



N° d'ordre :
N° de série :



République Algérienne Démocratique Et Populaire
Université Kasdi Merbah -Ouargla-

Faculté Des Hydrocarbures et des Energies Renouvelables et Sciences
de la Terre et de L'univers

Département de production des hydrocarbures

Option Production
Mémoire pour obtenir le diplôme de Master

Présenté Par
Mehellou Abderrahmane

Thème

*Application de l'Analyse Nodale
pour l'optimisation de choix de
complétion et l'effet de production
avec et sans Storm choke sur puits
HTG11 (HASSITOUAREG)*

Soutenue devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. Kadri Ycine	Enseignant	Univ. Ouargla
Examineur :	Mme. Robai Sara	Enseignante	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. Miloudi Mustapha	Enseignant	Univ. Ouargla

2018-2019

Remerciement

Toute mes reconnaissances sont pour dieu tout puissant qui m'a donné courage, patience et force pour mener ce modeste travail à terme en si bonnes conditions.

*Je spécialise par mes remerciements aux **Mr. Zubairi Yassine**, **Mr. Ben Allal Djamel** et **Mr. Sadani Karim** pour leurs bons accueils et leur aide généreuse en matière des données.*

*Toutefois j'exprime mon gratitude infinie à tous **ma mère**, **mon père**, **mes deux frères**, famille et amis.*

*Je voudrai dire un grand merci à **Mr. Miloudi Mustapha** pour ses conseils et soutiens inestimables.*

Et Bien sûr à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

DEDICACES

*Je dédie ce travail à ma famille. Spécialement mes **parents** qui ont beaucoup sacrifié pour notre bonheur et qui ont partagé avec nous tous les malheurs.*

*Mes **frères** et à toute la famille. Aussi, à tous qui m'a encouragé à terminer mes études et à tous qui nous aides à faire cette course d'étude dans la faculté des hydrocarbures à **Ouargla**.*

Résumé

La complétion se définit comme la méthodologie et la technologie requise pour produire des réserves récupérables (du réservoir à la surface).

Elle se représente dans le design, sélection et l'installation de tubulaires, outils et matériel, localisé dans le puits, dans le but de transporter, produire, ou contrôler de production (ou injection).

Ou:

La complétion d'un puits couvre l'ensemble des opérations qui permettent sa mise en service, que ce soit en production, en injection ou en observation.

Après les grandes progrès technologiques Plusieurs méthodes ont été introduites dans l'industrie pétrolière dans le but d'augmenter la récupération totale du brut et du gaz, parmi ces méthodes on compte la récupération artificielle (gaz lift, injection CO₂..... etc.), mais plus importante la simulation et l'optimisation de choix de complétion qui est l'outil qui nous aide à :

- *Améliorer la productivité du puits
- *Réduire les pertes de charge
- *Minimiser le phénomène de condensation dans le tubing

L'optimisation est l'outil qui nous permet de déterminer le type de la complétion et les équipements de séparation appropriés c'est pourquoi dans notre travail on se base sur le changement des propriétés du fluide du réservoir et son comportement en fonction de la pression de fond qui change avec le temps.

Mots clés:

Pression, débit, perte de charge, diamètre...

ملخص

يتم تعريف الاكمال على أنه المنهجية والتكنولوجيا اللازمة لإنتاج احتياطات قابلة للاسترداد (من الخزان إلى السطح). وهي ممثلة في تصميم واختيار وتركيب الأنابيب والأدوات والمعدات، الموجودة في البئر، لغرض نقل أو إنتاج أو التحكم في الإنتاج (أو الحقن).

أو:

يغطي استكمال البئر جميع العمليات التي تسمح بوضعه في نطاق الخدمة، سواء في الإنتاج أو الحقن أو الملاحظة. بعد التقدم التكنولوجي الكبير، تم إدخال العديد من الطرق في صناعة النفط من أجل زيادة الاسترداد الكلي للنفط الخام والغاز، ومن بين هذه الطرق نذكر الانعاش الاصطناعي (Gaz Lift)، حقن ثاني أكسيد الكربون، إلخ. ولكن الأهم من ذلك هو محاكاة خيارات الاكمال وتحسينها، وهي الأداة التي تساعدنا في:

*تحسين الانتاجية بشكل جيد

*تقليل خسائر الضغط

*التقليل من ظاهرة التكثيف في الأنابيب

التحسين هو الأداة التي تسمح لنا بتحديد نوع الاكمال ومعدات الفصل المناسبة وهذا هو السبب في عملنا على تغيير خصائص سائل الخزان وسلوكه كدالة للضغط. الخلفية التي تتغير مع مرور الوقت.

Summary

Completion is defined as the methodology and technology required to produce recoverable reserves (from the reservoir to the surface).

It is represented in the design, selection and installation of tubular, tools and equipment, located in the well, for the purpose of transporting, producing, or controlling production (or injection).

Or:

The completion of a well covers all operations that allow its commissioning, whether in production, injection or observation.

After the great technological progress several methods have been introduced in the oil industry in order to increase the total recovery of crude oil and gas, among these methods we count the artificial recovery (gas lift, CO₂ injection, etc.). , but more important the simulation and optimization of completion choices which is the tool that helps us:

- Improved well productivity
- Reduce the pressure losses
- Minimized the phenomenon of condensation in the tubing

Optimization is the tool that allows us to determine the type of completion and appropriate separation equipment that is why in our work it is based on the change of the properties of the reservoir fluid and its behavior as a function of pressure. background that changes with time.

Keywords:

Pressure, flow, pressure drop, diameter...

SOMMAIRE

	N ^o
REMERCIEMENT	I
DEDICACE	II
RESUME	III
SOMMAIRE	
LISTE DES FIGURES	IV
LISTE DES TABLEAUX	V
LISTE DES SYMBOLES ET ABBRIVIATIONS	VI
INTRODUCTION GENERAL	VII
CHAPITRE I: DESCRIPTION DU CHAMP DE HTG	01
I.1 Introduction sur la région de Gassi touil	02
I.2 Description du champ de Hassi touareg	03
I.2.1 Situation géographique	03
I.2.2 Historique du gisement	04
I.2.3 Géologie de Réservoir	05
CHAPITRE II: ANALYSE NODALE	07
II.1 Concept de l'analyse nodale	09
II.1.1 Procédure d'application de l'analyse nodale	10
II.1.2 Objectifs de l'analyse nodale	12
II.1.3 Application de l'analyse nodale	12
II.2 Pertes de charge dans le milieu poreux (Inflow)	13
II.2.1 L'équation de Darcy	13
II.2.1.1 Ecoulement linéaire	14
II.2.1.2 Ecoulement radial	15
II.2.2 Corrélations d'IPR pour les puits à gaz	16
II.3 Pertes de charge dans le tubing (Outflow)	18
II.3.1 Configuration de l'écoulement vertical diphasique	18
II.3.2 Equations et concepts de base	19
II.3.3 Variables D'écoulement Diphasique	23

II.3.4 Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing	26
II.3.5 Les principales corrélations des pertes de charge	27
CHAPITRE III. PARTIE CALCUL	29
III .1 Utilisation du logiciel PROSPER	30
III.1.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER	30
III.1.2 Organigramme de fonctionnement du PROSPER	30
III. 2 Procédure du travail	32
III. 2. 1. Cas Initial	33
III. 2. 1. 1. Données générales du puits HTG 11	33
III. 2. 1. 2. Application de l'analyse nodale sur le champ de HTG 11	34
III. 2. 1. 2. 1 Etude de performance de puits HTG 11	34
III. 2. 2. Cas Actuel & Prévisionnel	37
III. 2. 2 .1. Historique de production de HTG11avec exposition de problème	37
III. 2. 2. 2. Choix de complétion pour HTG11	41
III. 2. 2. 3. Etude de l'impact de Storm choke sur HTG11	42
III. 2. 2. 4. Etude de l'impact son Storm choke et avec TRSSV sur HTG11	43
Conclusion et Recommandations	45
Bibliographie	
Annexe	

LISTE DES FIGURES ET DES GRAPHERS

Figure	Nº
I.1 Carte géographique des champs de la région de GTL	02
I.2 Situation géologique du champ de HTG	03
I.3 Situation du champ HTG	04
I.4 Plan de position des puits	06
II.1 Perte de charge possible dans un système de production	09
II.2 Les différentes positions des nœuds	10
II.3 Point de fonctionnement	12
II.4 Ecoulement linéaire	15
II.5 Ecoulement radial	15
II. 1 Configuration d'écoulement	19
III.1. Organigramme de fonctionnement du PROSPER	30

Graphe	Nº
III. 1. Courbe IPR de HTG 11	34
III. 2. VLP vs IPR de HTG 11	36
III. 3. Historique de production de HTG11 après Décembre 2013	37
III. 4. Historique de production de HTG11 avant Décembre 2013	37
III. 5. Actualisation de l'AOF	39
III. 6. Choix de complétion pour HTG11	40
III. 7. Les pertes de charge de chaque diamètre	40
III. 8. Etude de l'impact d'augmentation de diamètre de Storm choke sur HTG11	41
III. 9. Le résultat du changement du diamètre du Storm Choke pour BRDS W01	42
III. 10. Etude de l'impact sans Storm choke et avec TRSSV sur HTG11	42

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Classification des corrélations de perte de charge

Tableau III.1 : Perforations

Tableau III.2 : Données Pétrophysiques

Tableau III.3 : Résultats des essais de puits

LISTE DES SYMBOLES ET D'ABREVIATIONS :

a : paramètre "d'attraction" [F°]

AOF : Absolute Open Flow

b : paramètre "de répulsion" [CFT]

CPF : Central Production Facilities

GOR : rapport volume de gaz à celui de l'huile [SCF/STB]

GTL : Gassi Touil

HTG: Hassi Touareg

Int: entier

IPR : Inflow Performance Relationship

K : Perméabilité (md)

M_{air} : masse moléculaire de l'air [g/mole]

md : milli darcy

M_i : masse moléculaire du composant i [g/mole]

MMSCF: million standard cubic foot

m/N mer : Mètres par rapport au niveau de la mer

n_g : le nombre de môle de gaz [mole]

OGR : rapport volume de l'huile à celui de gaz [STB/MMSCF]

P : pression du système [PSI]

P_b : Pression de Point d'ébullition [PSI]

P_C : Pression critique [PSI]

PVT : Pression/volume/température

P_r : Pression de réservoir

P_{sep} : Pression de séparateur

P_{std} : pression standard [14.5PSI]

P_{wf} : Pression du fond du puits

q : Le débit

R : constante des gaz, 10.73 [psi-ft³/lb-mole-R^o]

STB: standard baril

T_b : Température de Point d'ébullition [F°]
T_c : température critique [F°]
TRSSV : Tubing Retrievable safety valve (Vanne de sécurité sub-surface)
T_{std} : température standard [60F°]
VLP : Vertical Lift Performance
V_o : volume d'huile [CFT]
(V_o)_{sc} : volume d'huile au condition standard [CFT]
V_{sat} : volume d'huile a la pression de saturation [CFT]
Z : Facteur de compressibilité [PSI⁻¹]
Z_c : Facteur de compressibilité Critique [PSI⁻¹]
Δp : Perte de charge
μ : La viscosité
ξ : valeur indéfinie [nombre entier]
γ : Densité Spécifique [sans dimension]
γ_{API} : La gravité spécifique [API]
γ_g : Densité de gaz [sans dimension]
ρ : masse volumique du système [lb /ft³]
ρ_{sat} : masse volumique à la pression de saturation [lb /ft³]
σ : Inverse de la température réduite [1 /F°]

Introduction

Générale

Introduction

INTRODUCTION :

Depuis la première découverte du pétrole et l'homme essaye de faire des progrès dans la récupération de cette énergie qui constitue presque la totalité de l'énergie consommée.

Le débit de gaz de **HTG 11 (Hassi Touareg)** a connu une baisse continue de 1984 jusqu'à 1991. Passent de 750000 m³/jour à 200000 m³ / jour. La production se redresse pour revenir à des niveaux de 350000 m³/ jour. A partir de 1995 la production chute de nouveau jusqu'à l'arrêt de puits en 2000.

