

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BENCHEIKH Mohamed Ali & DOKMA Lakhdar

-THEME-

*Application de l'analyse NODALE
pour l'optimisation de choix de complétion et l'effet de
production avec et sans Storm choke sur le puits
HTG11 (HASSI TOUAREG).*

Soutenue le : 07 / 06 / 2015

Jury:

Président:	Mr. KHELIFA Cherif	univ.ouargla
Examineur:	Mr. REMITA Abd Eraouf	univ.ouargla
Encadreur:	Mr. CHETTI Djamel Eddine	univ.ouargla

Résumé

Dans le domaine de la production des hydrocarbures, la maîtrise des ressources revêt une importance capitale. L'optimisation du puits HTG11 a donné une amélioration de productivité de puits et une réduction des pertes de charge et a minimisé le phénomène de condensation rétrograde dans le tubing. Ce travail consiste à appliquer l'analyse nodale pour faire un calage du modèle de réservoir. Le modèle calé est utilisé dans la prédiction de la performance du puits en fonction des différents scénarios de production à l'aide du logiciel PROSPER.

Mots clés: analyse nodale, optimisation, corrélation Duns and Ros, logiciel PROSPER.

Abstract

In the domain of the production of the hydrocarbons, the mastery of resources dons a fundamental importance. The optimization of the HTG11 well showed an improvement of productivity of the well and a reduction of the load losses and minimized the retrograde condensation phenomenon in the tubing. This work consists in applying the node analysis to make a wedging of the reservoir model. The steady model is used in the prediction of the performance of the well according to the different scripts of production with the help of the software PROSPER.

Key words: node analysis, optimization, Duns and Ros interrelationship, PROSPER software.

المخلص

في مجال إنتاج المحروقات, التحكم في منابع النفط يعتبر أهمية رئيسية, العملية التقديرية ارتكازا على معطياتنا عن البئر HTG11 أعطتنا تحسن ملحوظ في إنتاجية البئر و انخفاض في ضياع الحمولة و نقص في التكاليف العكسي في أنبوية الإنتاج . عملنا يرتكز على تطبيق تحاليل نودال من أجل القيام بعملية المعايرة لأنموذج الخزان, هذا الأنموذج الذي قمنا بمعايرته يستعمل في التكهّن بسلوك البئر بالنسبة لمختلف سيناريوهات الإنتاج بمساعدة برنامج PROSPER.

الكلمات المفتاحية:

تحاليل نودال, التقدير, علاقة دانس و روس, برنامج بروسبار

REMERCIEMENTS



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

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

Nous remercions chaleureusement nos promoteurs à SONATRACH Mr. NEMLI Saber et Mr. BEDROUANI Mohammed pour leurs aides, leur encouragements et leur conseils précieux durant toute la période du projet.

Nous adressons également un grand merci à Mr. RESKA Abdessalam et Mr DEROUICHE Tarek qui nous a beaucoup aidés à réaliser ce travail dans de bonnes conditions.

En définitive, nous remercions toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré.

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

Mohamed Ali et Lakhdar

Merci

Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs

ROTANICAL BEAUTY

A mes chers frères et spécialement Tarek

A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

BENCHÉIKH Mohamed Ali

Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs

A mes chers frères

A toute ma grande famille.

A tous mes amis et spécialement MAZARI Ammar.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

DOKMA Lakhdar

Liste des tableaux

Tableau III.1: Classification des corrélations de perte de charge.....	24
Tableau IV.1: Données pétrophysiques.....	29
Tableau IV.2: Résultats des essais de puits.....	30

Liste des figures

Figure. I.1: Les Champs de la Région de Gassi – Touil.....	03
Figure 1.2: situation géologique du champ de HTG.....	04
Figure. I.2: Situation du champ HTG.....	04
Figure. I.3: Plan de position des puits.....	06
Figure. II.1: Tête de production.....	07
Figure. II.2: Olive de suspension posée sur Tubing Head.....	08
Figure. II.3: Olive de suspension.....	08
Figure. II.4: Tubing de production.....	09
Figure. II.5: Vanne de sécurité sub-surface (TRSSV).....	09
Figure. II.6: Sièges X et XN.....	10
Figure. II.7: Anchor seal (Ratch latch).....	11
Figure. II.8: Packer permanent.....	11
Figure. II.9: Millout extension.....	12
Figure. II.10 : Flow coupling.....	12
Figure. II.11 : Tube perforé.....	12
Figure. II.12 : Sabot.....	13
Figure. II.13 : Strom choke type JOX.....	13
Figure. III.1: Pertes de charge possible dans un système de production.....	14
Figure. III.2: Les différentes positions des nœuds.....	15
Figure. III.3 : Point de fonctionnement.....	16
Figure. III.4: Ecoulement linéaire.....	18
Figure. III.5: Ecoulement radial.....	19
Figure. III.6: Configuration d'écoulement.....	22

Figure. IV.1: Organigramme de fonctionnement du PROSPER.....	26
Figure IV.3: La fiche technique.....	28

Liste des graphes

Graphe IV.1: Courbe IPR de HTG.....	31
Graphe IV.2: VLP vs IPR de HTG 11.....	32
Graphe IV.3: Production prévisionnelle du puits HTG11.....	33
Graphe IV.4. Production prévisionnelle du puits HTG 11 année 2014.....	34
Graphe IV.5. AOF de puits HTG 11.....	35
Graphe IV.6. Les pertes de charge dans les 3 tubings.....	35
Graphe IV.7 Production prévisionnelle de 3 tubings.....	36
Graphe IV.8 La production avec présence de storm choke.....	37
Graphe IV.9 La production de BRDS W01.....	37
Graphe IV.10 la production dans les 3 tubings avec TRSSV.....	38

Nomenclatures

P_r : pression de réservoir

P_{sep} : pression de séparation.

P_t : pression de tête.

ΔP : perte de charge (psi).

P_{wf} : Pression fond dynamique (kg/cm²).

v : Vitesse apparente du fluide.

k : Perméabilité de milieu poreux (md).

μ : Viscosité du milieu (cp).

dP/dx : Gradient de pression dans le sens d'écoulement (psi/ft).

A : Surface.

q : Débit en surface (STB/D).

z : Facteur de compressibilité

ψ_{wf} : Pseudo pression fond dynamique.

ψ_r : Pseudo pression de réservoir.

A (corrélation Jones): la pente de la courbe $\Delta P/Q=f(Q)$.

B (corrélation Jones): intersection quand le débit (Q) égale à zéro.

A (corrélation Forcheimer): coefficient de perte de charge due à l'écoulement turbulent.

B (corrélation Forcheimer): coefficient de perte de charge due à l'écoulement laminaire.

WOR: "water oil ratio" pourcentage d'eau par rapport l'huile.

X et Y: les coordonnées de puits.

Z_g : La hauteur de niveau de puits par rapport à niveau de la mer.

Z_t : La hauteur de niveau de table de rotation de l'appareil de forage par rapport à niveau de la mer.

Q_g : Débit de gaz.

AOF: "Absolute Open Flow" le débit maximal quand la pression de fond est égale à zéro.

SOMMAIRE

Remerciement	I
Dédicaces	II
Nomenclature	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Introduction générale	01
Chapitre I : Aperçu sur le champ de Hassi Touareg	
I.1 Introduction sur la région de Gassi Touil	03
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 : Complétion de production	
II.1 Introduction	07
II.2 Les principaux équipements et leurs fonctions	07
II.2.1 La tête de puits	07
II.2.2 Equipements de fond	08
II.2.2.1 Olive de suspension	08
II.2.2.2 Tubing de production	08
II.2.2.3 Vanne de sécurité sub-surface (TRSSV)	09
II.2.2.4 Les sièges	10
II.2.2.5 ANCHORE SEAL (Ratch latch)	10
II.2.2.6 Packer de production.....	11
II.2.2.7 Millout extension	12
II.2.2.8 Flow coupling (raccords anti-usure)	12
II.2.2.9 Tube perforé	12
II.2.2.10 Sabot	13

II.2.2.11 Vanne de sécurité de fond auto-pilotes	13
--	----

Chapitre III : Analyse nodale

III.1 Concept de l'analyse nodale	15
III.1.1 Procédure d'application de l'analyse nodale	15
III.1.2 Objectifs de l'analyse nodale	17
III.2 Pertes de charge dans le milieu poreux (Inflow)	17
III.2.1 L'équation de Darcy	17
III.2.1.1 Ecoulement linéaire	18
III.2.1.2 Ecoulement radiale	19
III.2.2 Corrélation d'IPR pour les à gaz	19
III.3 Pertes de charge dans le tubing (Outflow)	22
III.3.1 Configuration de l'écoulement vertical diphasique	22
III.3.4 Méthodes de calcul des pertes de charge dans le tubing	23
III.3.5 Les principales corrélations des pertes de charge	24

Chapitre IV : Partie calcul

IV.1 Utilisation de logiciel PROSPER	25
IV.1.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER	25
IV.1.2 Organigramme de fonctionnement du PROSPER	25
IV.2 Procédure du travail	26
IV.2.1 Cas initial	27
IV.2.1.1 Données générales du puits HTG 11	27
IV.2.1.2 Application de l'analyse sur le champ de HTG 11	29
IV.2.1.2.1 Etude de performance de puits HTG 11	29
IV.2.2 Cas actuel & prévisionnel	33
IV.2.2.1 Historique de production de HTG 11 avec exposition de problème ...	33
IV.2.2.2 Performance de HTG 11.....	34
IV.2.2.3 Choix de complétion pour HTG 11	36
IV.2.2.4 Etude de l'impact de storm choke sur HTG 11	36
IV.2.2.5 Etude de l'impact sans storm choke et avec TRSSV sur HTG 11.....	38
Conclusion générale	39

Recommandation.....40

Bibliographie

Annexe

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

Depuis la première découverte du pétrole, l'homme essaie de faire des progrès pour la récupération de cette énergie qui constitue presque la totalité de l'énergie consommée.

Après les grands progrès technologique, 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.), la simulation et l'optimisation. L'optimisation et le choix de complétion sont des outils qui nous aide à :

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

Donc, notre travail est sur le puits de HTG11 dans le champ de Hassi Touareg parmi les dix champs de la région de Gassi Touil, 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 Triasique du Sahara Algérien à une distance d'environ 150 Kms au Sud-est d' Hassi Messaoud.

Dans le deuxième chapitre, on a abordé la complétion des puits à gaz au niveau de la région de Gassi Touil qui se composent de :

Olive de suspension, Joint de tubing, Pup joint, Flow couling, Vanne de sécurité sub-surface (TRSSV), Flow coupling, Tubing de production, Siège R, Joint de tubing, Pup joint Ratch latch, Packer de production, Millout extension, Réduction, Flow coupling, Siège RN , Tube perforé, Sabot.

Dans le troisième chapitre on a expliqué théoriquement l'analyse nodale qui se définit comme un outil utilisé pour évaluer un système de production complet et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Introduction générale

L'optimisation du puits HTG11 a donné une amélioration de productivité de puits et une réduction des pertes de charge et a minimisé le phénomène de condensation rétrograde dans le tubing. Ce travail consiste à appliquer l'analyse nodale pour faire un calage du modèle de réservoir. Le modèle calé est utilisé dans la prédiction de la performance du puits en fonction des différents scénarios de production à l'aide du logiciel PROSPER.

