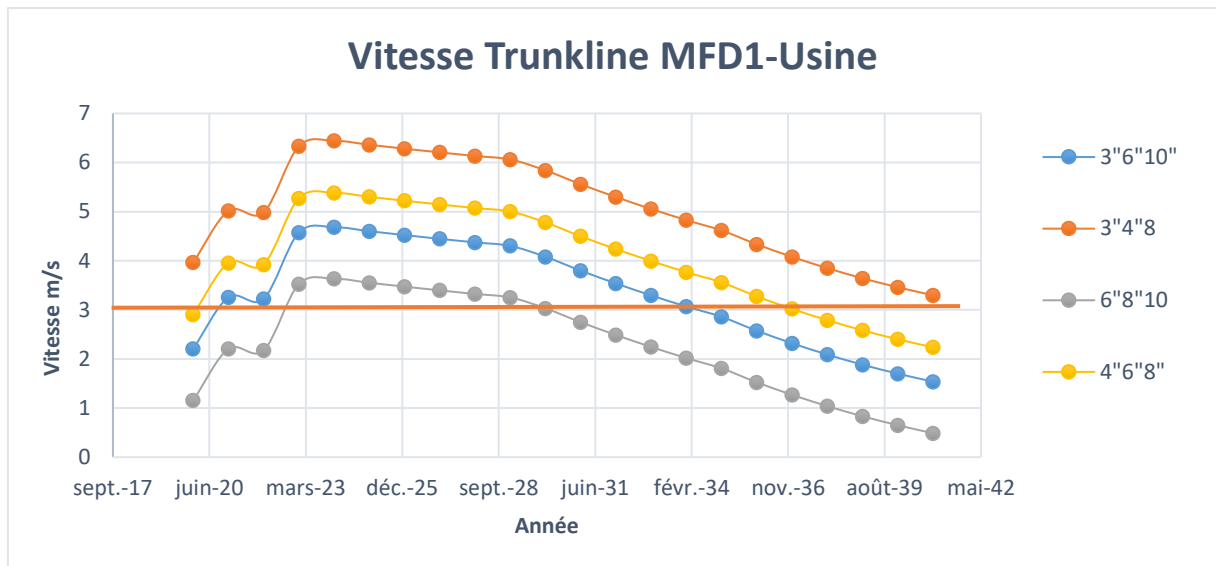


Figure 6.16 Vitesse critique

Compte tenu des résultats obtenus, le choix s'est porté sur le 3ème cas (flowlines 3", trukline 6" et trunkline 10") avec un débit moyen de 362 m³/j et un cumule de production 3.4 Million de m³, car c'est celui qui remplit au mieux les critères à savoir un bon profil de production tout en respectant les seuils des vitesses du fluide dans les pipes.

Une fois les diamètres des pipes établis, des scénarios ont été réalisés pour améliorer la production afin d'atteindre les prévisions.

6.4.5 Installation d'une pompe multiphasique :

Ce scénario comprend l'installation d'une pompe multiphasique au niveau du tronçon allant du manifold 2 vers l'entrée Usine.