Après le démarrage de CPF en décembre 2013 la production a connu une stabilisation dont l'ordre de 130000 M³/jour, Puis elle diminue jusqu'à 43000 M³/jour.

Pendant les deux mois passés le puits a déclenché plusieurs fois, ses déclenchements sont dus à la chute importante de la pression tête.

Donc La question qui se pose c'est pourquoi cette diminution de la production et la pression de tête?

Pour avoir la performance de puits HTG11 on doit établir les courbes in-flow et out-flow. Pour cela on a utilisé Le software PROSPER qui est utilisé afin de modéliser le comportement du puits.

Notre travail se compose de quatre chapitres, le premier chapitre donne une description du champ de Hassi Touareg, le deuxième présente les équipements des puits éruptifs, le troisième donne une généralité sur l'Analyse Nodale et le dernier chapitre présente la partie calcul de ce travail.

En fin on a conclu par une conclusion générale expose nos compréhension au ce sujet.

Chapitre n°1:

**DESCRIPTION DU CHAMP
DE HASSI TOUAREG**

I.1 Introduction sur la région de Gassi Touil :

La région **Gassi Touil** est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division production de la branche Amont.

Elle est constituée de dix champs (Figure 1.1) : Gassi Touil (GTL), Gassi Touil Supérieur (GTS), Hassi Chergui (HCH), Nezla Sud (NZS), Nezla Nord (NZN), Toulal (TOU), Hassi Touareg (HTG), Brides (BRD), Gassi El Adem (GEA) et Rhourde El Khalf (REK).

La production de brut a débutée en **1963** par l'exploitation du champ **GTL**. Celle du gaz en **1976** par l'exploitation du champ **GTS**. Les champs producteurs déversent dans un seul centre composé de trois unités : Traitement Brut (**CPC**), Traitement Gaz (**UTG**), et Réinjection Gaz (**URGA**).[1]



Figure I.1 : Les Champs de la Région de Gassi - Touil

I.2 Description du champ de HASSI TOUAREG

I.2.1 Situation géographique

La Structure de Hassi-Touareg constitue un trend Nord-Sud, présentant un double anticlinal séparé l'un de l'autre par une distance de 14 Kms.

La Structure se situe dans la province Triassique du Sahara Algérien à une distance d'environ 150 Kms au Sud-est d' Hassi Messaoud. [1]

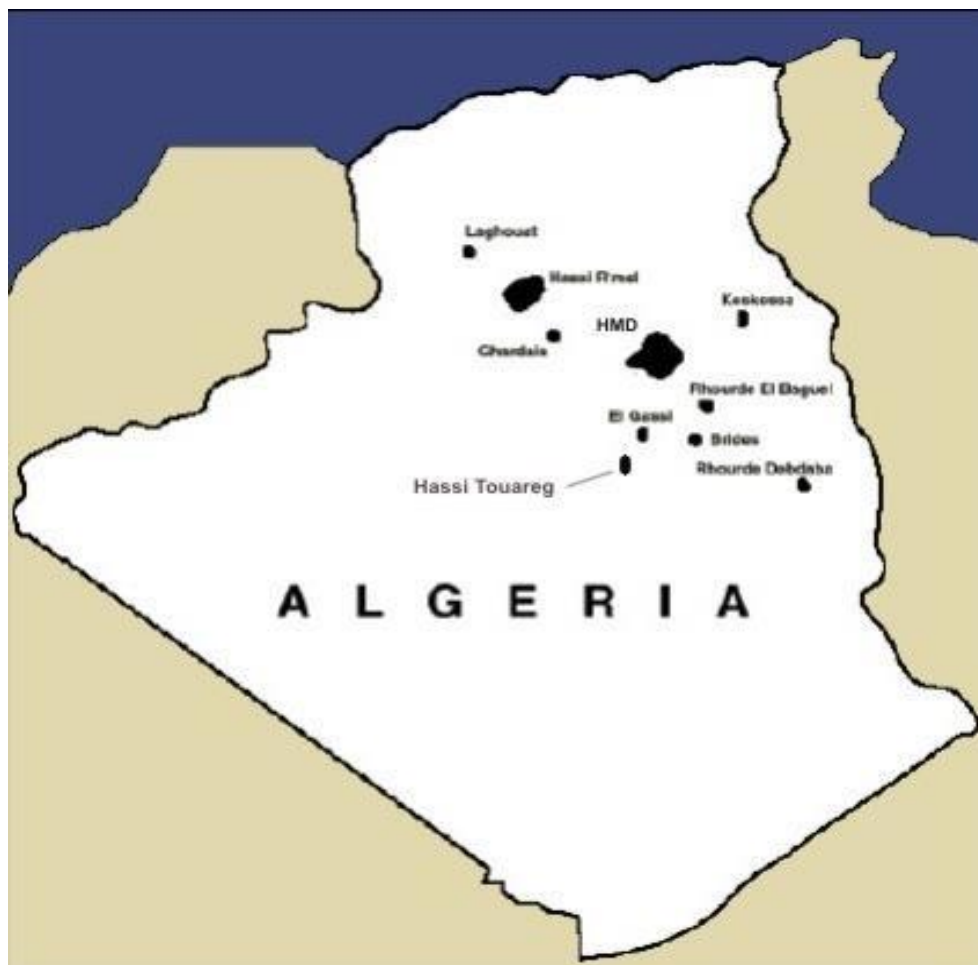


Figure I.2 : situation géographique du champ de HTG

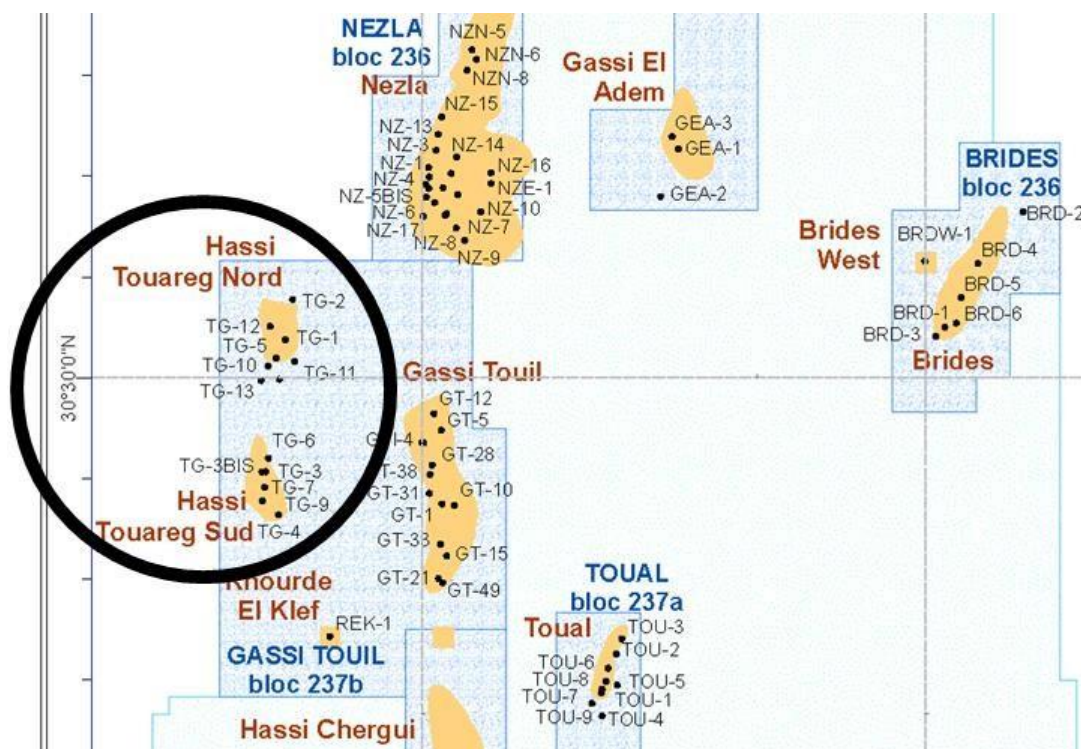


Figure I.3 : Situation du champ HTG

I.2.2 Historique du gisement

La Structure de Hassi Touareg, à été mise en évidence grâce aux résultats combinés de la gravimétrie et de la sismique réflexion et réfraction.

Elle a été découverte en 1959 par le forage HTG-1 qui a atteint la profondeur de 2922 m. Le Cambrien a été à 2678 m .Les grès du Cambrien et de l'Ordovicien qui constituaient les objectifs principaux se sont avérés aquifères .Toutefois, la traversée du TAGS a permis de découvrir d'importantes quantités de gaz, ce qui a encouragé la poursuite d'autre forages sur les deux Structures. A l'exception de HTG-2 qui a rencontré le TAGS Structurellement bas, le situant dans le panneau affaissé à cause du passage d'une faille, tous les autres forages de HTG-1 à HTG-13 sont productifs de Gaz. [1]

I.2.3 Géologie de Réservoir

Caractères géologiques du réservoir :

Le TAGS est constitué comme son nom l'indique d'argile et de grès. Selon les carottes et les logs qui sont disponibles, ces grès et argiles sont tantôt en intercalations, tantôt séparés faisant un ensemble de séries Alternées d'argiles et de grès contenant du sel (NaCl) en ciment. [1]

Les caractéristiques pétro physiques de HASSI-TOUAREG sud sont les suivantes :

- Profondeur : 1440 m / N mer
- Hauteur total : 72 m
- Hauteur utile : 16 m
- Porosité \emptyset : 12,5 %
- Perméabilité K : 99 md
- Saturation en eau Sw : 34 %
- Surface : 39,85 Km²

Les caractéristiques pétrophysiques de HASSI-TOUAREG nord sont les suivantes :

- Profondeur : 1360 m/mer
- Hauteur total : 74 m
- Hauteur utile : 32 m
- Porosité \emptyset : 12 %
- Perméabilité K : 55 md
- Saturation en eau Sw : 24 %
- Surface : 19,9 Km²

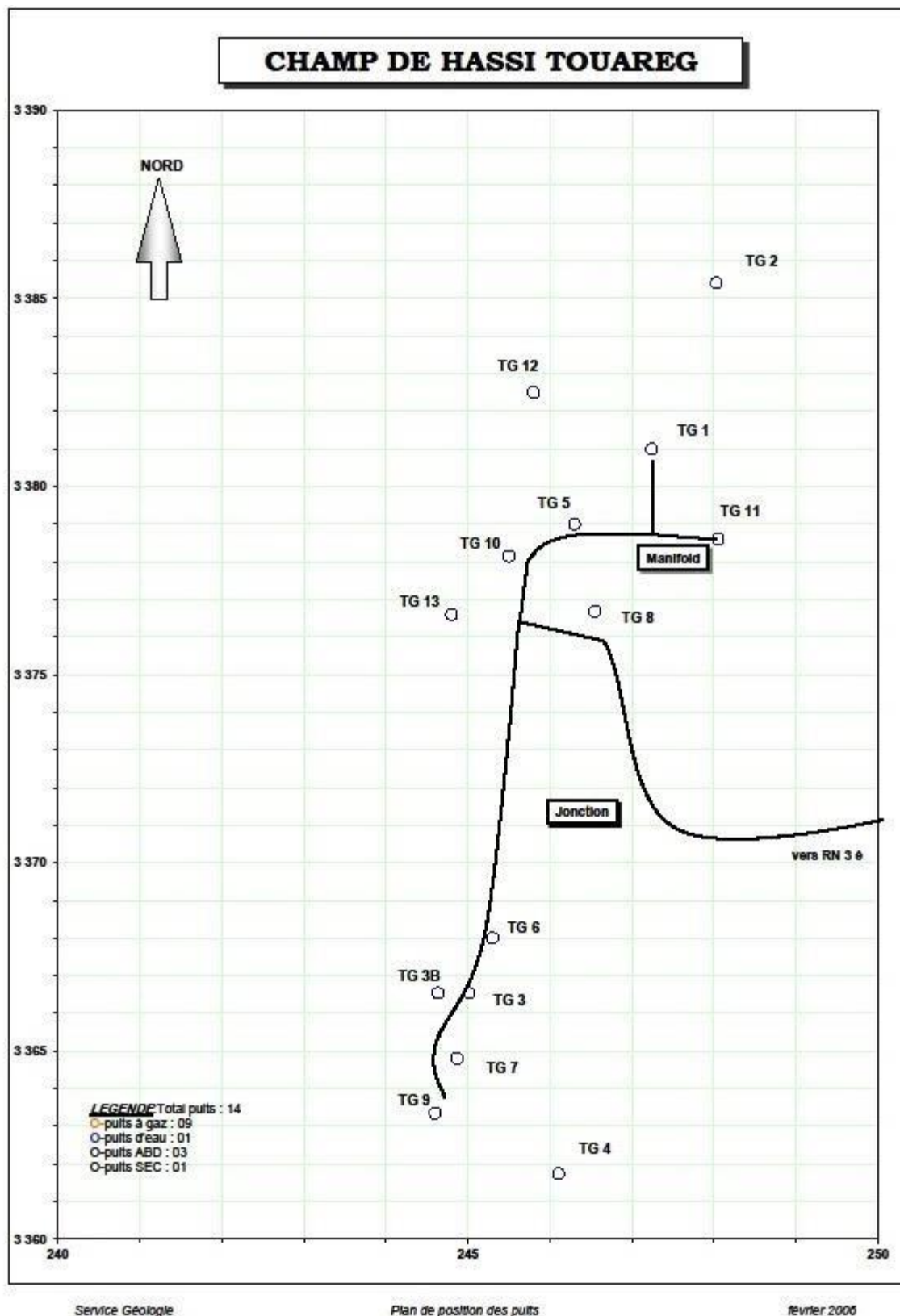


Figure I.4 : Plan de position des puits

Chapitre n°2:

Analyse nodal

Introduction :

L'Analyse nodale est une technique utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface. [2]

L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modéliser les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

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

1. L'écoulement dans le milieu poreux.
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack).
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité).
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).