Chapitre I :

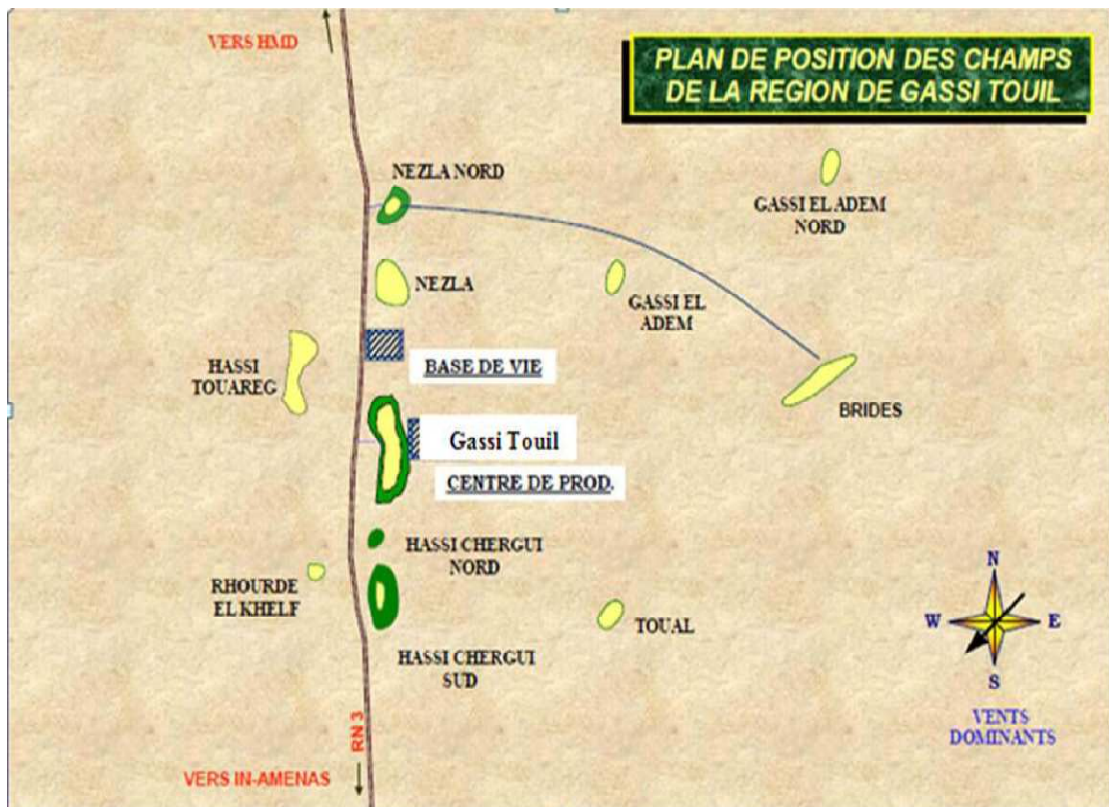
APERÇU SUR

LE CHAMP DE HASSI TOUAREG

I.1 Introduction sur la région de Gassi Touil

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

La production de brut a débutée en **1963** dans le champ **GTL**. Celle du gaz en **1976** par l'exploitation du champ **GTS**. Les champs producteurs déversent dans un seul centre composé de deux unités : Traitement Brut (**CP**), Traitement Gaz (**CPF**),



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 Triasique du Sahara Algérien à une distance d'environ 150 Kms au Sud-est d' Hassi Messaoud.

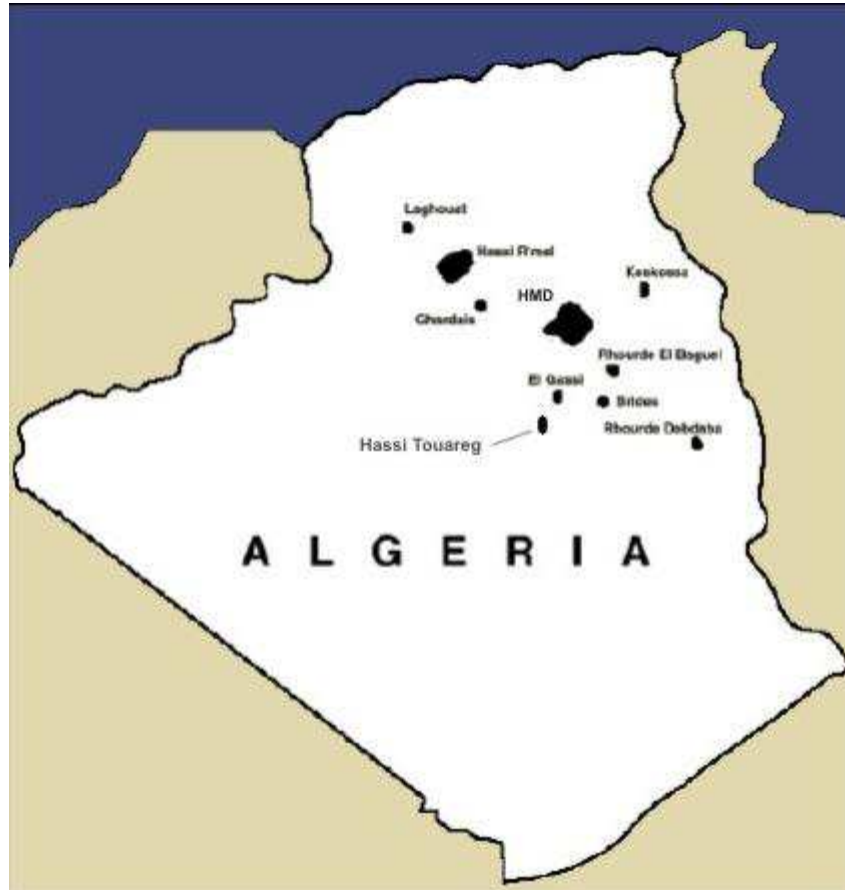


Figure 1.2: situation géologique du champ de HTG

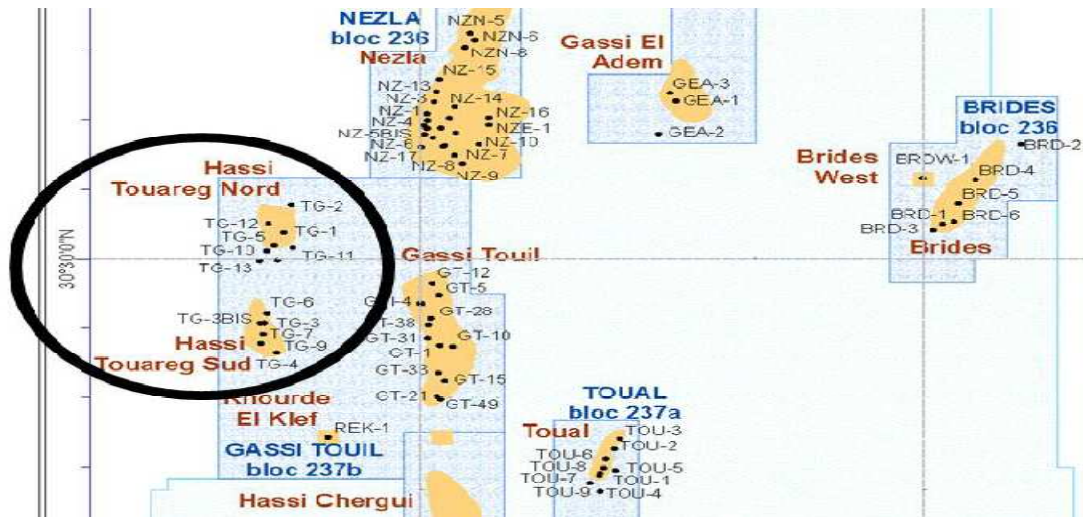


Figure I.3 : Situation du champ HTG

1.2.2 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. A l'exception de HTG-2 qui a rencontré le TAGS Structurellement bas.

1.2.3 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 (Na Cl) en ciment.

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

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

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

- Profondeur: 1360 m/mer
- Hauteur total: 74 m
- Hauteur utile: 32 m
- Porosité Ø: 12 %
- Perméabilité K: 55 md
- Saturation en eau Sw: 24 %

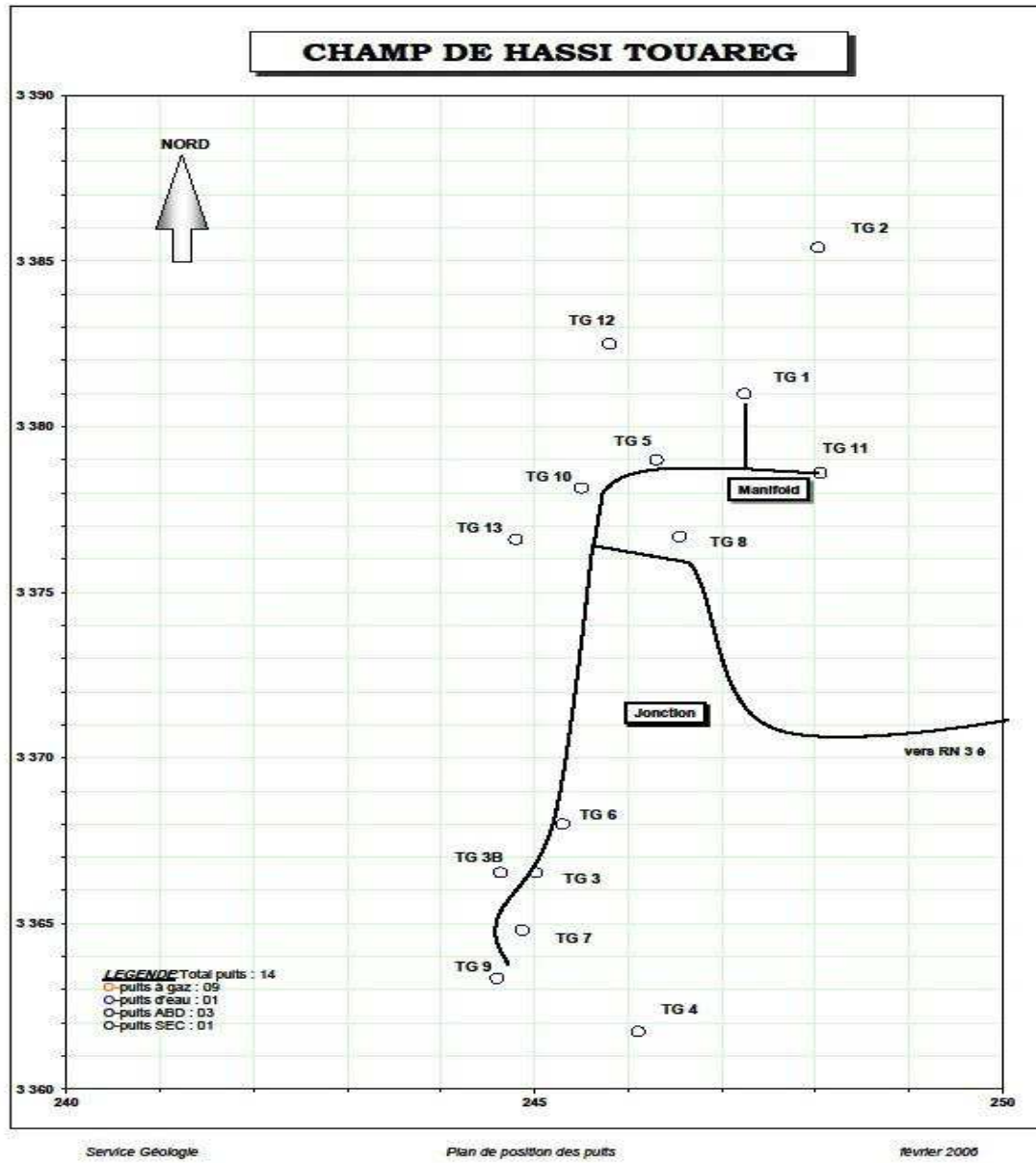


Figure I.4 : Plan de position des puits

Chapitre II :

COMPLETION DE PRODUCTION

II. 1 Introduction:

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

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.

II. 1 Les principaux équipements et leurs fonctions:

II. 1.1 La tête de puits: (Tête de production)

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

- Le réglage du débit en agissant sur la duse latérale.
- L'accès dans la colonne de production ("tubing") pour le travail sous pression, en particulier pour les opérations de mesure et d'entretien réalisées par la technique de travail au câble ("were line") (vanne dite de curage, de pistonnage ou de sas ; raccord de sas).
- La suspension de la colonne de production, la réalisation de l'étanchéité entre le cuvelage et la colonne de production, l'accès à l'annulaire ainsi créé (tête de tubing ou "tubing head spool").