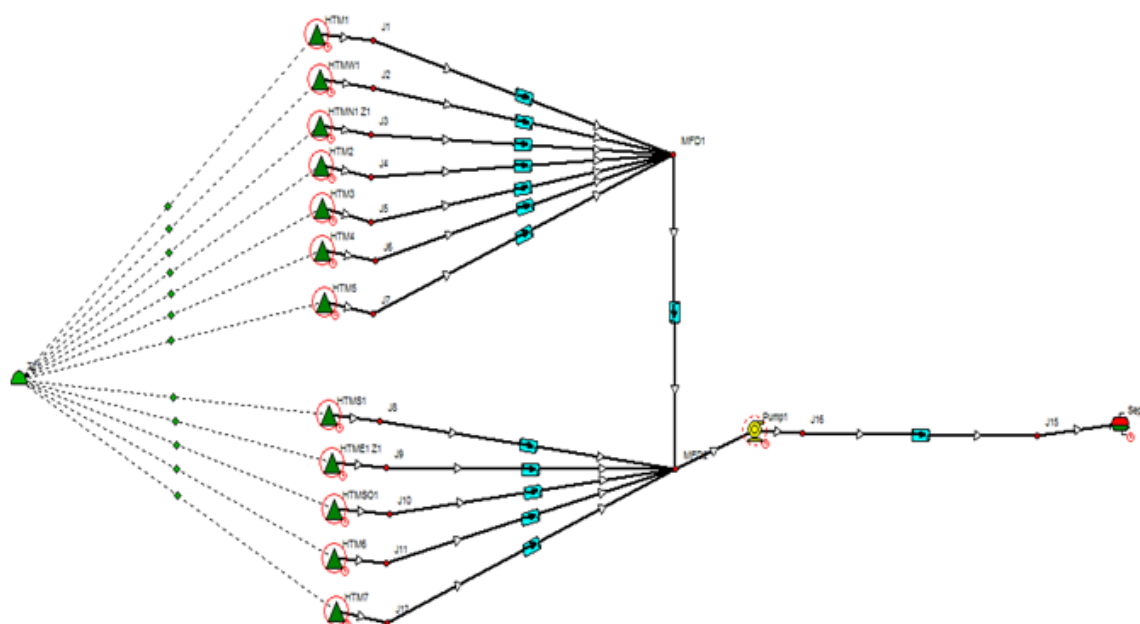


Figure 6.17 Pompe multiphasique

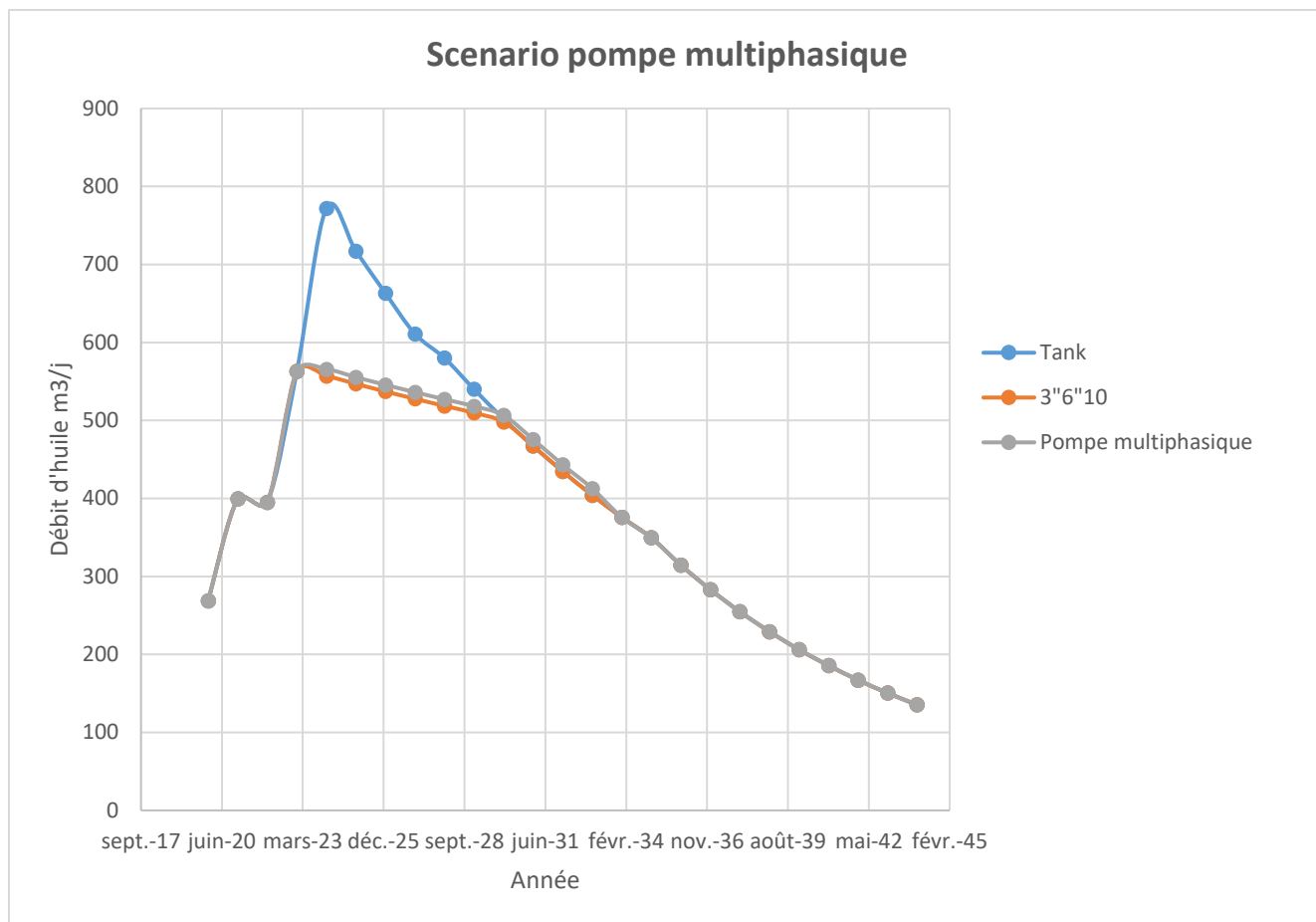


Figure 6.18 Résultats de la pompe multiphasique

A partir de ces résultats, on remarque que l'apport de la pompe multiphasique n'est pas satisfaisant, donc on peut dire que cette option n'est pas envisageable.

6.4.6 Installation des pompes ESP :

Pour un meilleure lifting dans les puits, et pour booster encore plus la production en aval ;on va essayer le scenarios des pompes émergés aux fond des déférents puits .

Sur Prosper on choisit le mode artifitial lift –pompe ESP et on installe nos pompes ;

Après avoir installé la pompe et effectuer le désigne ; Sur GAP on importe les données de nos puits ainsi que les nouvelles courbes vlp sous forme tpd.

Les pompes sont installées uniquement pour une période de 6 ans 2024 au 2030.

Maintenant on peut lancer les scénarios suivants :