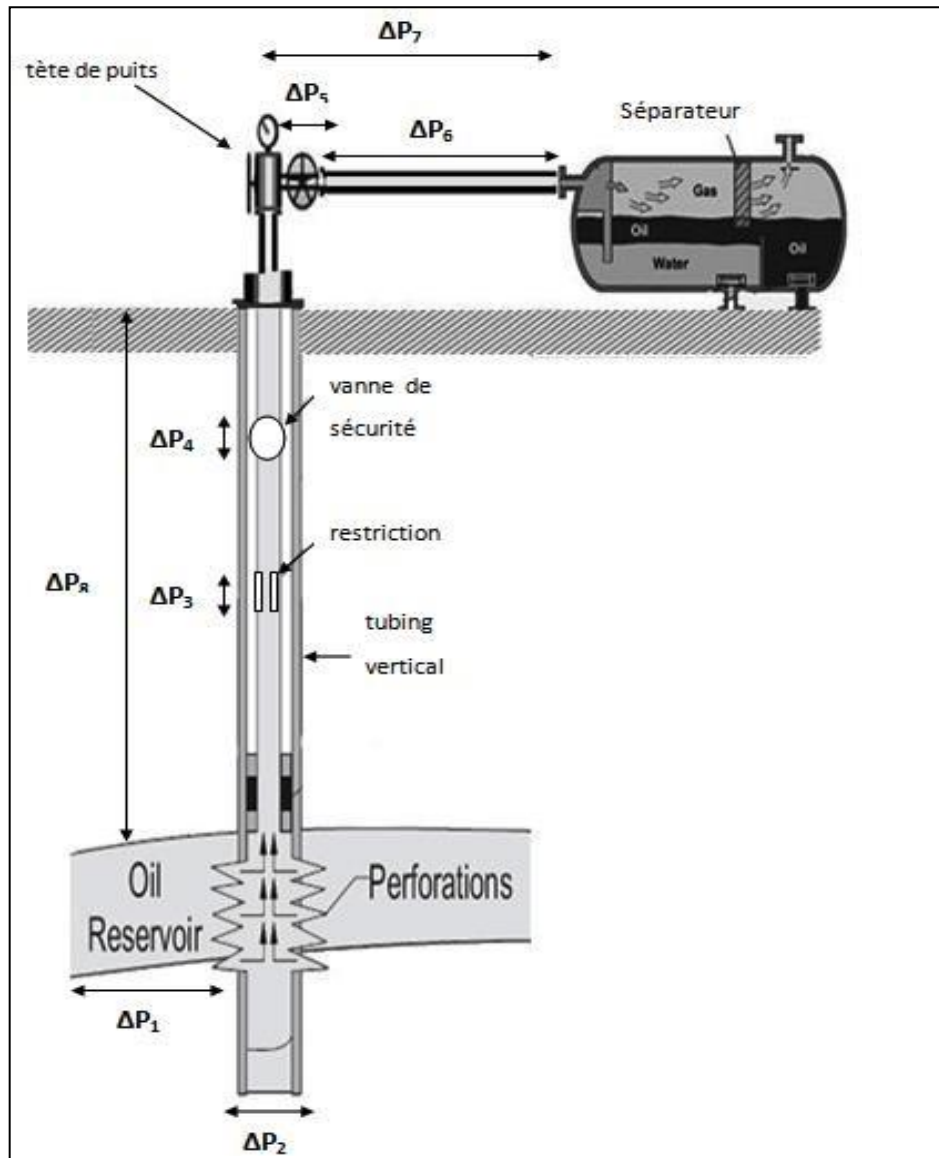


Figure II. 1: Perte de charge possible dans un système de production

II.1. Concept de l'analyse nodale :

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure III.2 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par une duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de chute de pression dans l'une peut changer le comportement de chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.

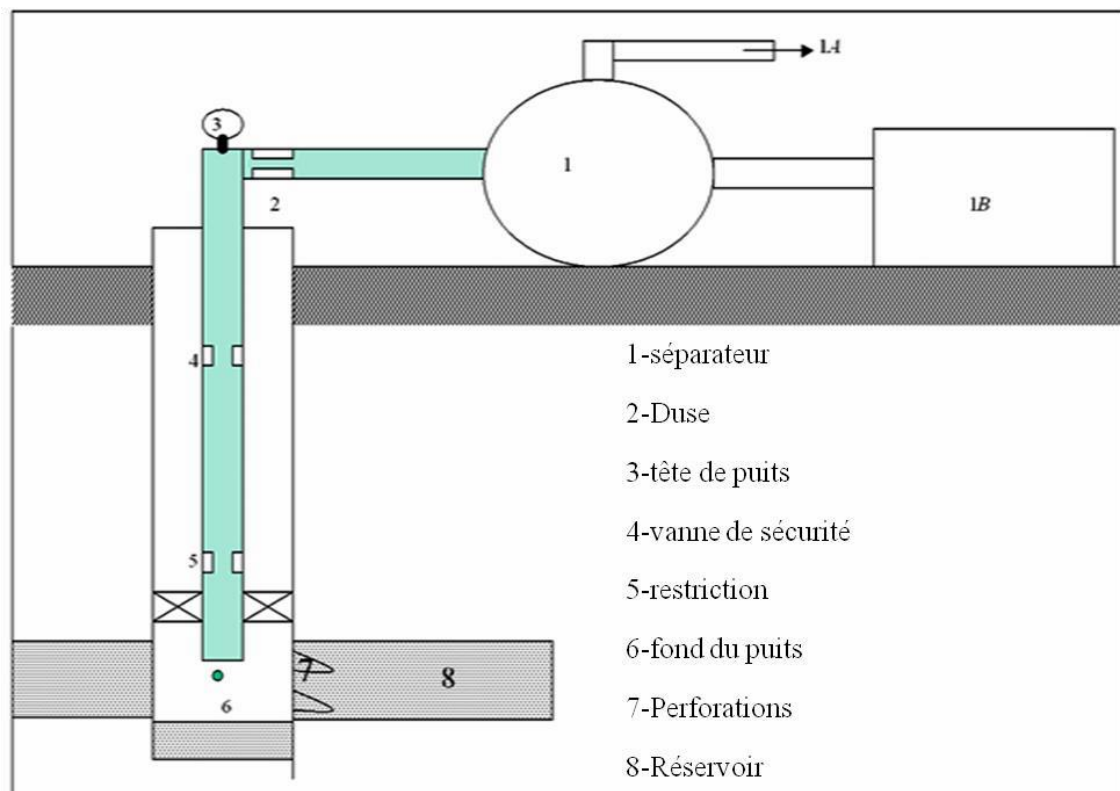


Figure III. 2: Les différentes positions des nœuds

II.1.1. Procédure d'application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont illustrés dans la figure III.2. Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- ne seule pression peut exister.

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

➤ Inflow : $P_{\text{node}} = P_r - \Delta p$

➤ Outflow : $P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta p$

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 donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

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. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe Outflow ne change pas.

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 même si les pressions fixées changent à cause de l'épuisement ou d'un changement des conditions de séparation. [3]

La procédure est la suivante :

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

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

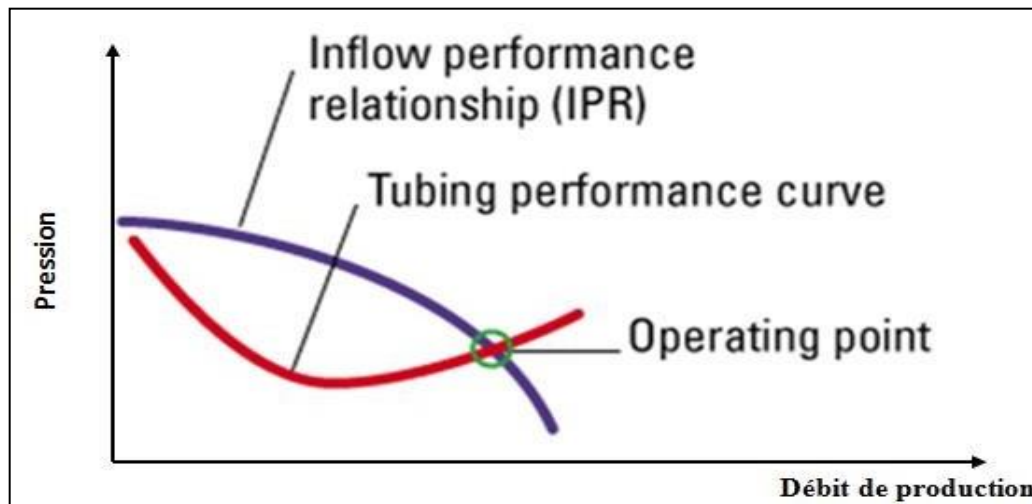


Figure II.3: Point de fonctionnement

II.1.2. Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (D'abord par écoulement naturel).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou s'épuisera.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système (déterminer si elle affecte beaucoup le taux de production).
- Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aider à choisir la méthode.

II.1.3. Application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à

l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

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

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

II.2. Pertes de charge dans le milieu poreux (Inflow)

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir qui est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique.

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

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

II.2.1. L'équation de Darcy :

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé.