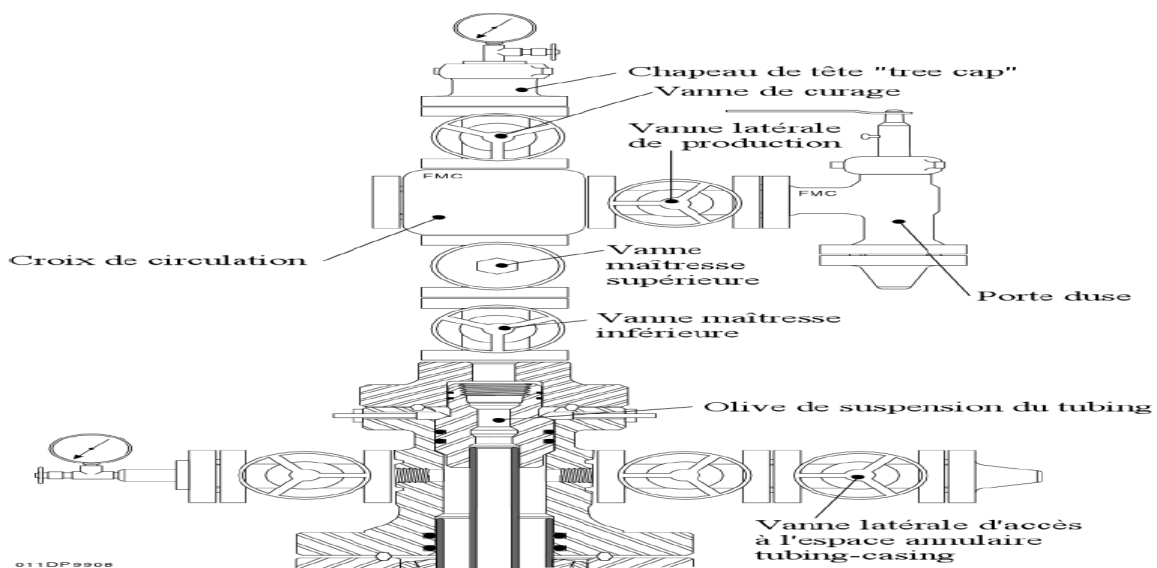


Figure II.1: Tête de production : configuration générale

II. 2.2 Equipement de fond:

Généralement, l'ensemble des équipements de fond d'une complétion pour puits à gaz au niveau de région GTL se compose de haut en bas des éléments suivants:

- | | | |
|---|-------------------|------------------------|
| - Olive de suspension | - Joint de tubing | - Pup joint |
| - Pup joint | - Flow couling | |
| - Vanne de sécurité sub-surface (TRSSV) | | - Flow coupling |
| - Tubing de production | - Siège R | - Joint de tubing |
| - Pup joint | - Ratch latch | - Packer de production |
| - Millout extension | - Réduction | - Flow coupling |
| - Siège RN | - Tube perforé | - Sabot |

II. 2.2.1 Olive de suspension:

Elle doit supporter tout le poids de la colonne de production tout en assurant l'étanchéité avec la tête de tubing (tubing head) et la ligne de contrôle de la vanne de sécurité sub-surface.

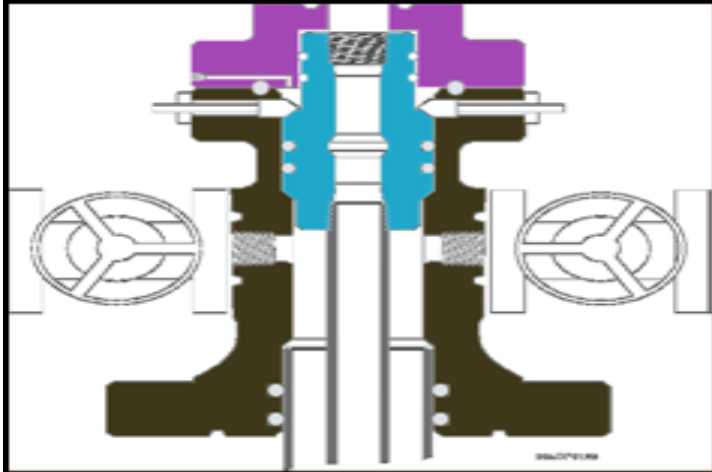


Figure II.2: Olive de suspension posée sur Tubing Head



Figure II.3: Olive de suspension

II. 2.2.2 Tubing de production :

C'est un tubulaire récupérable et entièrement contenu dans la partie cuvelée du puits, qui permet d'acheminer l'effluent du fond du puits jusqu'en surface (ou inversement sur les puits injecteurs) à une vitesse suffisante pour assurer une remontée convenable de l'ensemble des phases, mais non excessive, de manière à limiter les pertes de charge.



Figure II.4: tubing de production

II. 2.2.3 Vanne de sécurité sub-surface (TRSSV):

Leur but est de fermer la colonne de production dans le cas d'un problème grave (fuite, incendie) au niveau de la tête de puits. Elles sont généralement placées à une profondeur de 30 à 50 m par rapport au sol.

Le dispositif le plus fréquent est la vanne de sécurité de sub-surface pilotée depuis la surface ("Surface Controlled Subsurface Safty Valve: SCSSV"). Elle est maintenue ouverte grâce à une pression hydraulique importante exercée depuis la surface et transmise par une ligne de contrôle. La purge, automatique ou manuelle, de cette ligne en surface permet à un ressort de fermer la vanne. Bien entendu, il existe encore d'autres équipements qui permettent de résoudre au mieux les différents problèmes qui peuvent se poser.

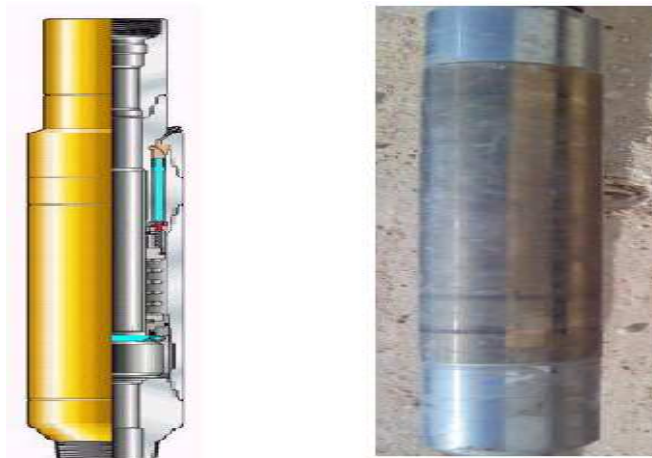


Figure II.5: Vanne de sécurité sub-surface (TRSSV)

II. 2.2.4 Les sièges :

Le siège est un réceptacle incorporé dans le tubing de production (ou des outils de fond) pouvant recevoir des outils de travail au câble tels que plug, duse, vanne de sécurité de fond etc....., équipé de verrou TOP NOGO ou SELECTIF.

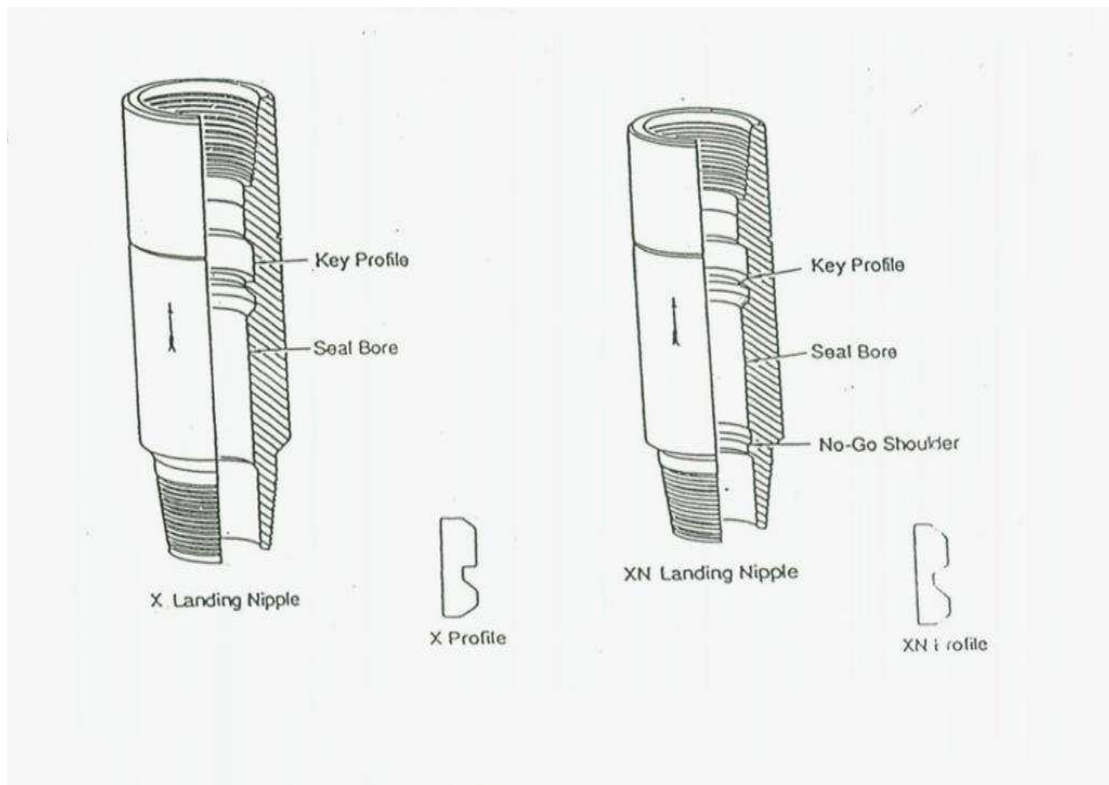


Figure II.6: Sièges X et XN

II. 2.2.5 Anchor seal (Ratch latch):

Anchor seal est utilisé pour lier le bas de tubing à un packer possédant un diamètre intérieur poli, ou à un réceptacle, pouvant recevoir des garnitures d'étanchéité et éviter tout mouvement du bas du tubing.

Deux types de relâchement de ces anchors :

- ✚ Relâchement par rotation à droite, utilisant le système de "ratchet".
- ✚ Relâchement par 1/4 de tour à droite utilisant un système à "baïonnette".
- ✚ Les anchors ont une résistance à la traction égale à celle du tubing correspondant.

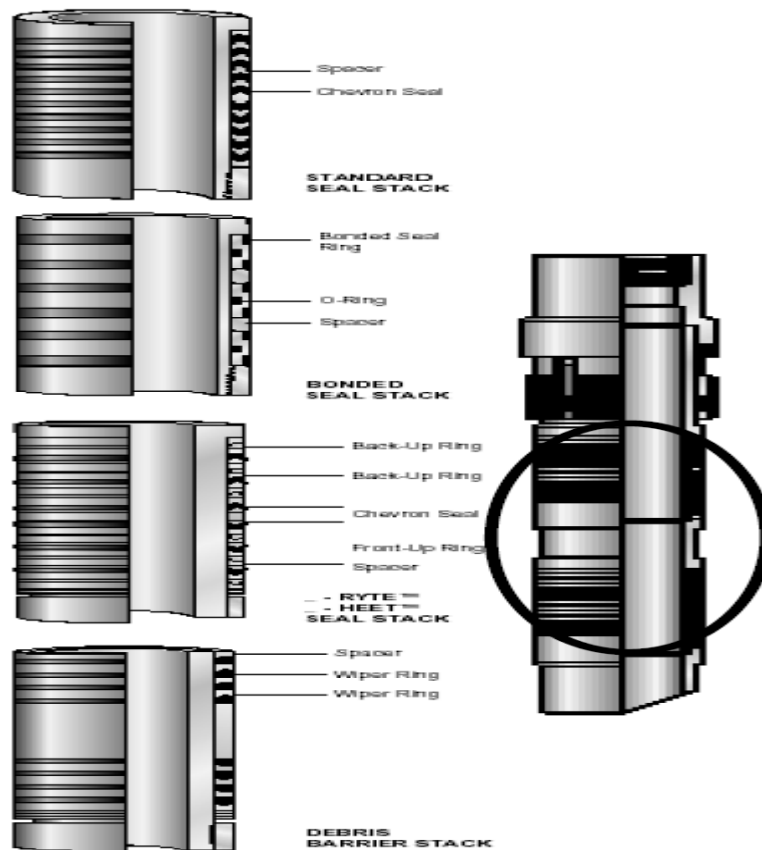


Figure II.7: Anchor seal (Ratch latch)

II. 2.2.6 Packer de production:

La fonction principale d'un packer est de réaliser une étanchéité en fond de puits entre la colonne de production et le cuvelage (tubage). Ceci permet non seulement de protéger le cuvelage de l'action du fluide produit ou injecté (corrosion, surpression), mais aussi d'exploiter plusieurs couches séparément par le même puits.

Les packers sont classés en trois catégories:

- ✚ Packers récupérables.
- ✚ Packers permanents.
- ✚ Packers récupérables / permanents.