Scenario 1 : 4 pompes

Scenario 2 : 8 pompes

Scenario 3 : 12 pompes

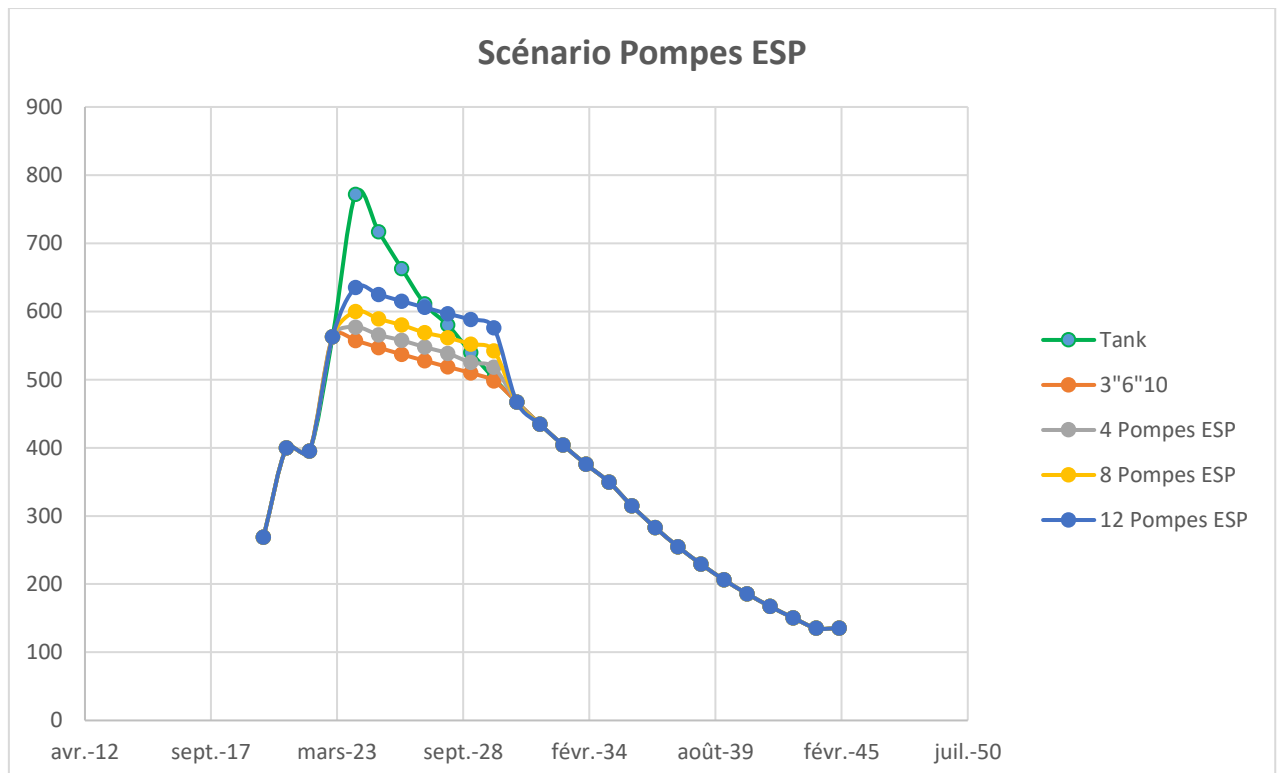


Figure 6.19 Résultats de la pompe ESP

Les résultats suivants montrent qu'il y a une amélioration de la production avec l'installation des pompes ESP et cette amélioration est proportionnelle au nombre de pompes installées.

	3"6"10"	4 pompes ESP	8 pompes ESP	12 Pompes ESP
Débit moyen m3/j	362,13	367,31	373,63	383,16
Cumule de production m3	3436686	3485779	3545785	3636159
RF %	9.4	9.6	9.7	10.1

Tableaux 6.4 Résultats des pompes

On peut donc déduire que le meilleur choix est l'installation de 12 pompes ESP, toute fois, avant de recommander ce scénario, une étude économique est souhaitée pour prendre une décision finale.

4.4.7 Etude économique sur le choix des pompes :

Pour étudier l'impact économique des pompes par rapport aux cas de base, l'étude est effectuée uniquement pour les années où les pompes sont installées 2024 - 2030.

Calcul de la valeur actuelle nette pour le scénario des pompes ESP

$$VAN = \sum_{t=0}^n \left(\frac{B_t - D_t}{(1+a)^t} \right) \quad (6.1)$$

VAN : Valeur Actuelle Nette :

Bt : Bénéfice annuel :

Dt : Dépense annuel t :

n : Nombre d'années (6 ans)

a : Taux d'actualisation (10%)

Les calculs sont faits à partir des suppositions suivantes :

- Prix du pétrole est de 50 \$/bl
- Le taux d'actualisation est de 10%
- Le cout totale d'investissement pour une pompe est 1.9 million \$ (400000 \$ prix d'achat d'une pompe et 1.5 million \$ cout Work Over et maintenance)

Exemple de calcule pour 12 pompes :

Débit m3/j	Cumule m3	cumule bbl	Bénéfices \$	cout	$(a+1)^n$	CF
635	231775	1456960,828	72848041,38	3799992	1,1	62770953,98
624,9	228088,5	1433787,12	71689355,99	3799992	1,21	56106912,39
615,1	224511,5	1411301,74	70565087,01	3799992	1,331	50161604,06
605,9	221153,5	1390193,016	69509650,82	3799992	1,46	45006615,63
596,6	217759	1368854,85	68442742,5	3799992	1,61	40150776,7
588	214620	1349122,782	67456139,1	3799992	1,77	35963924,92
576	210240	1321589,664	66079483,2	3799992	1,94	32102830,52
					VAN	322263618

Tableau 6.5 Calcule de la VAN pour le cas 12 pompes

Scénario	VAN \$
Cas de base 3"6"10"	297 139 196
4 pompes ESP	301 763 044
8 pompes ESP	308 640 372
12 Pompes ESP	322 263 618

Tableau 6.6 Comparaison entre les VAN des scénarios pompes ESP.

Ces résultats confirment le choix précédent à savoir l'installation de 12 pompes ESP, car c'est l'option la plus rentable avec une VAN de 322 Millions soit 27 Million \$ par rapport aux cas de base.

Conclusion

Au terme de cette étude menée sur les douze (12) puits du champ de Hassi Toumiat et en utilisant les outils de simulation tel que MBAL, PROSPER et GAP, dont l'objectif principal est le développement du champ, nous pouvons conclure les points suivants :

Le réservoir de Hassi Toumiat renferme des réserves d'hydrocarbure remarquables selon les études et les estimations effectuées. D'après les données, ce réservoir a montré de bonnes caractéristiques en termes de réserve.