Bien que la forme de l'équation puisse être toute à fait différente pour différents types de fluides, l'équation de base est la loi de Darcy. Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente de fluide à la chute de pression à travers la

filtrante, bien que les expériences ayant été exécutées avec l'écoulement seulement dans la direction verticale de haut en bas, l'expression est également valide pour l'écoulement horizontal, qui est la direction la plus importante dans l'industrie de pétrole. Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué du sable complètement saturé à l'eau. [4]

Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesse avec l'endroit, écrite en forme différentielle, la loi de Darcy s'exprime :

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (1)$$

Ou :

k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

dP/dx : Gradient de pression dans le sens d'écoulement

II.2.1.1. Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (figure III.4) :

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

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

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot \int_0^L dx \quad (3)$$

Par intégration :

$$P_2 - P_1 = - \frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L \quad (4)$$

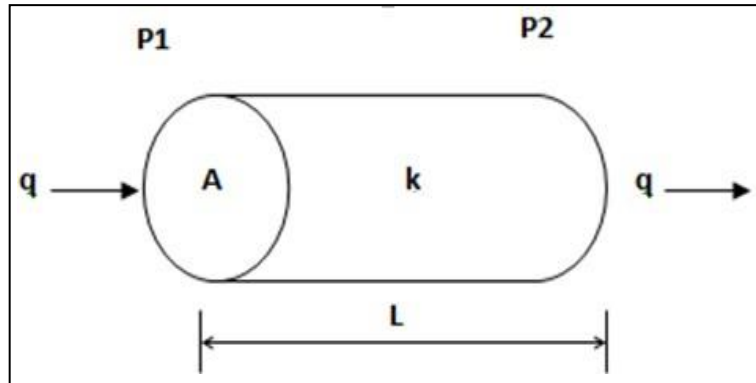


Figure II. 4: Ecoulement linéaire

II.2.1.2. Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (1) en se référant à la figure III.5, on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \quad (5)$$

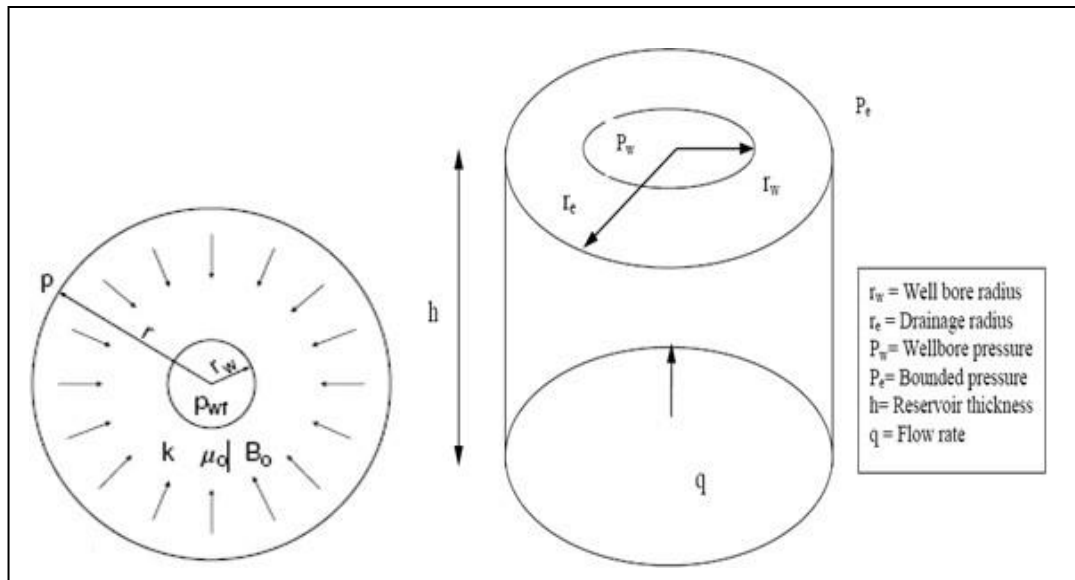


Figure II. 5: Ecoulement radial

II.2.2. Corrélations d'IPR pour les puits à gaz :

Si toutes les variables dans les équations d'Inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy (l'équation (8)), pourraient être employées pour construire les IPR.

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

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

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

- **Corrélation de Jones :**

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

$$(P_r - P_{wf}) = A Q^2 + BQ \quad [5]$$

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

- **Corrélation de Forcheimer :**

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

$$(P_r - P_{wf}) = A Q^2 + BQ \quad [5]$$

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

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

- **back pressure:**

Sa forme est : $Q = c(P_r^2 - P_w f^2)^n$ [2]

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

- **C and N :**

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

$$Q = c(P_r^2 - P_w f^2)^n$$

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

Et "n" varie de 0.5 pour un écoulement turbulent à 1 pour un écoulement laminaire [2].

- **Multi-rate "c and n" :**

Plus de 10 points de test peuvent être entrées pour adaptés l'équation précédant "c and n" [2].

- **Multi-rate Jones :**

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

$$(P_r^2 - P_w f^2) = A Q^2 + B Q$$

- **Modified isochronal :**

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

$$Q = c(P_r^2 - P_w f^2)^n$$

$$si n = 1 \text{ alors } c = \frac{0,703 k h}{u g T Z \ln\left(\frac{0,606 r e}{r_w}\right)}$$

- **Forcheimer avec pseudopressure :**

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

$$(\Psi_r - \Psi_{wf}) = A Q^2 + B Q$$

Ou :

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

Les deux coefficients A et B sont différents de A et B introduits dans le modèle de Forcheimer [5].

II.3. Pertes de charge dans le tubing (Outflow)

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

Le terme d'élévation ou le terme statique.

Le terme de frottement (friction).

Le terme d'accélération

II.3.1. Configuration de l'écoulement vertical diphasique :

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

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

Plusieurs modèles essayent de prédire la configuration d'écoulement qui peut exister pour différentes séries de conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données pour ces configurations, pour plus de fiabilité. Certaines corrélations de pertes de charge comptent sur la connaissance de la configuration d'écoulement.

GOVIER a présenté une série descriptive pour les configurations d'écoulement pour l'air et l'eau. Ces configurations (figure III.6) dépendent dans une certaine mesure de

l'ampleur relative de la vitesse superficielle du liquide V_{SL} et celle du gaz V_{Sg} , et de la pression [6].

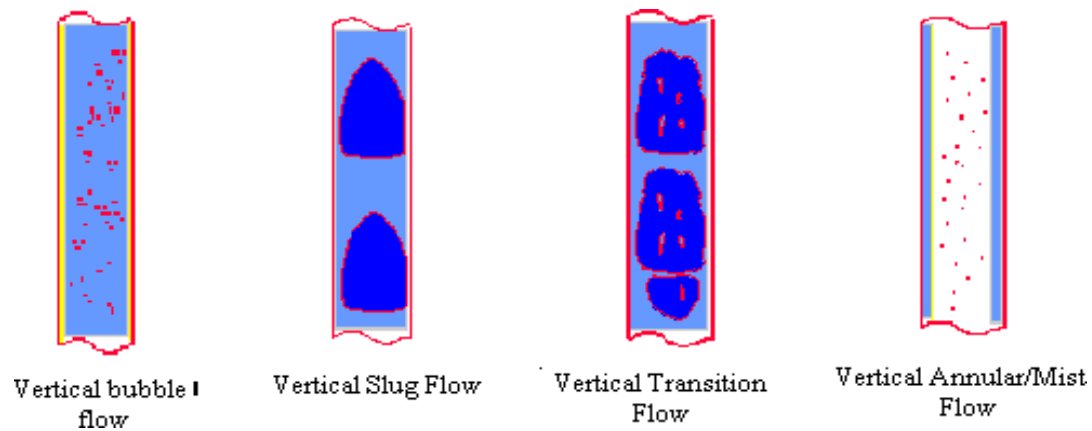


Figure II. 6: configuration d'écoulement

II.3.2. Equations et concepts de base :

Les gradients de pression qui se produisent pendant l'écoulement diphasique dans les pipes peuvent être calculés si tous les changements d'énergie (transfert d'énergie) qui interviennent dans les fluides peuvent être déterminés. Et pour ce faire un bilan d'énergie est indispensable.

Selon le premier principes de la thermodynamique, "L'énergie d'un fluide entrant dans un volume de contrôle, plus n'importe quel travail fait ou subi par ce fluide, plus n'importe quelle quantité de chaleur donnée au fluide ou cédée par celui-ci doit être égale à l'énergie qui sort de l'élément de volume de contrôle".

Considérant un système en état d'équilibre, le bilan énergétique peut être s'écrit comme suit :

$$U_1' + PV_1 + \frac{m \cdot v_1^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_1}{g_c} + q' + W_s' = U_2' + P_2V_2 + \frac{m \cdot v_2^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_2}{g_c} \quad (6)$$

Avec :

U' : Energie initiale.

PV : Energie d'expansion ou de compression.

$\frac{m \cdot v^2}{2 \cdot g_c}$: Energie cinétique.

$\frac{m \cdot g \cdot Z}{g_c}$: Energie potentielle.

q' : Energie calorifique ajustée au fluide.

W'_s : Travail subi par le fluide de l'entourage.

Divisant l'équation (6) par la masse m et sous forme différentielle elle devient :

$$dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \quad (7)$$

L'équation de bilan énergétique sous cette forme est difficile à appliquer, à cause du terme de l'énergie interne, elle est souvent convertie au bilan d'énergie mécanique par l'utilisation des équations de la thermodynamique :

$$dU = dh - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \quad (8)$$

$$dh = Tds + \frac{dP}{\rho} \quad (9)$$

$$dU = Tds + \frac{dP}{\rho} - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \quad (10)$$

Avec :

h : Enthalpie.

s : Entropie.

T : Température.

Remplaçant l'équation (10) dans l'équation (7) et après simplification :

$$Tds + \frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \quad (11)$$

Pour un processus irréversible, l'inégalité de Clausius :

$$Tds = -dq + dL_w \quad (12)$$

Avec :

dL_w : Pertes due à l'irréversibilité, comme le frottement.

En utilisant cette relation et supposant que le fluide ne fait et ne subie aucun travail, l'équation (11) devient :

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \quad (13)$$

Si on considère que la pipe est inclinée par rapport à l'horizontale par un angle θ donc l'équation **Error! Reference source not found.** devient :

$$\frac{dP}{dL} + \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin\theta + \rho \cdot \frac{dL_w}{dL} = 0 \quad (14)$$

L'équation (4.6) peut être résolue pour le gradient de pression, et si la chute de pression est considéré comme positive dans la direction de l'écoulement :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin\theta + \left(\frac{dP}{dL} \right)_f \quad (15)$$

Où :

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \rho \cdot \frac{dL_w}{dL} \text{ Gradient de pression dû à la perte de charge par frottement.}$$

Et le facteur de frottement :

$$f' = \frac{2 \cdot \tau_w \cdot g_c}{\rho \cdot v^2} \quad (16)$$

$$\tau_w = \frac{d}{4} \cdot \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad (17)$$

Remplaçant l'équation (17) dans l'équation (16) on trouve l'équation de Fanning:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{2 \cdot f' \cdot \rho \cdot v^2}{d \cdot g_c} \quad (18)$$

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

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{2 \cdot f \cdot \rho \cdot v^2}{d \cdot g_c} \quad (19)$$

Remplaçant l'équation (19) dans l'équation (15) on trouve :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin\theta + \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (20)$$

Donc on aura :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (21)$$

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$: Perte de charge totale.
 $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$: Composante due à l'énergie potentielle.
 $\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$: Composante due au frottement.
 $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}$: Composante due à l'énergie cinétique.

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

Composante	Puits d'huile	Puits à gaz
Élévation	70-90 %	20-50 %

Friction	10-30 %	30-60 %
Accélération	0 - 10 %	0 - 10 %

II.3.3. Variables D'écoulement Diphasique :

- **Holdup Liquide (HL) :**

C'est la fraction de l'élément d'une conduite occupée par le liquide à un instant (t).

$$H_L = \frac{\text{Levolume de liquide dans l'élément de conduite}}{\text{Levolume de l'élément de conduite}}$$

Il est nécessaire de déterminer H_L pour calculer les caractéristiques de mélange gaz/liquide (densité de mélange, vitesse de liquide et du gaz, transfert de chaleur).

La valeur de H_L ne peut pas être calculée analytiquement. Elle doit être déterminée à partir des corrélations empiriques, c'est une fonction de plusieurs parametres (propriétés de gaz et de liquide, configuration de l'écoulement, diamètre de conduite et l'inclinaison de la conduite).

Le gaz Holdup est : $H_g = 1 - HL$

- **Holdup du liquide sans glissement :**

Il est défini comme étant la fraction du volume de la conduite qui serait occupée par le liquide si les deux fluides (gaz et liquide) s'écoulaient à la même vitesse, c'est-à-dire sans glissement. Il peut être calculé par la formule suivante :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (22)$$

Le Holdup gaz de non glissement est : $\lambda_g = 1 - \lambda_L$

- **Masse Volumique du Mélange :**

On suppose qu'il n'y a pas de glissement entre l'eau et l'huile :

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \quad (23)$$

Avec : $f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$ et $f_w = 1 - f_o$

Le calcul de la masse volumique du mélange gaz/liquide nécessite la connaissance de H_L . Trois équations sont proposées par différents auteurs :

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \quad (24)$$

$$\rho_n = \rho_L \times \lambda_L + \rho_g \times \lambda_g \quad (25)$$

$$\rho_k = \frac{\rho \cdot \lambda^2}{H_L} + \frac{\rho \cdot \lambda^2}{H_g} \quad (26)$$

- L'équation (24) est utilisée pour calculer $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$

- L'équation (25) est utilisée pour calculer la densité des deux phases si on suppose qu'il n'y a pas de glissement entre ces deux phases.