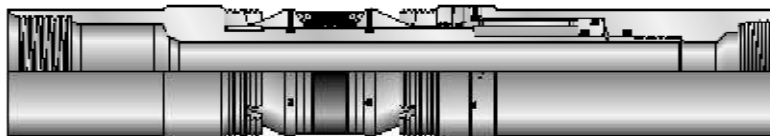
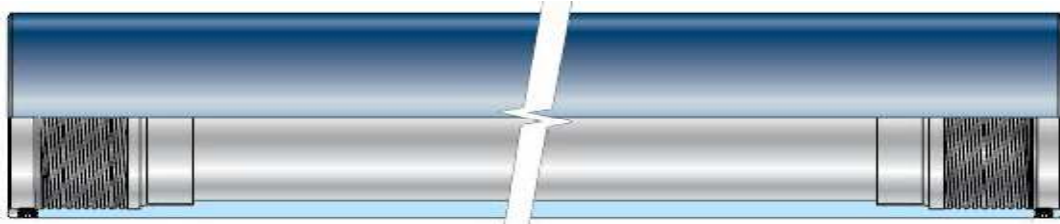
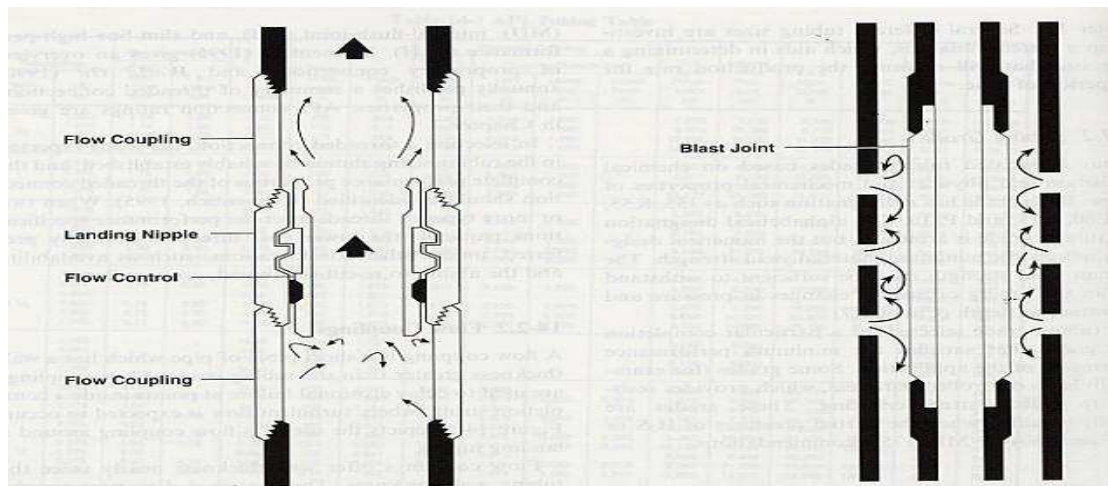


Figure II.8: Packer permanent

II. 2.2.7 Millout extension:**Figure II.9: Millout extension****II. 2.2.8 Flow coupling: (raccords anti-usure)**

C'est un tubing court avec une épaisseur plus importante que le tubing de production. Il est placé de part et d'autre des éléments ayant des diamètres de passage réduits afin d'éviter les problèmes d'érosion et de turbulence.

**Figure II.10: Flow coupling****II. 2.2.9 Tube perforé:**

On peut incorporer un tube perforé avec un siège NOGO destiné à recevoir le port enregistreur de pression et/ou température. Ceci permet de faire des mesures en production, sans introduire des pertes de charge par la présence de l'enregistreur.

**Figure II.11: Tube perforé**

II. 2.2.10 Sabot:

Le sabot est un équipement vissé au bout de la complétion, l'extrémité du sabot chanfreiner ou biseauté à 45° permet aux outils d'intervention descendus jusqu'au fond du puits de remonter dans le tubing de production sans difficultés.



Figure II.12: Sabot

II. 2.2.11 Vanne de sécurité de fond auto – pilotes :

Cette vanne qu'on dénommait souvent Strom-choke, elle ferme le puits suite à une modification des conditions d'écoulement à l'endroit où elle est installée :(augmentation du débit locale, chute de pression),

On peut distinguer deux types :

- ✚ Vanne de sécurité de fond auto-pilotée par la pression différentielle.
- ✚ Vanne de sécurité de fond auto-pilotée par la pression locale.

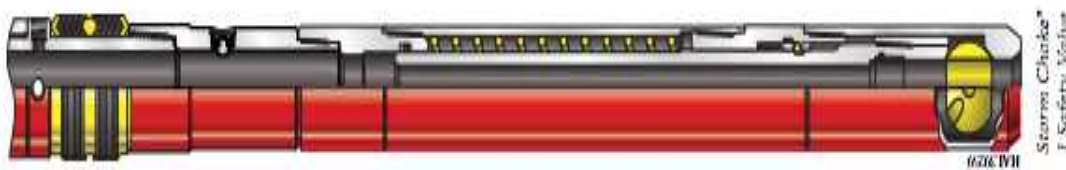


Figure II.13: Strom choke type JOX

Chapitre III :

ANALYSE INDIALE

Introduction:

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K.E. Brown.

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

1. L'écoulement dans le milieu poreux.
2. Complétion (simulation, 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.)

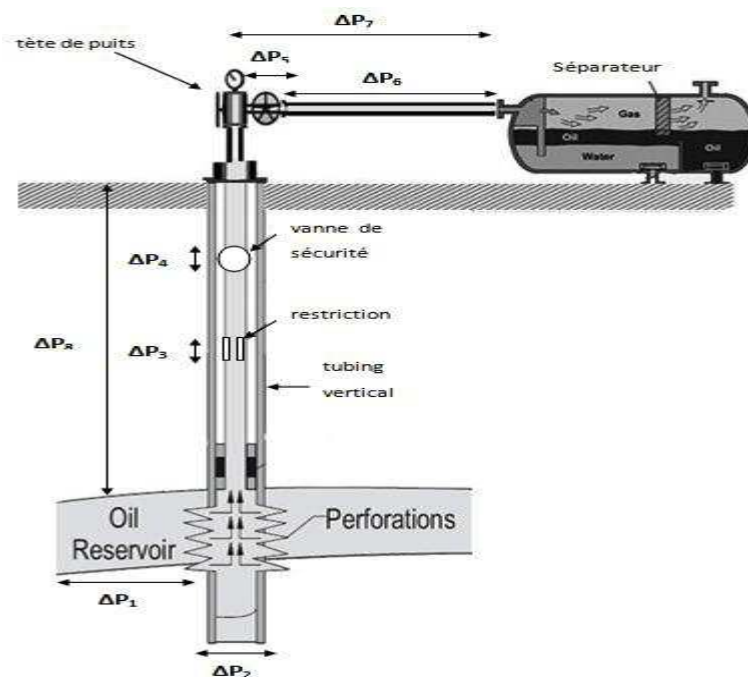


Figure III.1: Pertes de charge possible dans un système de production

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 les différentes équations ou corrélations. La figure III.2 montre les emplacements des divers nœuds.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction de débit: P_r et P_{sep} et/ou P_t si le puits est commandé par une duse. Le choix et le dimensionnement des différents composants 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.

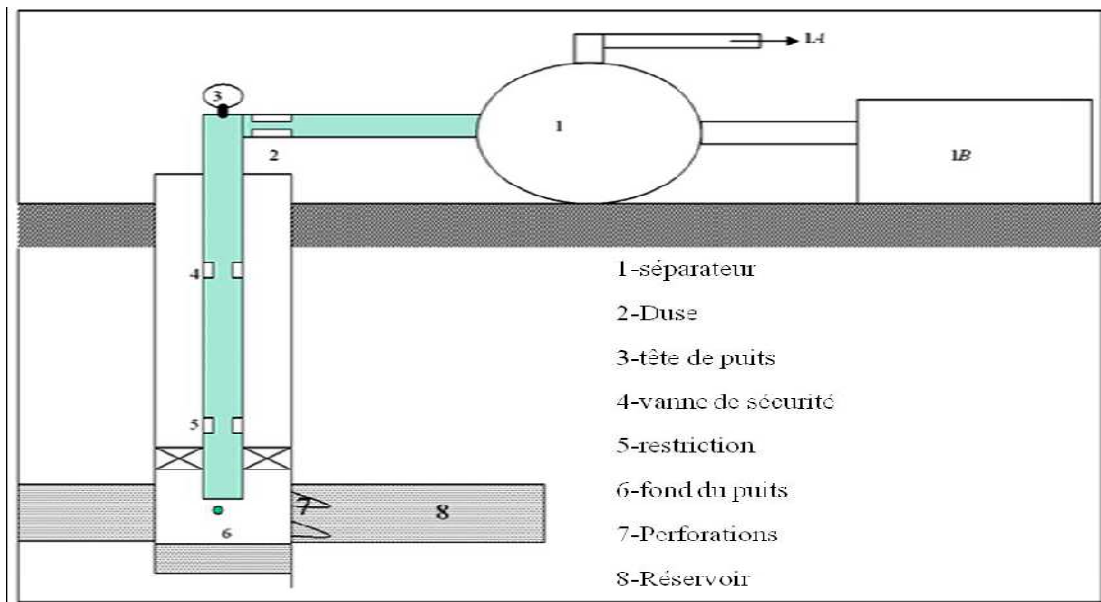


Figure III.2: Les différentes positions des nœuds

III.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 de nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système

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

- Inflow: $P_{node} = P_r - \Delta P$
- Outflow: $P_{node} = P_{sep} + \Delta P$

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 de système.

L'effet de changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression de nœud en fonction de débit en utilisant les nouvelles caractéristique de la composante.

La procédure est la suivante:

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

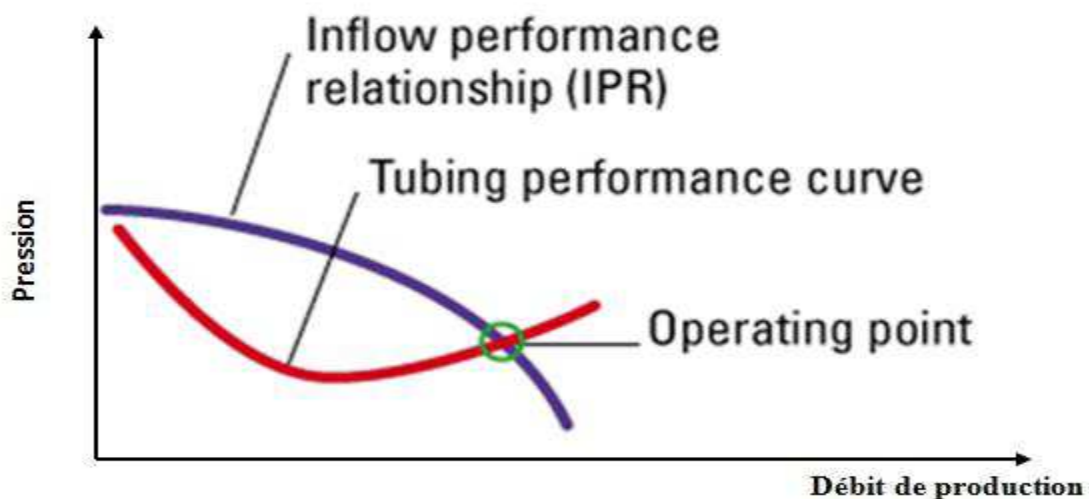


Figure III.3: Point de fonctionnement

III.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.

III.2 Perte de charge dans le milieu poreux (inflow)

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 la pression de fond dynamique est appelé « inflow performance relationship » ou IPR.

III.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.

L'équation de base est la loi de Darcy. Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente du fluide à la chute de pression à travers la filtrante.

Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué de sable complètement saturé d'eau.