Un modèle de réseau de surface fiable passe avant tout par la prise en compte de toutes les contraintes du système de production. Chaque contrainte a un impact sur le profil de production d'où l'importance de souligner l'utilisation de la modélisation intégrée qui répond à cette problématique. Pour notre cas, le développement du champ Hassi Toumiat repose sur deux scénarios possibles :

Le premier scénario repose sur l'utilisation de la configuration des diamètres des pipelines suivants :

- Des flowlines de diamètre 3" reliant les puits aux MFD 1 et 2.
- Un trunkline de diamètre 6" reliant le MFD1 vers MFD2.
- Un trunkline de diamètre 10" reliant le MFD2 vers le centre de traitement.

Le second scénario qui consiste en la mise en place des pompes ESP aux niveaux de tous les puits permettra certainement encore un meilleur gain pour vaincre les pertes de charges, ce qui améliorera évidemment la production globale du champ.

L'étude prévisionnelle a montré un taux de production environ 10 % par la configuration du meilleur scénario du champ sur les 25 prochaines années. En effet, plusieurs scénarios ont été réalisés sous les logiciels MBAL, PROSPER et GAP qui a permis de générer des profils modèles de production prévisionnels. Ces scénarios ont montré une amélioration plus ou moins importante ce qui démontre la réussite de cette technique.

Comme le plan de développement d'un champ ne repose pas seulement sur une étude technique dont l'objectif principal est toujours de maximiser le gain. Par conséquent, cette étude technique ne sera complète que si elle est suivie d'une étude économique en vue de couvrir tous les aspects d'un plan de développement robuste. Dans ce contexte, une étude

économique mais très restrictive basée sur le calcul de la VAN, a donné plus ou moins un aperçu sur le meilleur scénario technico-économique possible par rapport au cas de base.

Recommandations

Dans le souci de bien mener cette étude à termes, nous recommandons les points suivants :

La construction et la génération d'un modèle statique suivi par un modèle dynamique, et leurs montages sous les softwares (Petrel-Eclipse) permettront une meilleure étude de ce réservoir. En effet, une vérification et la validité du modèle avec l'history matching puis avec l'historique de production du champ pourront être menées avec succès, ce qui confortera certainement cette étude prévisionnelle du développement du champ par l'amélioration de nos résultats obtenus.

Nous tenons à signaler d'autres scénarios possibles pour le développement du champ comme par exemple : la transformation de puits vertical en puits horizontal et probablement réaliser la fracturation hydraulique de certains puits. Ces différents schémas permettront de meilleurs performances des puits ce qui aboutira à l'augmentation des récupérations et des revenus économiques.

Enfin, pour mieux évaluer les scénarios proposés, il est nécessaire d'effectuer une étude économique globale et détaillée de tout le système de production car c'est un paramètre clé dans le choix des options à entreprendre et dans la prise de décision.

Bibliographie :

- [1] Rapport implantation, Sonatrach, 2014
- [2] A. Boudjema, Evolution structurale du bassin pétrolier, Sonatrach /Beicip 1987.
- [3] Ahmed Tarek: " Reservoir Engineering Handbook-Second Edition" , Elsevier Gulf Professional,
- [4] Dake ,Fundamental of reservoir engineering , Elsevier Gulf Professional,1978.
- [5] Dake ,The practice of reservoir engineering , Elsevier Gulf Professional,1994 .
- [6] Dale beggs , Production Optimization Using Nodal Analysis ,OGCI Publication ,1991.
- [7] Michael Golan, Curtis H. Whitson Well performance Springer Netherlands 1978
- [8] L .Mailhe Collecte traitement et stokage ,Edition technipe 1974
- [9] Michael j- Economides al.: "Fluid Flow & Production System" Petroleum Engineering.
- [10] B. Adnoyy ,Modern Well Design ,Rogaland University Center,Norway ,1999.
- [11] Wang, S.W. et al.:" Application of Integrated Reservoir Analysis to Optimize Development –Plan"-Paper presented at the 2005 Asia Pacific oil and gas Conference and Exhibition held inJakarta, Indonesia,5-7 April 2005.SPE 93048
- [12] Samat kabdnov et al.: " IPM Tool for Strategic decisions: Diverse Applications of IPM in the supergiant Tengiz Field "-Paper presented at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar ,20-22 January 2014.IPTC 17252
- [13] Petroleum expert Help, 2010
- [14] Material Balance, Halliburton
- [15] Reservoir Engineering Handbook, 4ème Edition
- [16] Aquifer Detection and Characterization by Material Balance Methods in the Niger Delta
- [17]WEC Shlumberger ,Sonatrach,2010