- L'équation (26) est utilisée pour calculer la densité du mélange pour l'utiliser dans le calcul de $\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$

- **Vitesse :**

La vitesse superficielle d'une phase d'un fluide est la vitesse de cette phase comme si elle s'écoule toute seule à travers la section transversale de conduite.

La vitesse superficielle du gaz :

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (27)$$

La surface réel traversée par le gaz est réduite par la présence de la deuxième phase liquide à $(A \times H_g)$.

Donc la vitesse réelle du gaz est :

$$V_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g} \quad (28)$$

La vitesse superficielle et réelle du liquide est :

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (29)$$

$$V_L = \frac{q_L}{A \times H_L} \quad (30)$$

La vitesse de mélange (gaz +liquide) est calculée à partir de :

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sg} \quad (31)$$

La vitesse de glissement est la différence entre la vitesse actuelle du gaz et celle du liquide:

$$V_s - V_g = V_L = \frac{V_{sg} - V_{sL}}{H_g - H_L} \quad (32)$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (33)$$

$$H_L = \frac{V_s - V_m + \left[(V_m - V_s)^2 + 4 \cdot V_s \cdot V_{sL} \right]^{1/2}}{2 \cdot V_s} \quad (34)$$

- **Viscosité:**

Les équations suivantes sont utilisées par différents auteurs pour calculer la viscosité diphasique (gaz +liquide) :

$$\mu_n = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot \lambda_g \quad (35)$$

$$\mu_k = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{H_g} \quad (36)$$

$$\mu_s = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \quad (37)$$

La viscosité de mélange liquide (huile + eau) est :

$$\mu_L = \mu_o \cdot f_o + \mu_w \cdot f_w \quad (38)$$

Cette relation n'est pas valable s'il y a émulsion entre l'huile et l'eau.

- **Glissement :**

C'est le rapport de vitesse moyenne des deux phases dans la section.

$$\gamma = \frac{V_g}{V_L} \quad (39)$$

- **Nombre de REYNOLDS :**

$$N_{Re} = \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot D}{\mu_m} \quad (40)$$

II.3.4. Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing :

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

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

- **Modèles homogènes :**

Ne tient pas compte de H_L pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Et considère une même vitesse d'écoulement gaz et liquide.

Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases.

- **Modèles de glissement :**

On les considère plus précis que les précédents, et admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes.

Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction de H_L . Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de perte de charge qui dépend lui-

même des propriétés des fluides. La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction de H_L et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue.

Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974).

- **Modèles généralisé :**

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

II.3.5. Les principales corrélations des 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 les corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent.

Tableau II. 1: Classification des corrélations de perte de charge

Méthode	Catégories
Poettmann and Carpenter	a
Baxendell and Thomas	a
Fancher and Brown	a
Hagedorn and Brown	b
Gray	b
Asheim	b
Duns and Ros	c

Orkiszewski		c
Aziz et al.		c
Chierici et al.		c
Beggs and Brill		c

Chapitre n°3:

Partie calcul

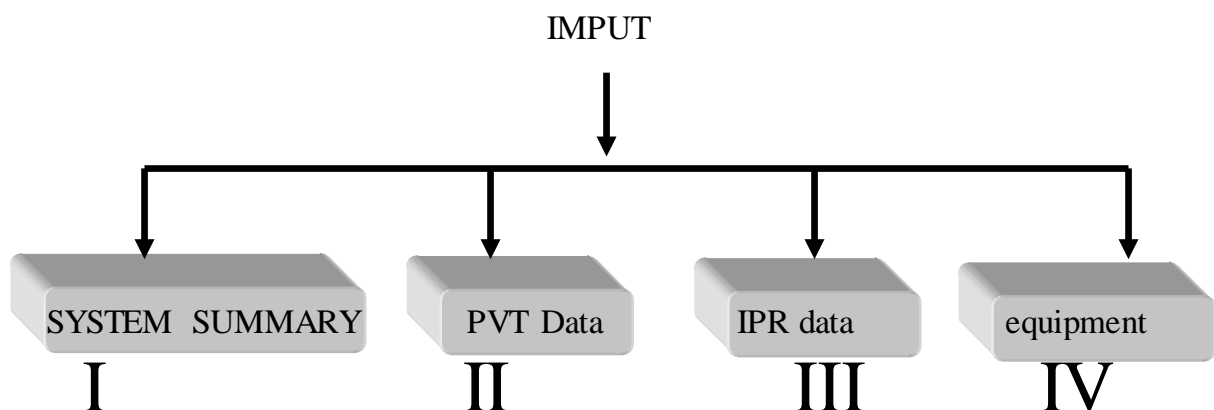
III .1 Utilisation du logiciel PROSPER

III .1.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER

Le logiciel PROSPER (production and Systems performance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production et de réservoir pour prédire les paramètres d'écoulement et de la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, PROSPER assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir.

III .1.2 Organigramme de fonctionnement du PROSPER



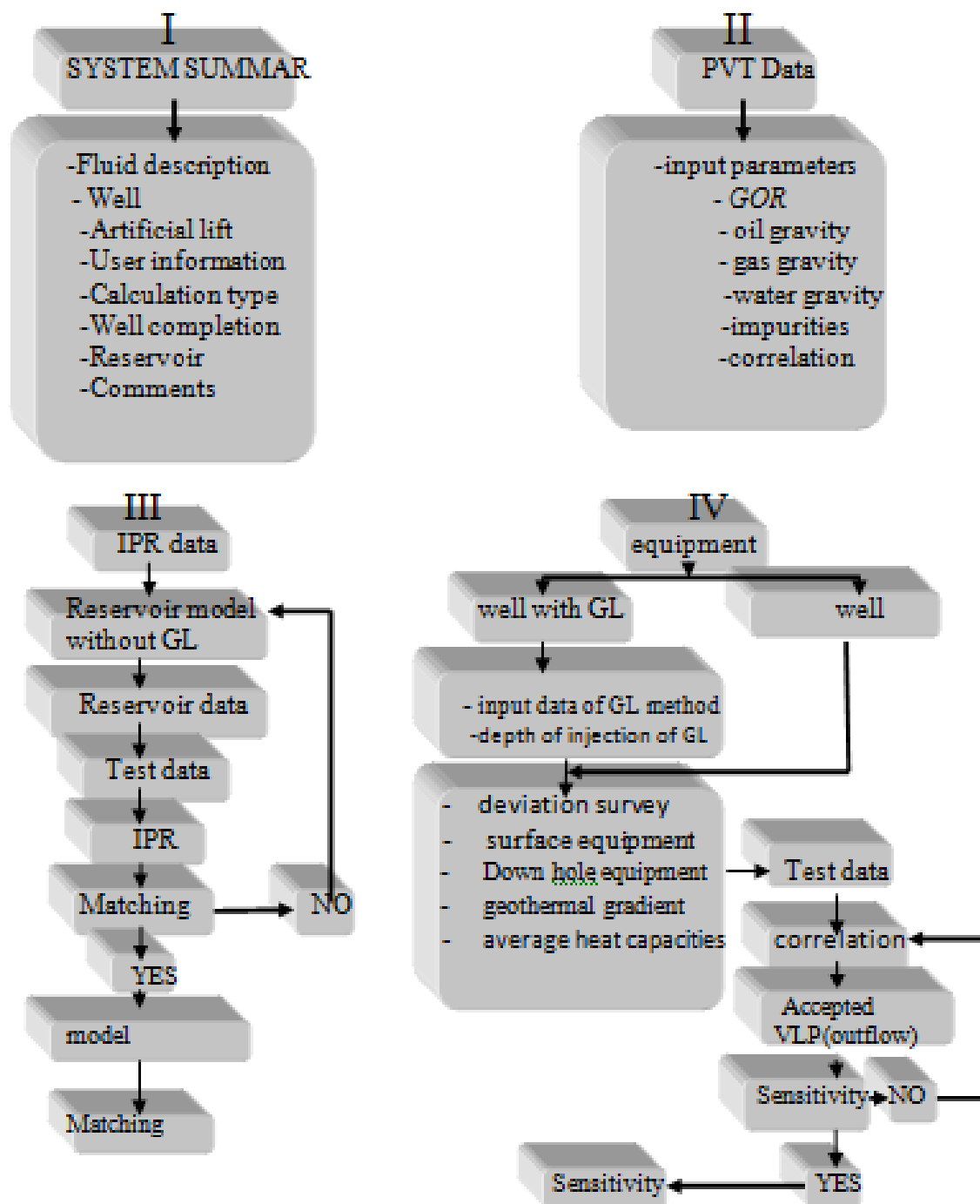


Figure III.1. Organigramme de fonctionnement du PROSPER

III. 2 Procédure du travail:

Le présent travail a pour objet de faire une investigation approfondie sur le puits **HTG11**, afin d'augmenter la production de gaz du champ.

Suite à la diminution de la production du puits HTG 11, il est clair que la chute de la pression du réservoir du puits HTG 11 en dessous de la pression de rosée qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde. A cet effet, en basant sur l'optimisation de choix de complétion pour obtenir des résultats adéquats.

Par ailleurs, voir la possibilité de réaliser des opérations sur le puits (Work Over....), et comparer les résultats pour prendre une décision.

En basant sur les données disponibles, le plan de travail sera comme suit :

- **Cas Initial : Calage du modèle, en basant sur les données PVT et du jaugeage réalisé le 25/11/1997.**
- **Cas Actuel & Prévisionnel :**
 - Historique de production de HTG11 avec exposition de problème
 - Choix de complétion pour HTG11
 - Etude de l'impact de Storm choke sur HTG11
 - Etude de l'impact son Storm choke et avec TRSSV sur HTG11
- **Conclusion et recommandation.**

III. 2. 1. Cas Initial :**III. 2. 1. 1. Données générales du puits HTG 11 :****a. But du forage**

Le puits HTG11 a été foré du 19/11/1979 au 05/01/1980, l'objectif était le réservoir TAGS, foré dans le cadre de développement de Champ de Hassi Touareg.

b. Plan de position de puits HTG 11 :

Figure III.2. Plan de position de puits. (Voir Annexe).

o Coordonnées : UTM

$$X = 248\ 050\ 00$$

$$Z_s = 204.12\ m$$

$$Y = 3\ 378\ 600\ 00$$

$$Z_t = 208.57\ m$$

c. Complétion :

Figure III.3. La fiche technique. (Voir Annexe).

d. Perforation:**Tableau III.1 : Perforations**

Top (m)	Bottom (m)
1510	1554

e. Données Petrophysiques:**Tableau III.2 : Données Pétrophysiques**

Réservoirs	Épaisseur (m)	Porosité moyenne(%)	Perméabilité moyenne (md)	Saturation d'eau initiale (%)
TAGS	32m	12	55	24

III. 2. 1. 2. Application de l'analyse nodale sur le champ de HTG 11 :

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

III. 2. 1. 2. 1 Etude de performance de puits HTG 11 :

Pour avoir la performance de puits on doit suivre les étapes suivantes :

1. Le modèle réservoir.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
5. Le tracé des courbes inflow et outflow.

a. Le modèle du réservoir :

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

b. Les données de PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans notre puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle *Black oil (condensat)*. Puisque l'étude PVT est faite et la corrélation de Duns and Ros est établie, en va importer ses résultats et on les intégrés dans *Prosper*.

c. Les données des essais des puits :

Voire le tableau :

Tableau III.3 : Resultats des essais de puits

Test point date	Tubing head P	Tubing head T	Separator gas/oil	Gas rate	Gauge depth	Gauge P	Reservoir P
22/11/1997	929	90	82.153	136421	4826.12	1090	1140
23/11/1997	910	95	70.7544	213895	4826.13	1068.9	1140
25/11/1997	874	100.4	91.9814	309371	4826.14	1045.5	1140
07/05/1987	779	110	91.6819	450044	4826.15	987.299	1140

A partir des résultats de test (tableau 3), et notamment P_r , P_{wf} et Q_g , nous pourrions tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour puits HTG 11. Ces résultats sont introduits dans le logiciel PROSPER pour l'établissement d'IPR de puits. Le principe de calcul est simple. Il s'agit de la recherche des coefficients c et n de la méthode multi-rate choisit précédemment par la méthode de moindre carrées.