La forme différentielle de la loi de Darcy est donnée:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (III.1)$$

Ou:

k : Perméabilité du milieu poreux

v : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

$d.P/dx$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement

III.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) :

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

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 :

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

Par intégration:

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

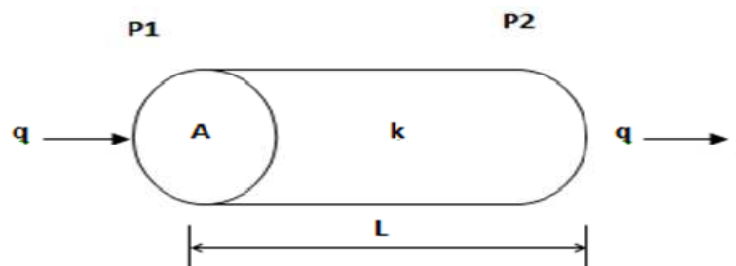


Figure III.4: Ecoulement linéaire

III.2.1.2. Écoulement 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 :

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

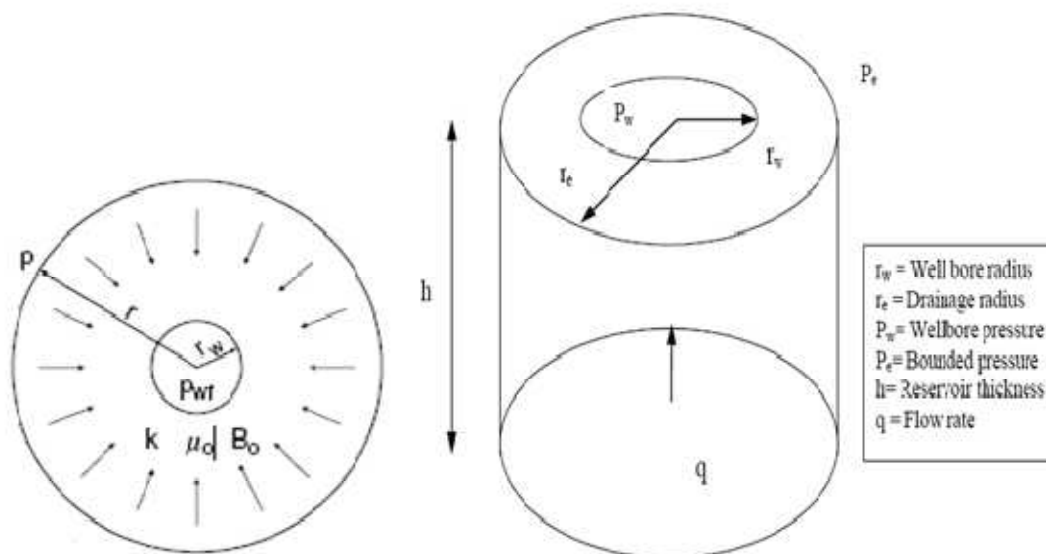


Figure III.5: Écoulement radial

III.2.2. Corrélation de l'IPR pour les puits à gaz

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

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:

$$(P_r - P_{wf}) = AQ^2 + BQ \quad (III.6)$$

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

- **Corrélation de Forcheimer:**

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

$$(P_r - P_{wf}) = AQ^2 + BQ \quad (III.7)$$

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: $Q = c(p_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (III.8)$

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

- **C and N:**

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

$$Q = c(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (III.9)$$

Où "c" et "n" sont déterminés en traçant la courbe de Q en fonction de $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ sur un papier log-log.

$n = 0.5$ pour un écoulement turbulent

$n=1$ pour un écoulement laminaire.

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

Plus de 10 points de test peuvent être entrées pour adapter l'équation précédente "c and n".

- **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 :

$$(P_r^2 - P_{wf}^2) = AQ^2 + BQ \quad (III.10)$$

- **Modified isochronal:**

Les tests isochrones modifiés sont généralement utilisés pour les puits à gaz. Ce modèle est basé sur celui de back pressure:

$$Q = c(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (III.11)$$

$$\text{si } n = 1 \text{ alors } c = \frac{0,703kh}{\mu gTZ \ln\left(\frac{0.606re}{rw}\right)}$$

- **Forcheimer avec pseudopressure:**

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

$$(\psi_r - \psi_{wf}) = AQ^2 + BQ \quad (III.12)$$

Ou:

$$\psi_i = 2 \int_0^{P_i} \frac{P}{\mu \cdot Z} \cdot dP \quad (III.13)$$

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

II.3. pertes de charge dans le tubing (outflow)

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

Le terme d'élévation ou terme statique.

Le terme de frottement (friction).

Le terme d'accélération.

II.3.1. Configuration d'un écoulement vertical diphasique:

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

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

Plusieurs modèles essaient 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.

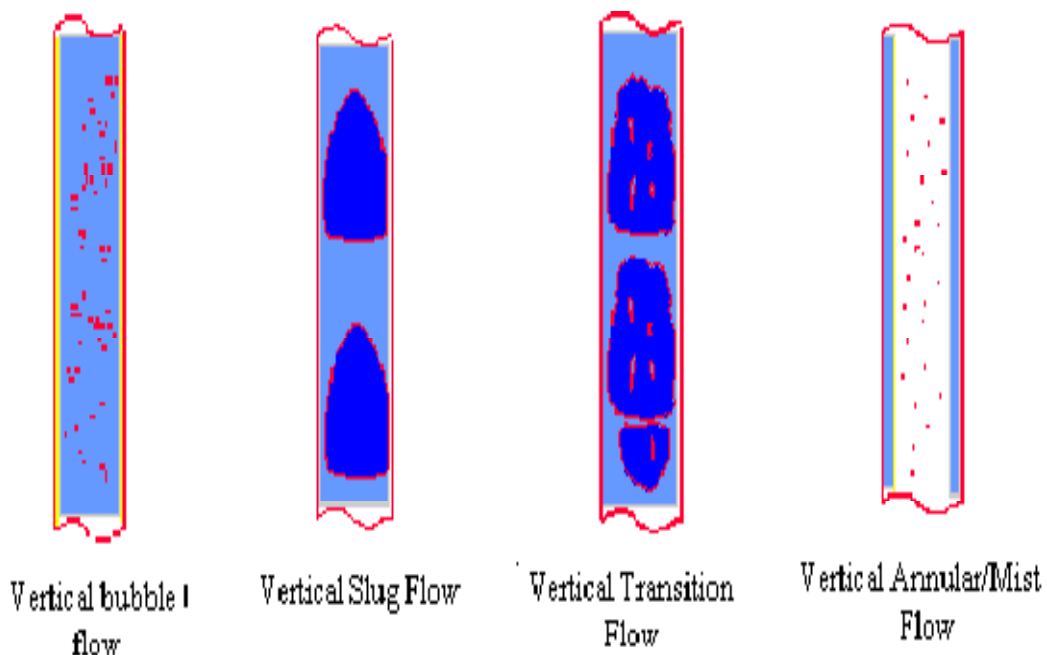


Figure III.6: Configuration d'écoulement

III.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.

- **Modèle homogène:**

Ne tient pas compte de Holdup Liquide pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Le gaz et le liquide ont même vitesse d'écoulement.

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.

- **Modèle 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 Holdup Liquide. 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 Holdup Liquide et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue.

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

- **Modèles généralisés:**

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

III.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
Ashiem	b
Duns and Rose	c
Orkiszewski	c
Aziz et al	c
Chierici et al	c
Beggs and Brill	c

Chapitre IV :

PARTIE CALCUL

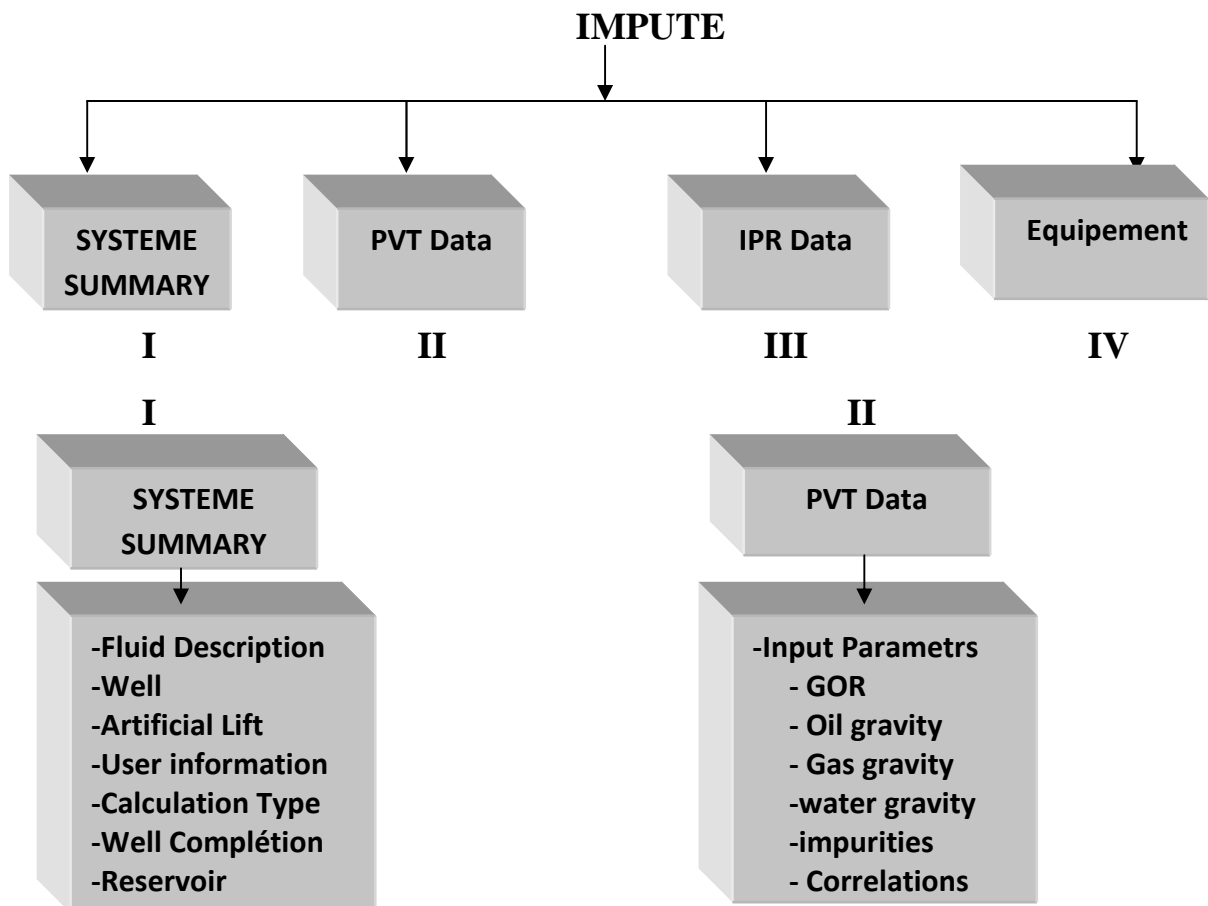
IV.1 Utilisation du logiciel PROSPER

IV.1.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER:

Le logiciel PROSPER (production and Systems performance) est un logiciel d'analyse de performance des Systems de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production et de réservoir à prédire les paramètres d'écoulement et de la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre, permettent aux designs existants d'être optimisés.

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 donne des calculs exacts. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modéliser le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir.