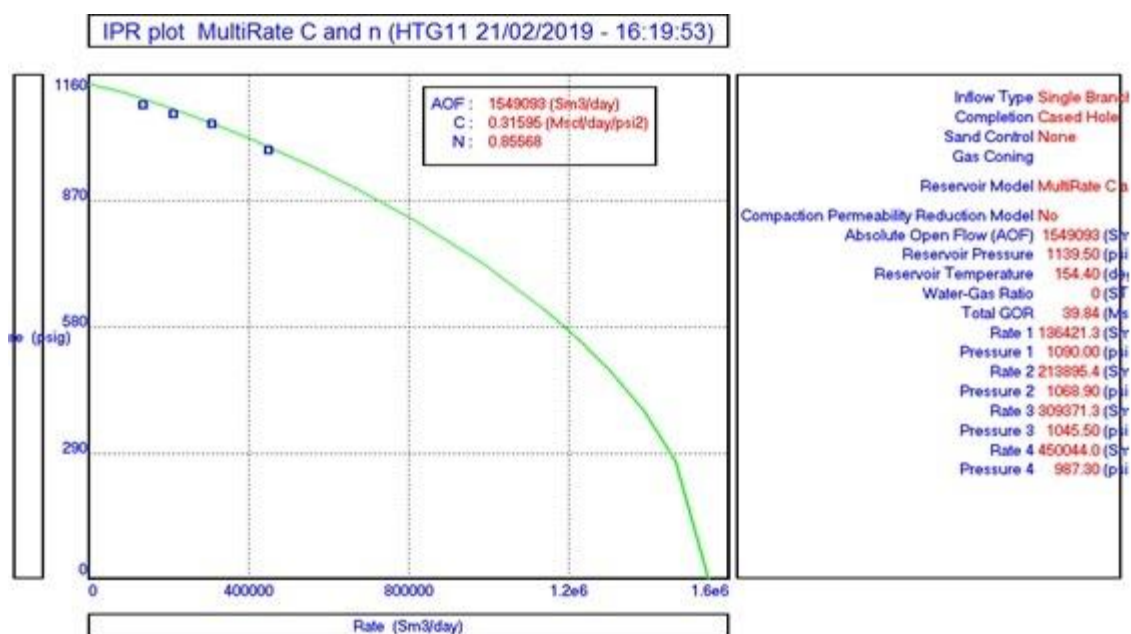


Figure III. 1: Courbe IPR de HTG 11

d. La complétion des puits :

Les données d'entrées du système des équipements sont :

- Les équipements de fond de puits.
- Le gradient géothermique (la température).

e. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PROSPER nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons :

Corrélation	Abréviation
Hagedorn and Brown	HBR
Fancher Brown	FBR
Beggs and Brill	BGB
Duns and Ros original	DRO
Petroleum experts 2	PE2

On a choisi la corrélation de Duns and Ros qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour notre puits HTG 11 parce que c'est celle qui bien modélise la condensation du liquide dans le tubing (mist flow)

f. Reproduction des résultats du test flow after flow de puits HTG 11 par PROSPER :

Pour s'assurer que le modèle construit représente le puits avec suffisamment de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats sont représentés dans le graphe suivant :

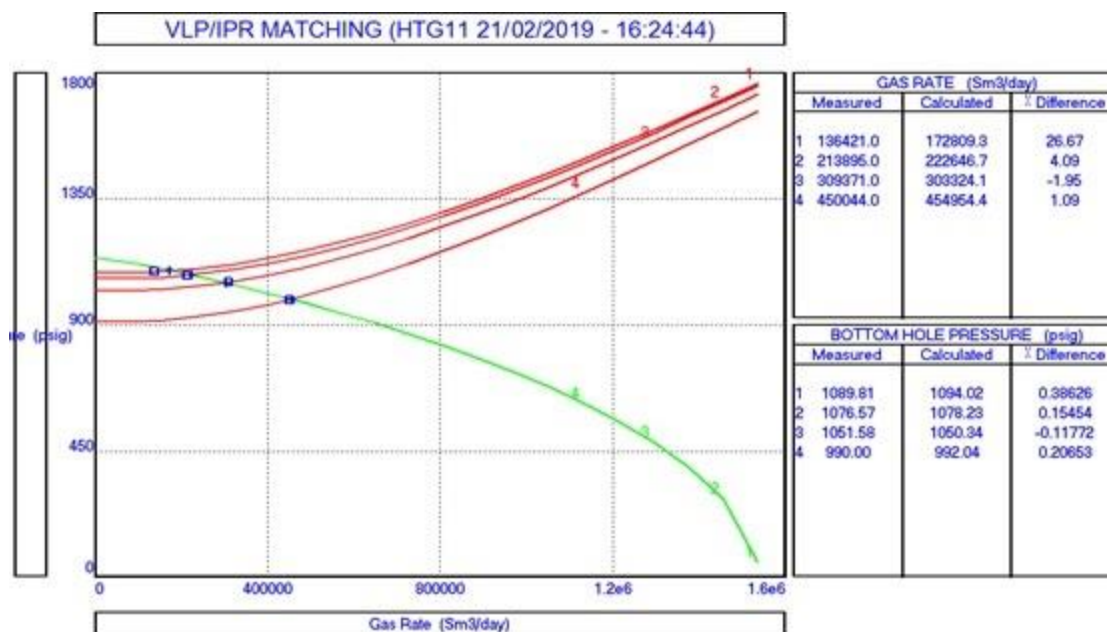


Figure III. 2 : VLP vs IPR de HTG 11

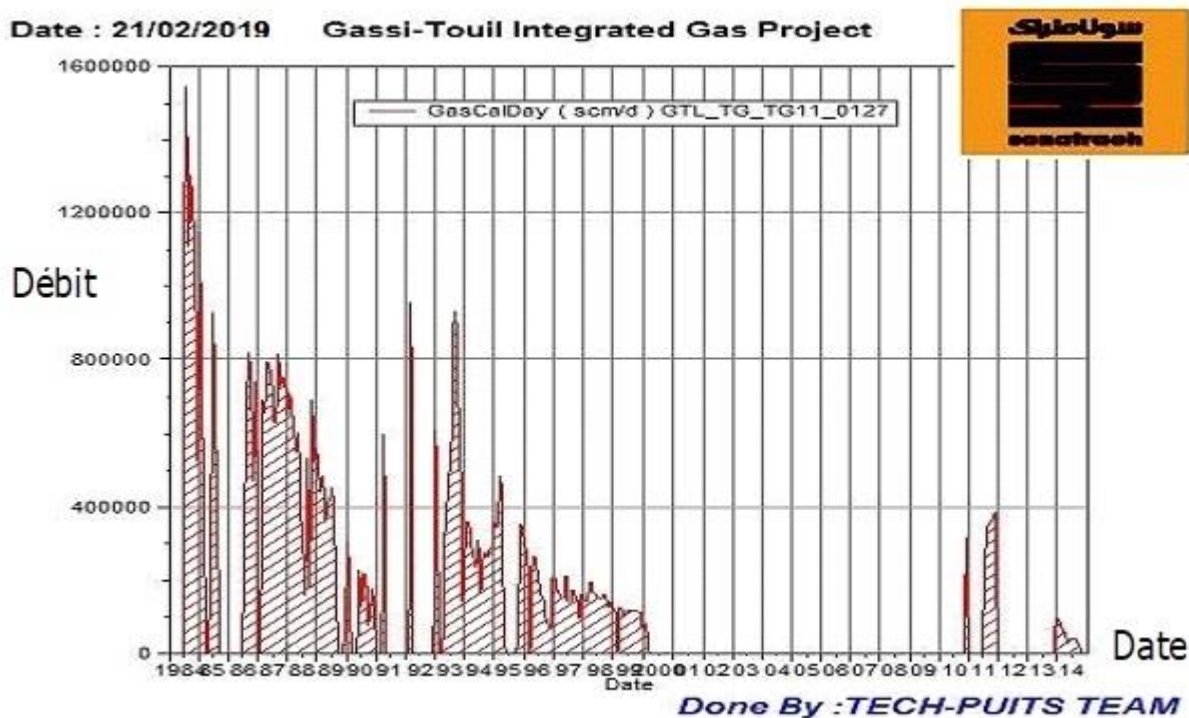
Nous constatons qu'il y a une concordance entre les données mesurées et les données obtenues par simulation. Donc, nous en déduisons que le modèle que nous avons construits représente le puits de HTG avec une précision satisfaisante.

Le modèle une fois calé, sera utilisé dans la prédiction de performance de puits du réservoir TAGS de HTG qui résulterait des différents scénarios de développement

III. 2. 2. Cas Actuel & Prévisionnel :

III. 2. 2.1. Historique de production de HTG11 avec exposition de problème :

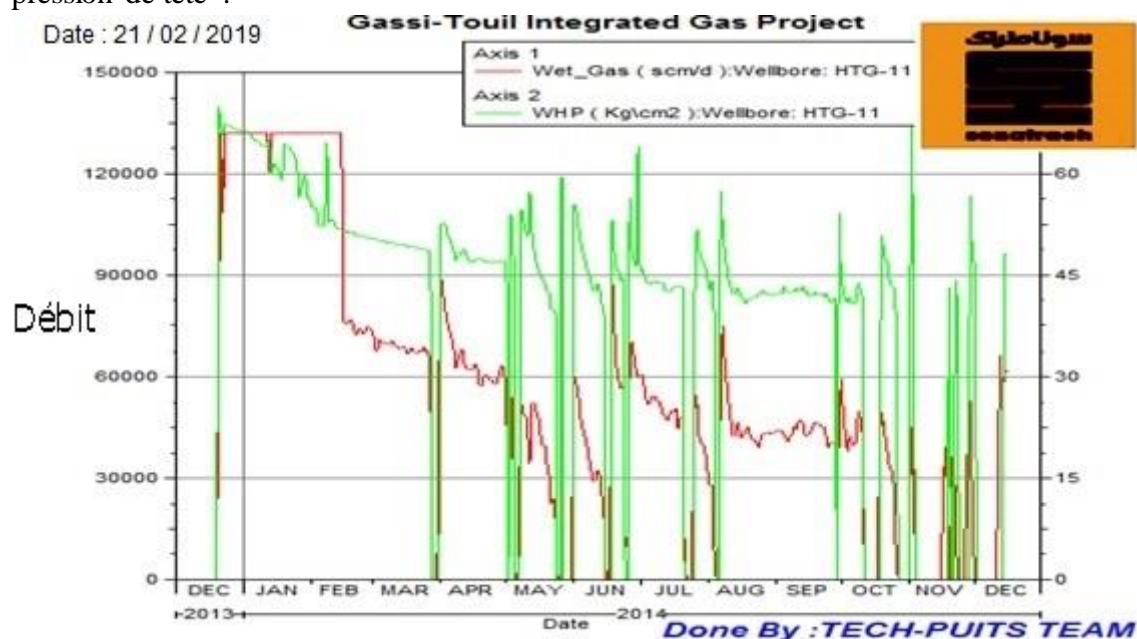
Le débit de gaz de HTG 11 a connu une baisse continue de 1984 jusqu'à 1991. Passent de 750000 m³/ jour à 200000 m³ / jour. La production se redresse pour revenir à des niveaux de 350000 m³/ jour. à partir de 1995 la production chute de nouveau jusqu'à l'arrêt de puits en 2000.



Grphe III. 3. Historique de production de HTG11 après Décembre

Après le démarrage de CPF en décembre 2013 la production a connu une stabilisation dont l'ordre de 130000 M³/jour, Puis elle diminue jusqu'à 43000 M³/jour. Pendant les deux mois passé le puits a déclenché plusieurs fois, ses déclenchements sont dues à la chute importante de la pression tête [1].

Donc La question qui se pose: pourquoi cette diminution de la production et la pression de tête ?