IV.1.2 Organigramme de fonctionnement du PROSPER:



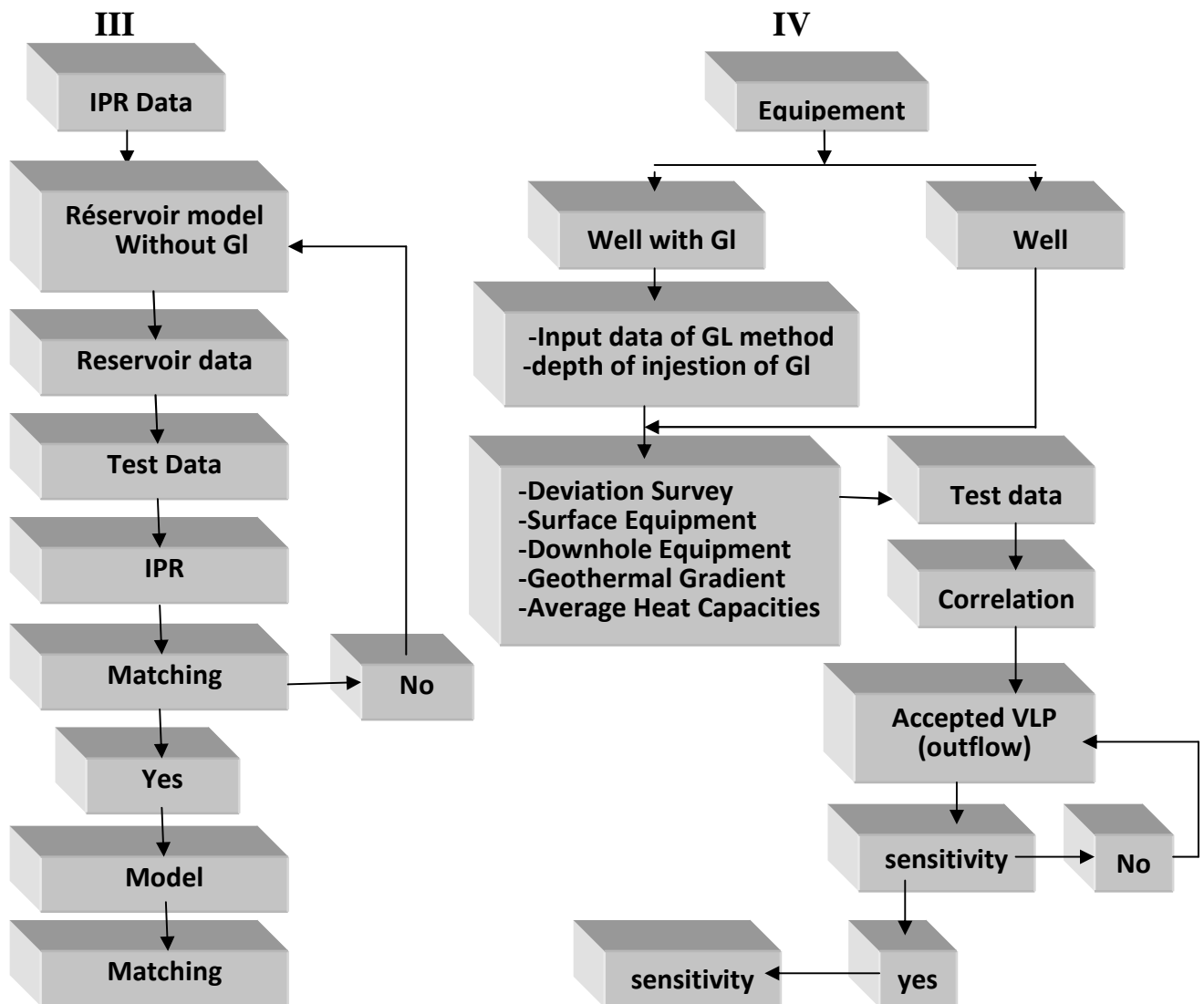


Figure IV.1. Organigramme de fonctionnement du PROSPER

IV. 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, la chute de la pression du réservoir du puits HTG 11 en dessous de la pression de rosée a causé le phénomène de la condensation rétrograde. A cet effet, on se base sur l'optimisation de choix de complétion pour obtenir des résultats adéquats.

Données disponibles et plan de travail:

- **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 Strom choke sur HTG11
 - ✚ Etude de l'impact sans Strom choke et avec TRSSV sur HTG11
- **Conclusion et recommandation.**

IV. 2.1. Cas initial:

IV. 2.1.1. Données générale du puits HTG11:

a. But de 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 HTG11:

Figure IV.2. Plan de position de puits (Voir le chapitre I).

○ **Coordonnées: UTM**

$$X = 248\ 055\ 00$$

$$Z_s = 204.12\ \text{m}$$

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

$$Z_t = 208.57$$

c. Complétion:

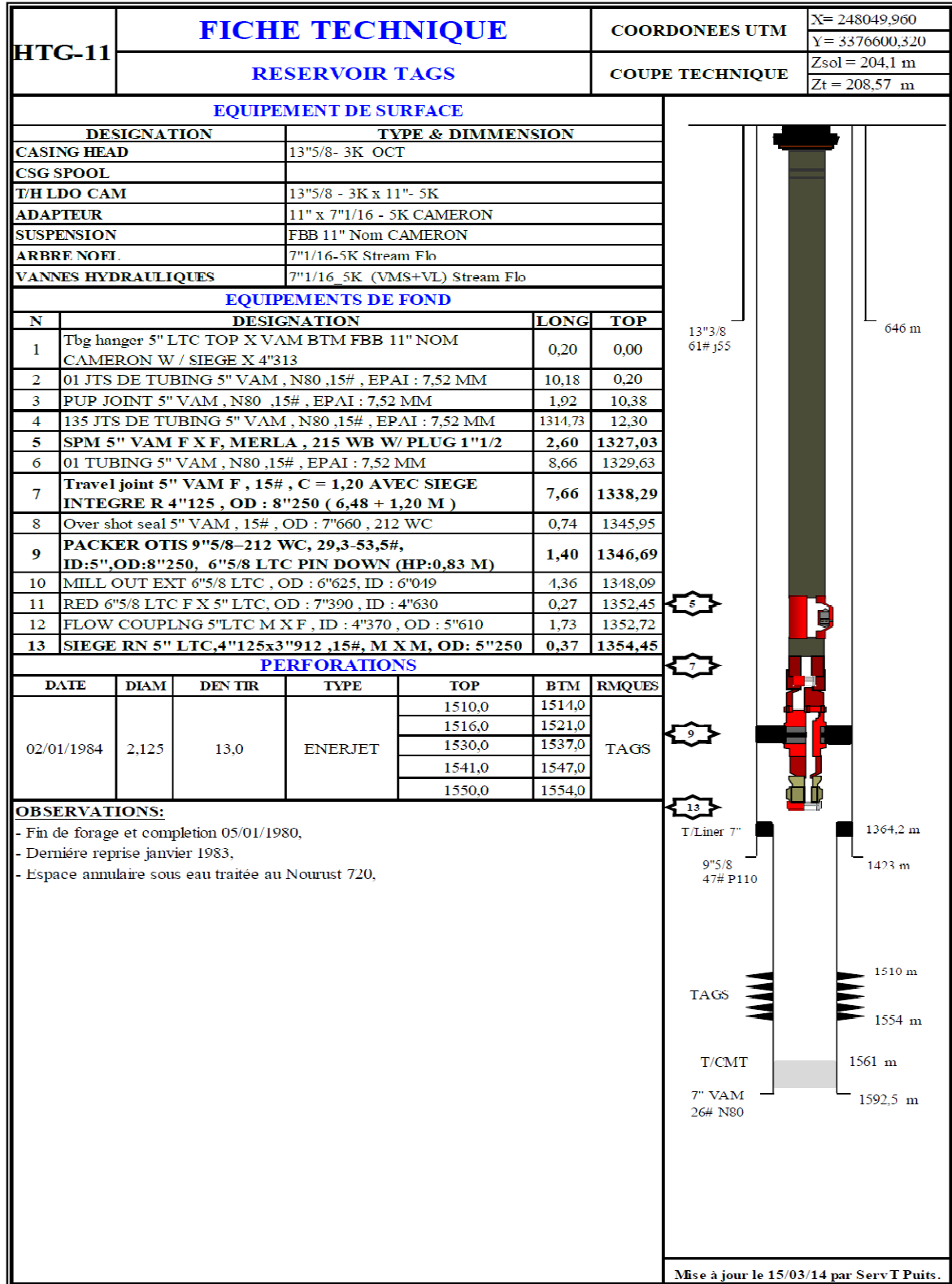


Figure IV.3. La fiche technique.

d. Données pétrophysiques:**Tableau IV.1: Données pétrophysiques.**

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

IV.2.1.2. Application de l'analyse nodale sur le champ de HTG11:

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

IV.2.1.2.1 Etude de performance de puits HTG11:

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

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

1. Le modèle du réservoir:

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

2. Les données PVT:

Pour avoir un modèle fiable avec le maximum d'exactitude, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits, Le modèle utilisé est le modèle *Black oil* (condensat). Puisque l'étude PVT est faite et la corrélation de Duns and Ros établi, on va importer les résultats et on les intègre dans *PROSPER*.

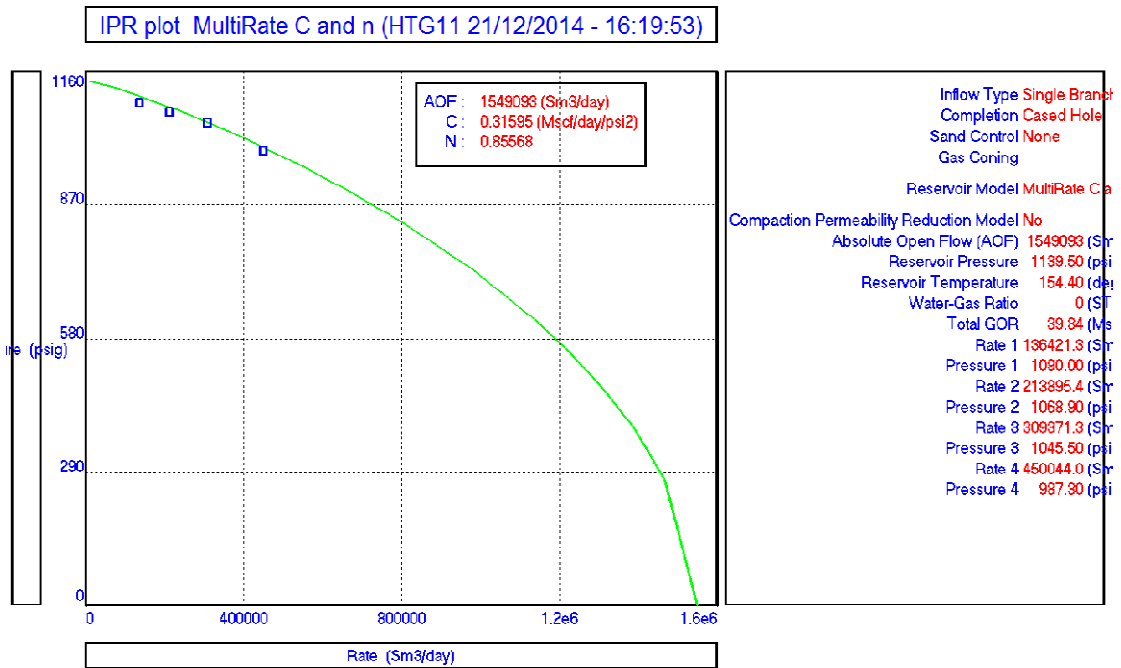
3. Les données des essais de puits:

Voir le tableau

Tableau IV.2: Résultats des essais de puits

Test point date	22/11/1997	23/11/1997	25/11/1997	07/05/1987
Tubing head p (psig)	929	910	874	779
Tubing head T (°c)	90	95	100.4	110
Separator gas/oil	82.153	70.7544	91.9814	91.6819
Gas rate (Sm³/day)	136421	213895	309371	450044
Gauge depth (feet)	4826.12	4826.13	4826.14	4826.15
Gauge P (psig)	1090	1068.9	1045.5	987.299
Reservoir P (psig)	1140	1140	1140	1140

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



Graphe IV.1: Courbe IPR de HTG 11

4. La complétion des puits:

Les données d'entrées du système des équipements sont:

- a. Les équipements de fond de puits.
- b. Le gradient Géothermique (la température).

5. Le choix de corrélation de l'écoulement vertical:

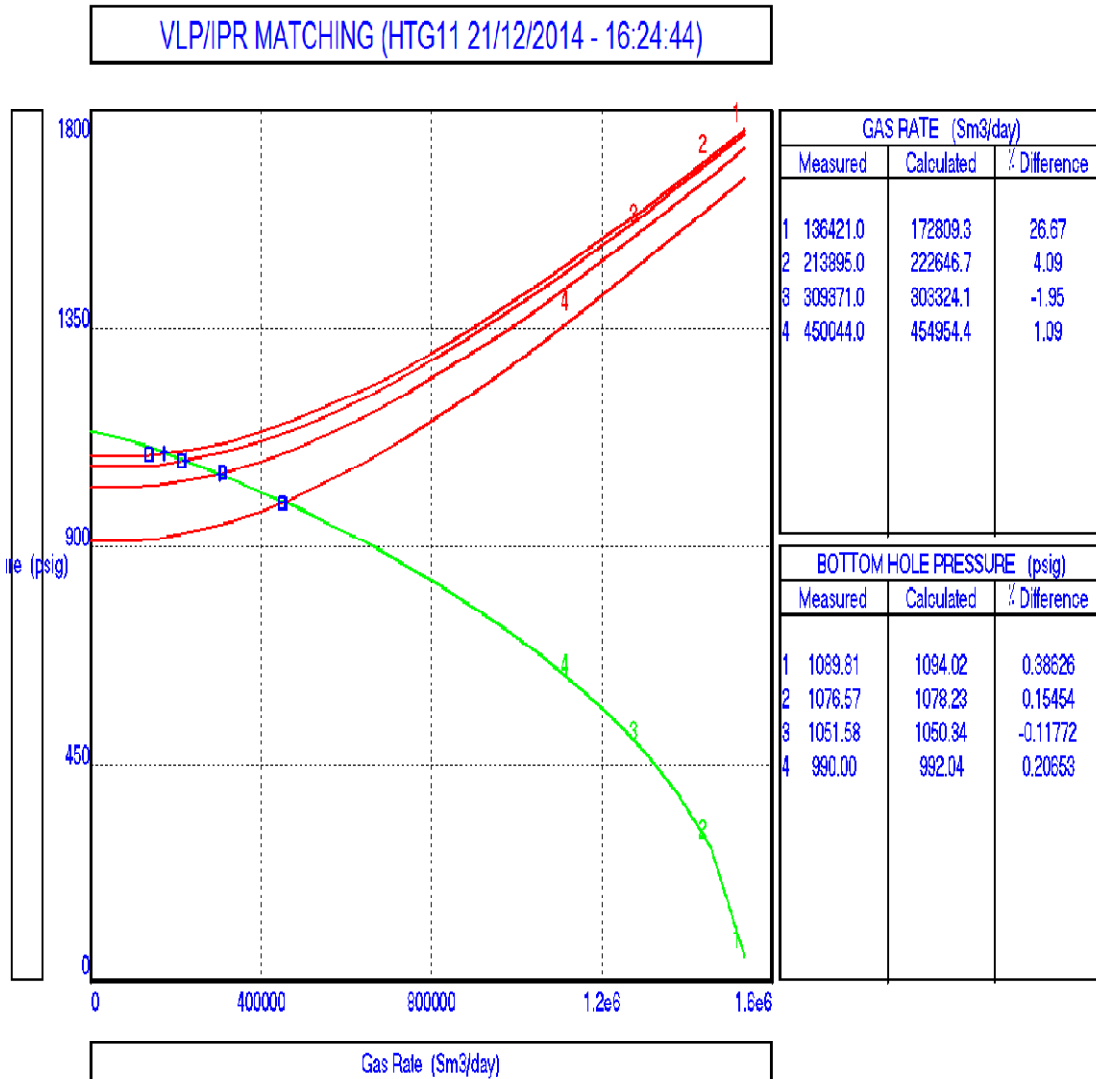
Afin de construire un modèle de puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PROSPER nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons:

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

On a choisir la corrélation de Duns and Ros qui donne les meilleures prédictions des pertes de charges pour notre puits de HTG11.

6. Reproduction des résultats du test flow after flow du puits HTG11 par PROSPER:

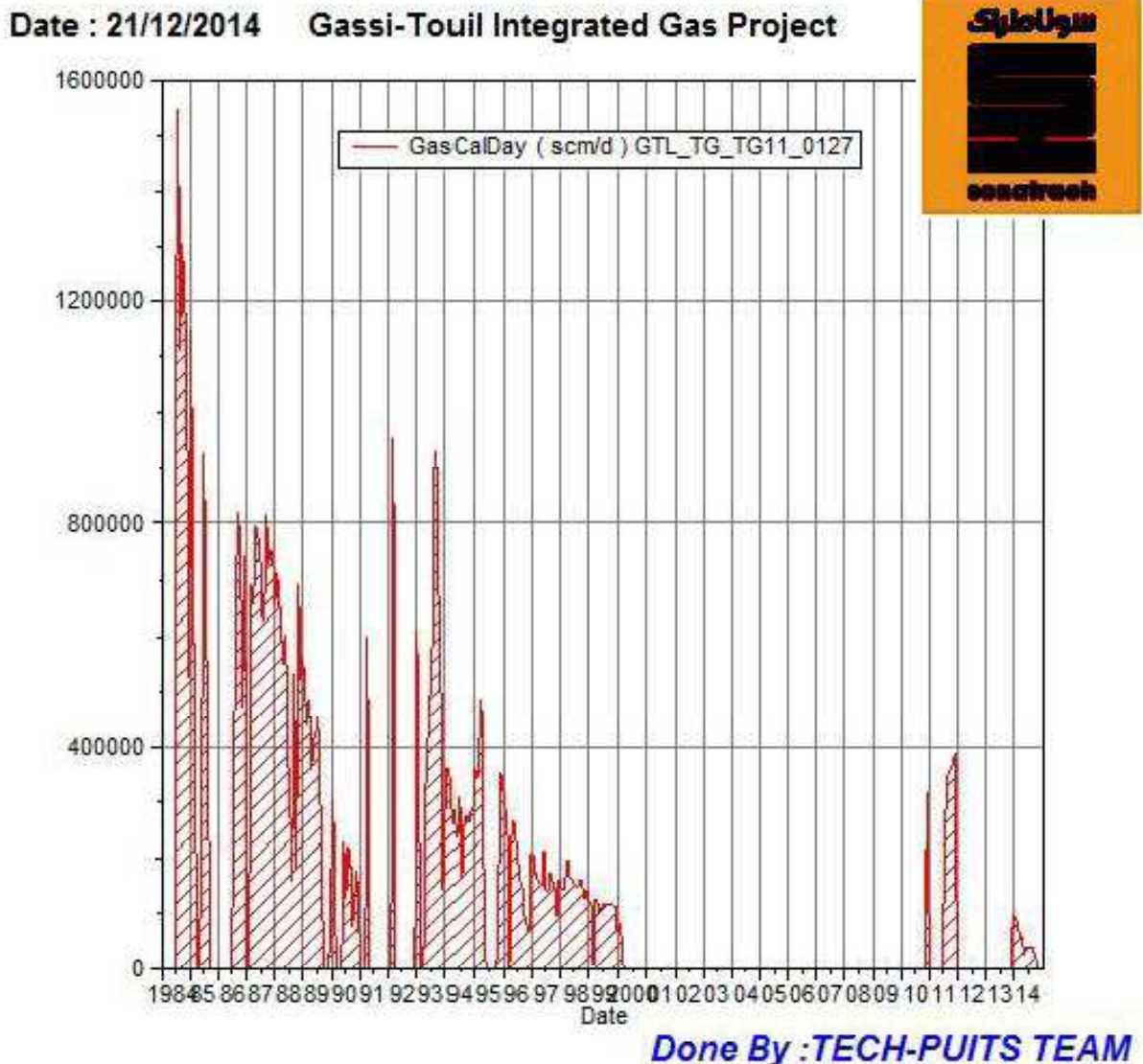
Pour s'assurer que le modèle construit représente le puits avec suffisamment de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenus par simulation. Les résultats sont représentés dans le graphe suivant:



Graphe IV.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 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.

IV.2.2. Cas actuel et prévisionnel:**IV.2.2.1. Historique de production de HTG11 avec exposition de problème:****Graphe IV.3: Production prévisionnelle du puits HTG11**

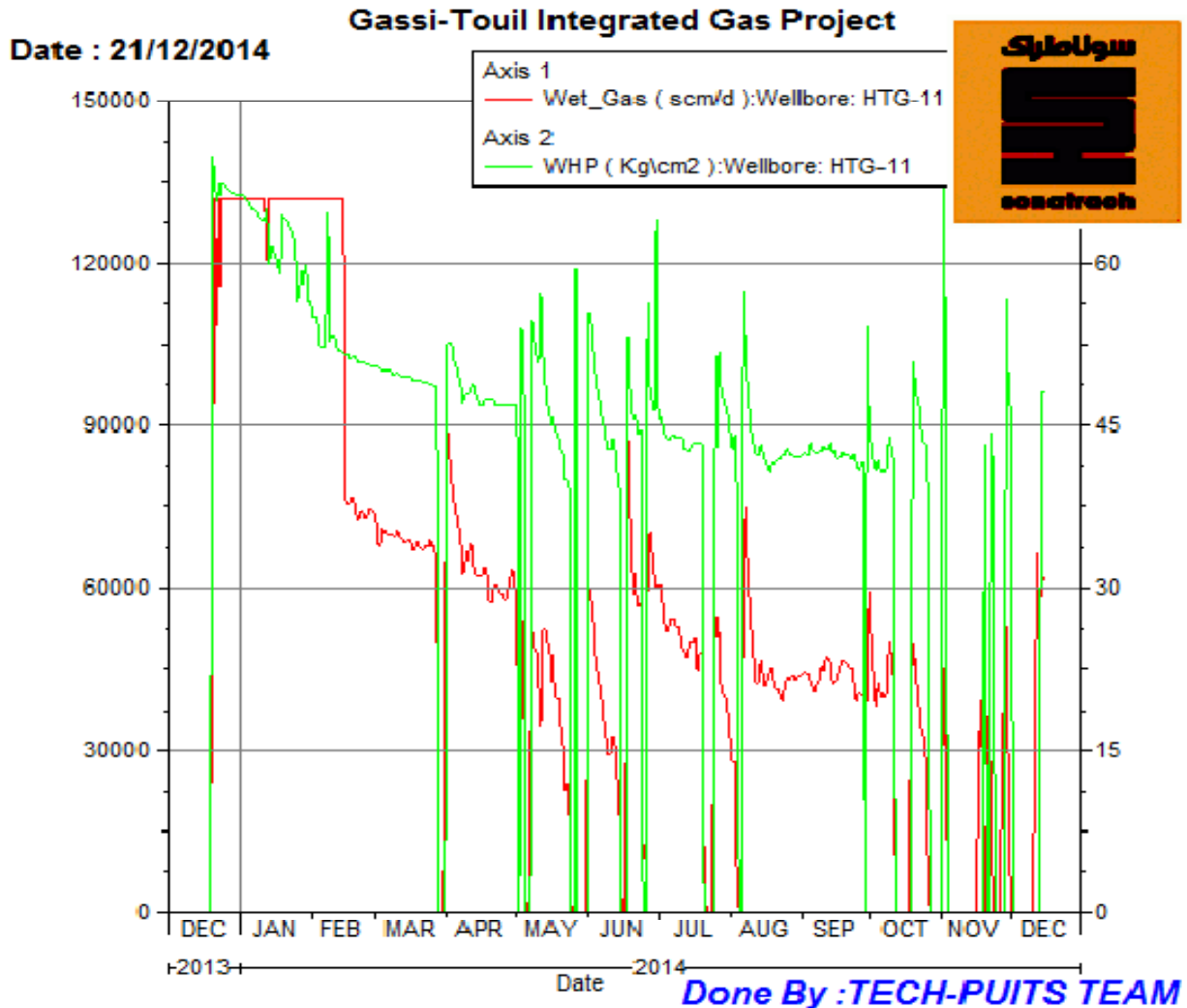
Le débit de gaz de HTG 11 a connu une baisse continue de 1984 jusqu'à 1991 passant de 750000 m³/jour à 200000 m³/jour.

La production se redresse pour revenir à des niveaux de 35000 m³/jour. À 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 connue une stabilisation dont l'ordre de 130000 m³/jour (voir graphe), puis elle diminue jusqu'à 43000 m³/jour.