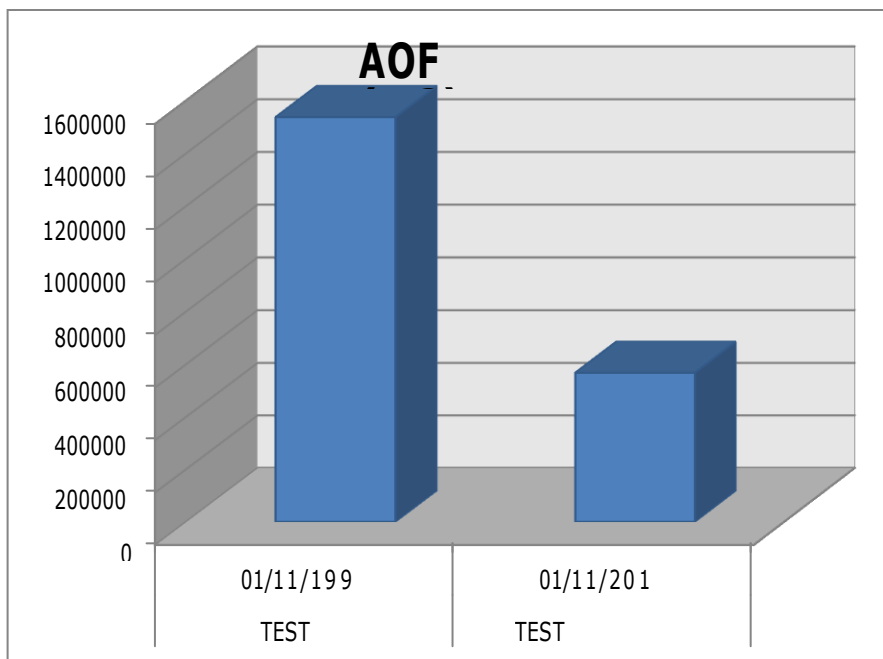


Grphe III. 4. Historique de production de HTG11 avant Décembre 2013

- **Performance de HTG 11**

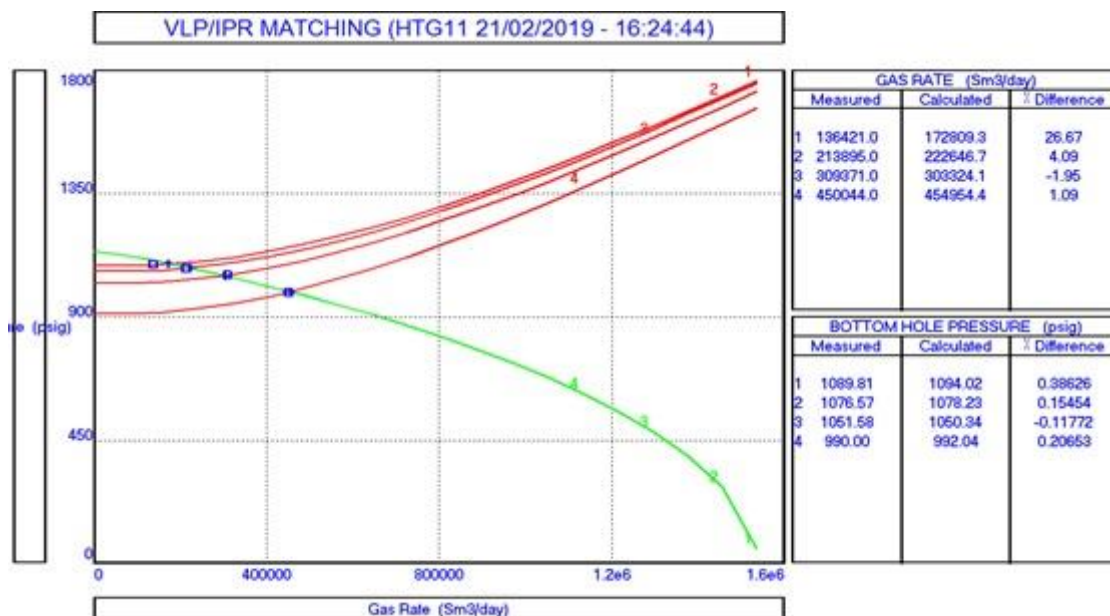
Pour avoir la performance de puits HTG11 en doit établir les courbes in-flow et out-flow. Pour cela on a utilisé les résultats du test isochrone établit en 1997. Le software PROSPER est utilisé afin de modéliser le comportement du puits, et les résultats obtenus sont montrés dans la figure page 34.

Puisque notre teste est réalisée en 1997, on doit actualiser les résultats à la date actuelle. En remarque que le puits HTG 11 a un AOF de l'ordre de 500000 m³/jour.



Graphe III. 5. Actualisation de l’AOF

Pour le calcul des pertes de charges dans la colonne de production on a utilisé la corrélation de Duns and ros parce que c’est celle qui bien modélisé la condensation du liquide dans le tubing (mist flow).



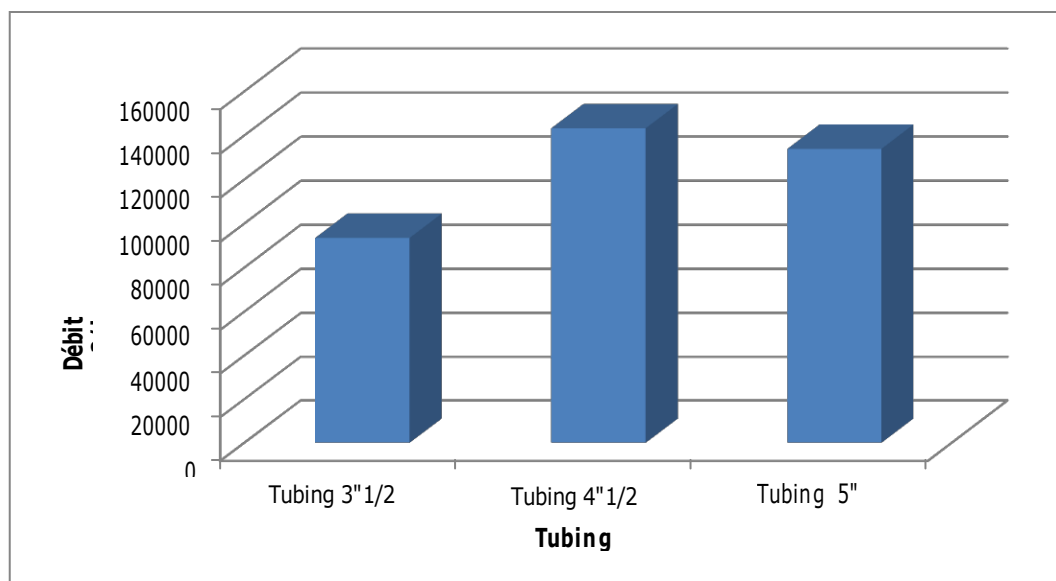
Graphe III. 2 : VLP vs IPR de HTG 11

Nous constatons qu’il y a une concordance entre les données mesurées et les données obtenues par simulation. Donc, nous en déduisons que le modèle que nous avons construit représente le puits HTG11 avec une précision satisfaisante.

Le modèle une fois calé, sera utilisé dans la prédiction de performance de puits qui résulterait des différents scénarios de production.

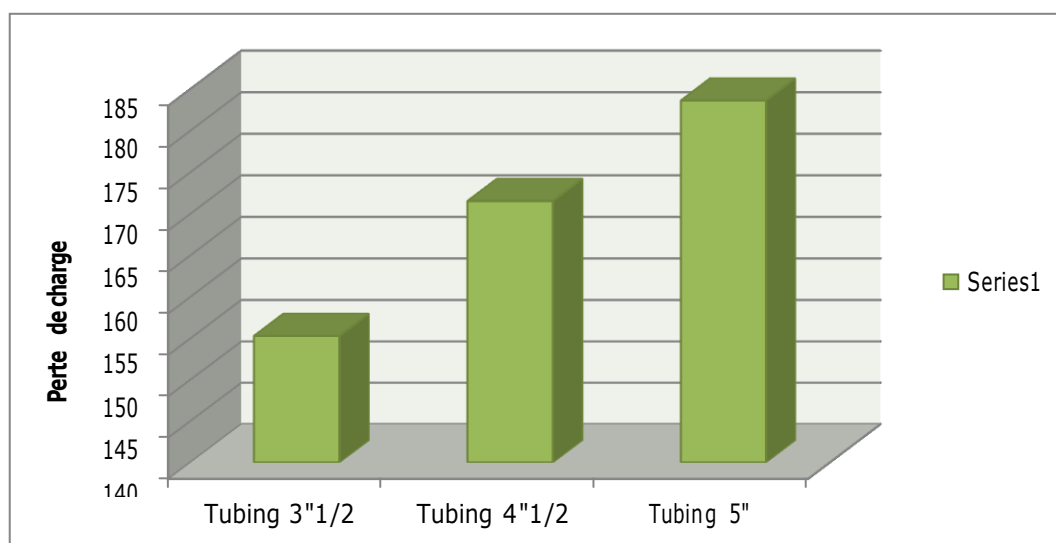
III. 2. 2. 2. Choix de complétion pour HTG11 :

L'étude de choix de la complétion de puits HTG11 a été faite pour les diamètres 3''1/2 et 4''1/2 et 5'' pour un diamètre de Storm Choke de 64/64. Les résultats de la simulation sont montrés dans le graphe ci-dessous :



Graphe III. 6. Choix de complétion pour HTG11

Les résultats de la simulation montrent que la complétion du puits par un tubing 3''1/2 est le cas optimal. Après avoir augmenté le diamètre du tubing de 4''1/2 à 5'', on a constaté une diminution du débit. Cela est expliqué par les pertes de charge qui sont très importante (Condensation de liquide).



Graphe III. 7. Les pertes de charge de chaque diamètre

III. 2. 2. 3. Etude de l'impact de Storm choke sur HTG11 :

Vanne de sécurité de fond auto – pilotes :

On dénommait souvent cette vanne par Storm choke. Elles ferment le puits suite à une modification des conditions d'écoulement à l'endroit où elles sont installées (une augmentation du débit local, chute de pression)

On peut distinguer deux types :

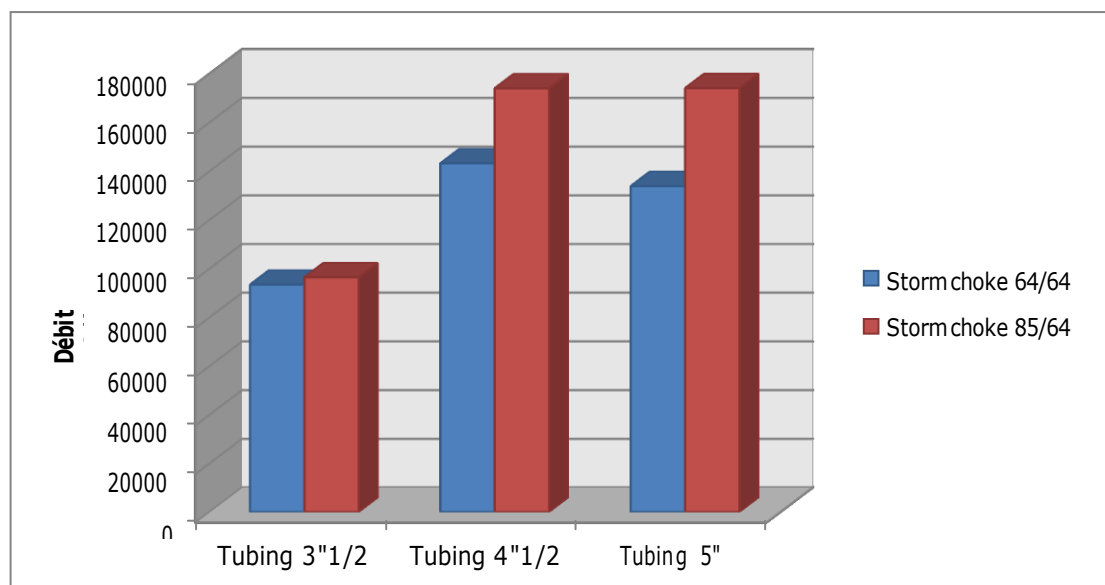
Vannes de sécurité de fond auto-pilotée par la pression différentielle.

Vannes de sécurité de fond auto-pilotée par la pression locale.



Storm choke type JOX

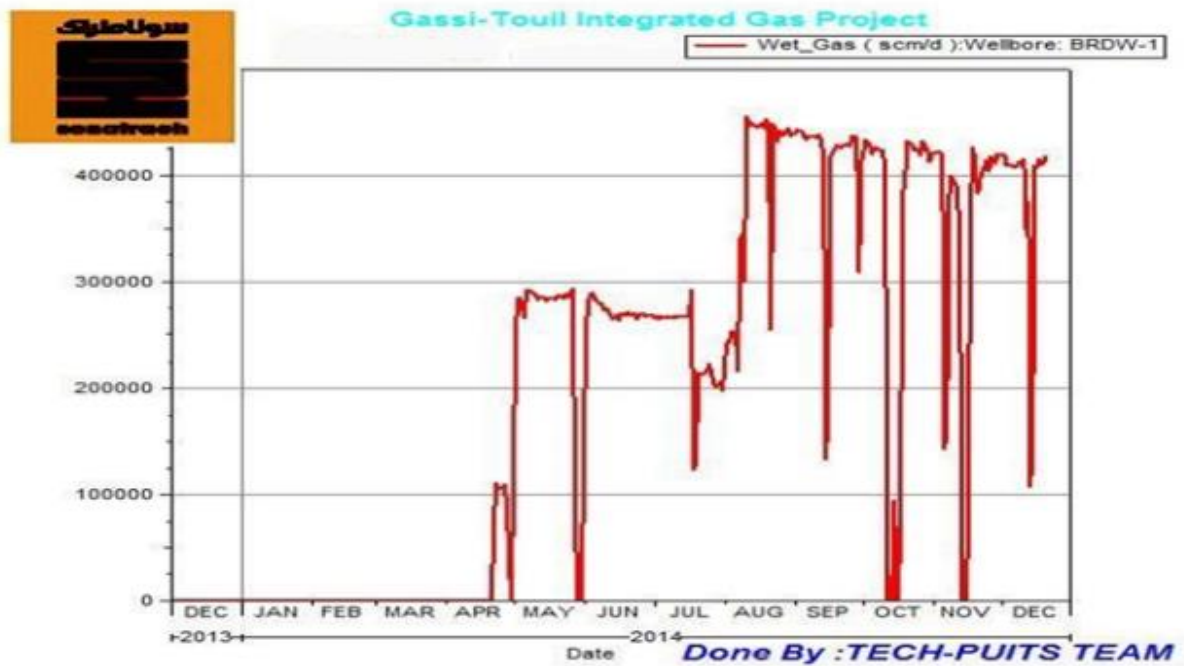
D'après les résultats obtenus on constate qu'une augmentation de diamètre de Storm choke de 64/64 à 85/64 nous apporte une augmentation significative de débit pour les 3 diamètres de tubing.



Graphes III. 8. Etude de l'impact d'augmentation de diamètre de Storm choke sur HTG11

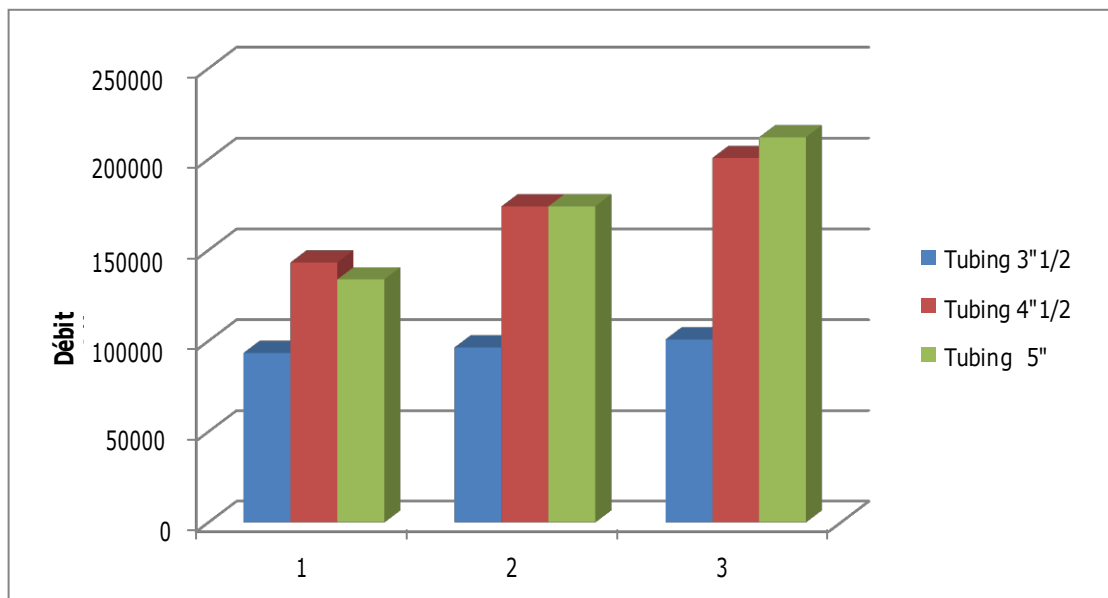
Le puits BRDS W01 représente un cas concret où le changement du diamètre de Storm choke a augmenté le débit de 250 000 m³/j à 450 000 m³/j et réduit au minimum la déposition du condensât au fond du puits [1].

21/02/2019



Grphe III. 9. Le résultat du changement du diamètre du Storm Choke pour BRDS W01

III. 2. 2. 4. Etude de l'impact son Storm choke et avec TRSSV sur HTG11 :



Grphe III. 10. Etude de l'impact sans Storm choke et avec TRSSV sur HTG11

1 : Avec Storm Choke 64/64

2 : Avec Storm Choke 85/64

3 : Sans Storm Choke et avec TRSSV

Conclusion :

Le remplacement de Storm choke par TRSSV sa nous donne une augmentation signifiante de débit celle-ci est due à l'augmentation du diamètre qui minimise la déposition de liquide ainsi que les pertes de charge.

Le diamètre réduit de Storm choke représente un obstacle de production. Ce problème la, nous a permis d'augmentée le diamètre de Storm choke de 64/64 a 85/64 qui nous apporte une augmentation de débit.

Conclusion et

Recommandations

Conclusion générale :

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

- ✚ la chute de la production du puits HTG11 est due essentiellement à la chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde.
- ✚ La complétion de puits par un tubing 3''1/2 est le cas optimum.
- ✚ Une augmentation de diamètre de Storm choke de 64/64 à 85/64 nous apporte une augmentation de débit :
 - Pour le tubing 3''1/2 : augmentation de l'ordre de 5000 m³/j
 - Pour le tubing 4''1/2 : augmentation de l'ordre de 30000 m³/j
 - Pour le tubing 5'' : augmentation de l'ordre de 40 000 m³/j
- ✚ Le diamètre réduit de Storm choke représente un obstacle de production elle favorise l'apparition des gouttelettes de liquide et leurs déposition dans le tubing (drop out), ce qui crée le problème de farinage.
- ✚ On peut éviter ces problèmes par Le remplacement de Storm choke par la TRSSV pour la sécurité du puits.

Recommandations :

Cette étude nous a permis de faire les recommandations suivantes :

- ✚ Une augmentation de diamètre de Storm choke de 64/64 à 85/64.
- ✚ Si il n ya pas de contrainte budgétaire on recommande la complétion de puits HTG11 par un tubing 3'' ½ équipé par un TRSSV comme sécurité du puits.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE:

- [1] McCain, W.D. : The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition, PennWell publishing Co., Tulsa, OK, 1990
- [2] Dake, L.P : Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Publishing Co., N.Y. 1979
- [3] Carft, B.C et Hawkins, M.F : Applied Petroleum Reservoir Engineering . Edition 1990
- [4] Soujay-Kumar : Gas Production Engineering , Edition 1987
- [5] Ahmed Tarek : Hydrocarbon Phase Behavior, Contribution in Petroleum Geology & Engineering.
- [6] Lee, J, et Wattenbarger. R.A : Gas Reservoir Engineering, SPE Textbook Series Volume 5 Richardson, TX 1996
- [7] Fevang, O et Whiston. C. H : “Modeling Gas-Condensate Well Deliverability”, Paper SPE 30714, presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, 22-25 October.
- [8] Edmister, W. C., et Lee, B. I : Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Vol.1, Gulf Publishing Company: Houston, 1986.
- [9] Pedersen, K. S., Fredenslund, Aa., and Thomassen , P.: Properties of Oils and Natural Gases, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1989.
- [10] Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en exploitation sous theme « Modélisation et optimisation d'un système de production en gas-lift » par BOUREDHA ABDERRAOUF. Univ. Boumerdes.

Annexe

ANNEXE

DONNES PVT DU HTG NORD

Données de réservoir

Champ	Hassi touareg nord
Zone	Trias supérieur, Gaz
Contact gaz - eau	- 1363 m
Niveau de référence	- 1363 m
Température de fond	68°C
Pression initiale	179 kg/cm ² absolu
Pression de rosée	179 kg/cm ² absolu
FVF Gaz a PR	5,337 m ³ /m-m ³
Teneur de l'effluent	141,66 m ³ Liq. St./MM-M ³
Conditions standards	141,66 MM HG A 15°C

Propriétés de la phase gazeuse

Pression KG/CM2 absolu	Facteur Z		FVF Gaz m ³ /m- m ³	Densité GM/CC	Viscosité CPS
	Gaz en équilibre	Bi - Phasique			
179	0,7825	0,7825	5,337	0,1856	0,0224
170	0,7816	0,7813	5,613	0,1756	0,0214
160	0,7822	0,7814	5,969	0,1642	0,0204
150	0,7847	0,7831	6,386	0,1527	0,0194
140	0,7889	0,7863	6,88	0,141	0,0185
130	0,7949	0,791	7,465	0,1294	0,0176
120	0,8025	0,797	8,165	0,1178	0,0168
110	0,8117	0,8043	9,009	0,1064	0,0161
100	0,8221	0,8125	10,038	0,0952	0,0155
90	0,8338	0,8217	11,311	0,0843	0,0149
80	0,8466	0,8316	12,92	0,0737	0,0144
70	0,8602	0,8419	15,003	0,0634	0,014
60	0,8746	0,8524	17,797	0,0535	0,0136
50	0,8897	0,8628	21,724	0,0439	0,0133
40	0,9055	0,8725	27,64	0,0347	0,013
30	0,9219	0,8802	37,519	0,0258	0,0128
20	0,939	0,8827	57,316	0,0171	0,0126

ANNEXE

Propriétés du liquide rétrograde

Pression KG/CM2 absolu	Fraction du Vol. Liquide V/V A PR	Masse Mole	Densité GM/CC
179	0	70,9	0,5868
170	0,0026	70,93	0,5864
160	0,0051	70,99	0,5863
150	0,0073	71,19	0,5866
140	0,0092	71,62	0,5878
130	0,0107	72,31	0,5898
120	0,0119	73,31	0,5928
110	0,0128	74,63	0,5968
100	0,0133	76,29	0,6016
90	0,0135	78,36	0,6074
80	0,0135	80,88	0,6142
70	0,0132	83,94	0,6219
60	0,0127	87,66	0,6306
50	0,0121	92,19	0,6404
40	0,0112	97,79	0,6513
30	0,0102	104,85	0,6636
20	0,009	114,16	0,6779

ANNEXE

Liste des numérations dans les paragraphes:

- [1] : Sociétié Sonatrach, Division Production, Direction regionale Gassi Touil
- [2] : Dake, L.P : Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Publishing Co., N.Y.1979
- [3] : Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en exploitation sous theme « Modélisation et optimisation d'un système de production en gas- lift » par BOUREDHA ABDERRAOUF. Univ. Boumerdes.2013.
- [4] : Pedersen, K. S., Fredenslund, Aa., and Thomassen , P.: Properties of Oils and Natural Gases, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1989.
- [5] : Carft, B.C et Hawkins, M.F :Applied Petroleum Reservoir Engineering . Edition 1990
- [6] : Ahmed Tarek : Hydrocarbon Phase Behavior, Contribution in Petroleum Geology & Engineering.