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

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



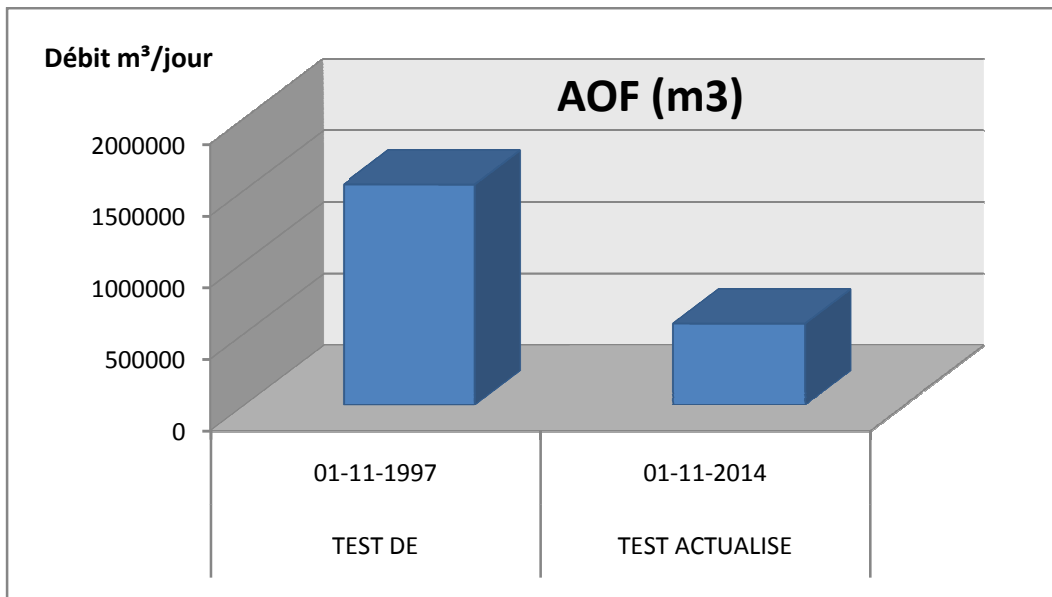
Graphe IV.4. Production prévisionnelle du puits HTG 11 année 2014

IV. 2. 2. 2. Performance de HTG 11:

Pour avoir la performance de puits HTG11 on doit établir les courbes inflow et outflow. Pour cela on a utilisé les résultats du test isochrone établi en 1997.

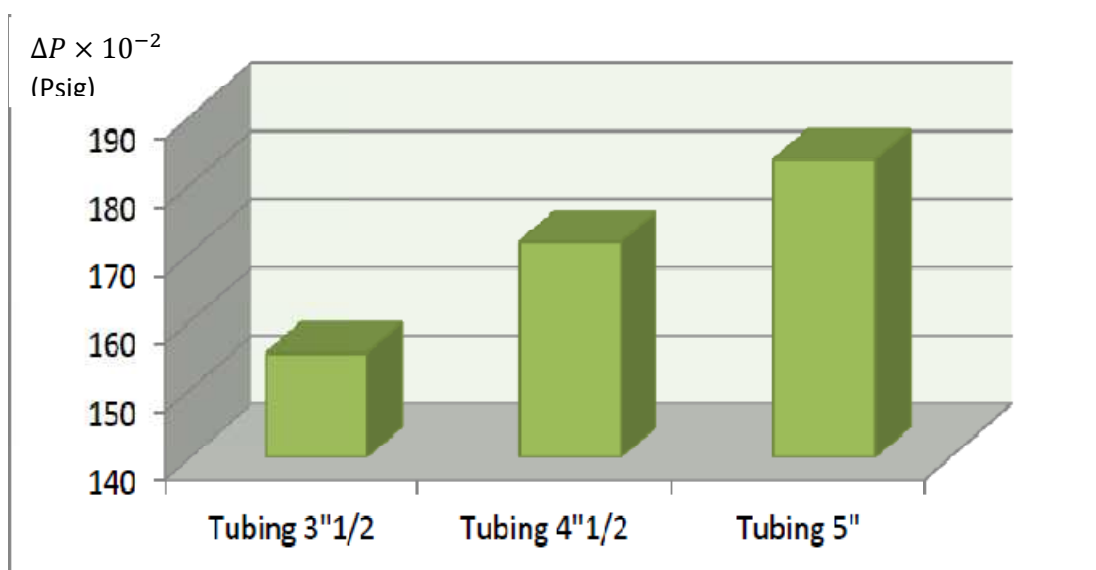
Le logiciel PROSPER est utilisé afin de modéliser le comportement du puits, et les résultats obtenus sont montrés dans les graphes : (Graphe IV. 1) et (Graphe IV. 2)

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



Graphe IV.5. AOF de puits HTG 11

Pour le calcul des pertes de charges dans la colonne de production on a utilisé la corrélation de Duns and Ros.



Graphe IV.6. Les pertes de charge dans les 3 tubings

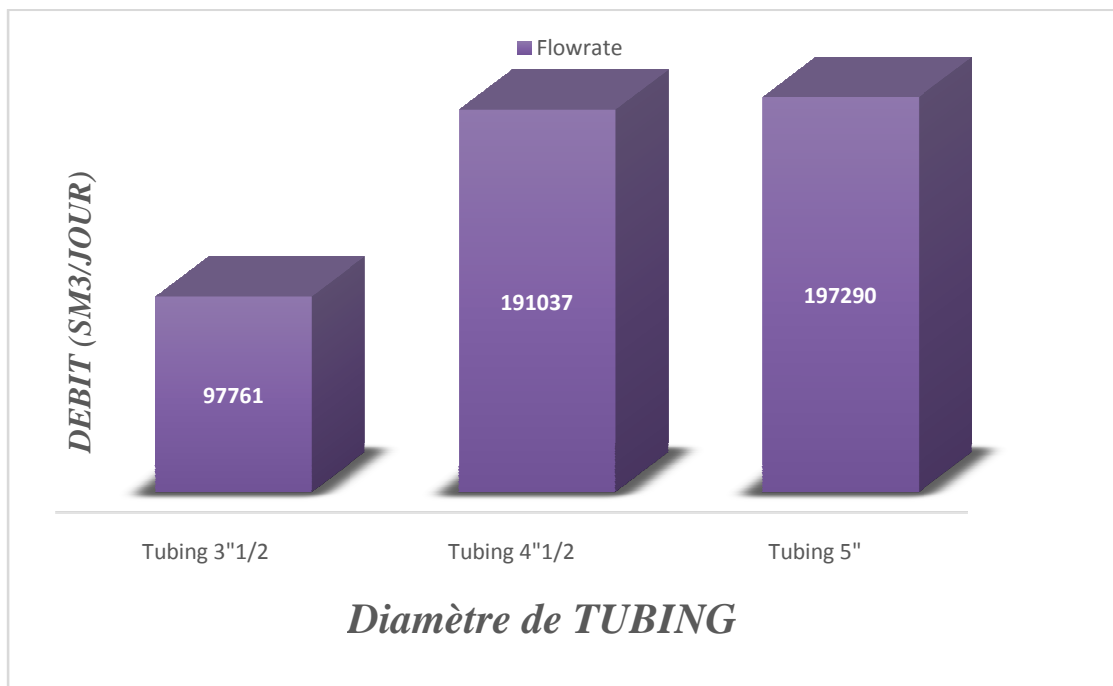
Nous constatons qu'il y a une concordance entre les données mesurées et les données obtenues par simulation. Donc, nous déduisons que le modèle que nous avons construit représente le puits HTG 11 avec une précision satisfaisante.

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

IV.2.2.3. choix de complétion pour HTG11:

L'étude de choix de la complétion de puits HTG11 a été faite pour les diamètres suivant: 3"1/2 et 4"1/2 et 5".

Les résultats de la simulation sont montrés dans le graphe ci-dessous



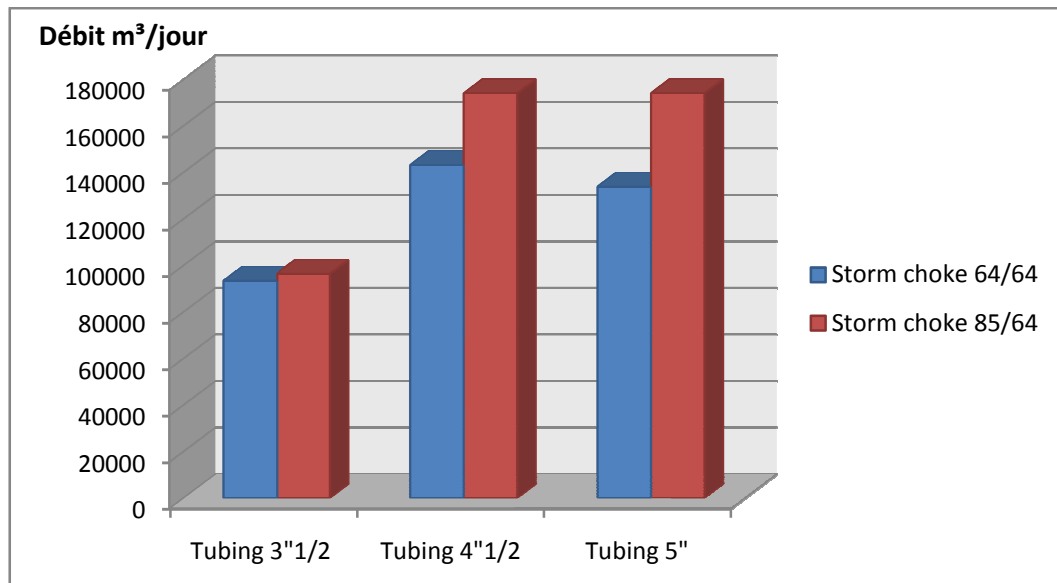
Graphe IV.7 Production prévisionnelle de 3 tubings

Les résultats de la simulation montrent que la complétion du puits par tubing 4"1/2 est le cas optimal.

Après avoir augmenté le diamètre du tubing de 4"1/2 à 5" on constaté une diminution du débit, cela est expliqué par les pertes de charge (Graphe IV.6) qui sont très importantes (condensation de liquide)

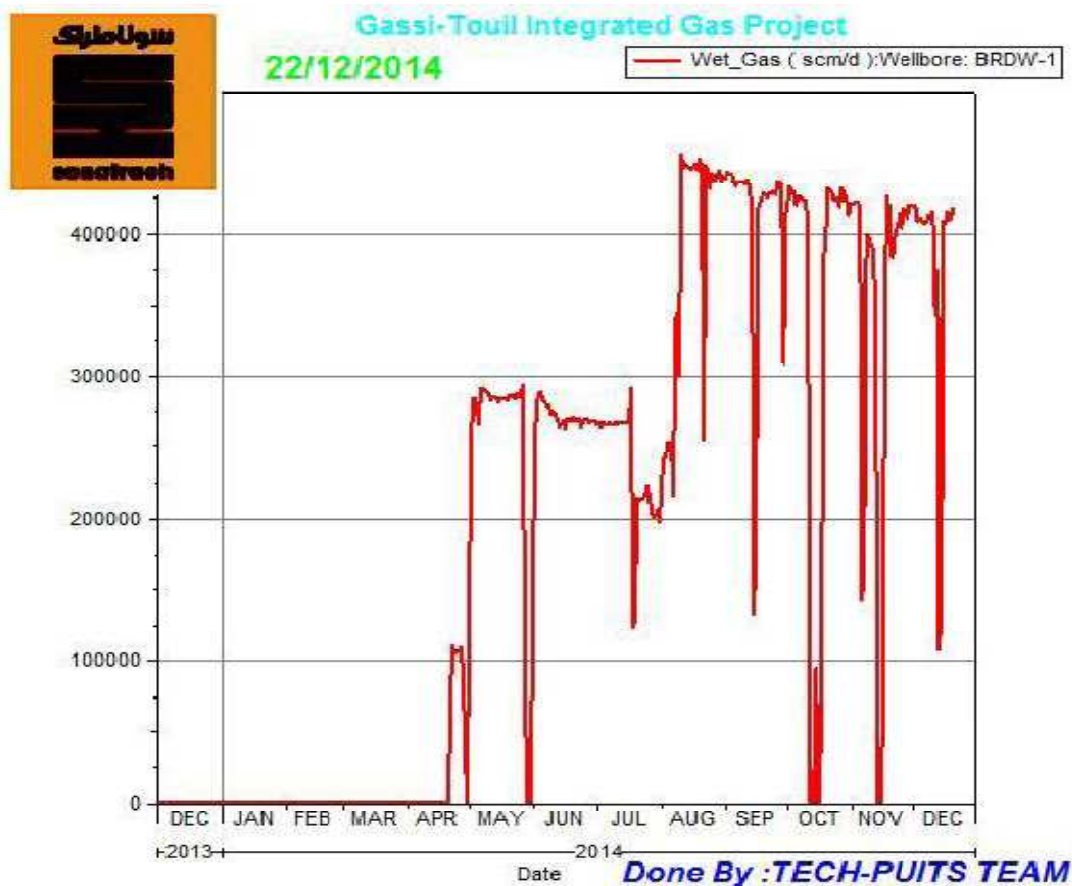
IV.2.2.4. Etude de l'impact de storm choke sur HTG11:

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.



Graphe IV.8 La production avec présence de storm choke

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



Graphe IV.9 La production de BRDS W01

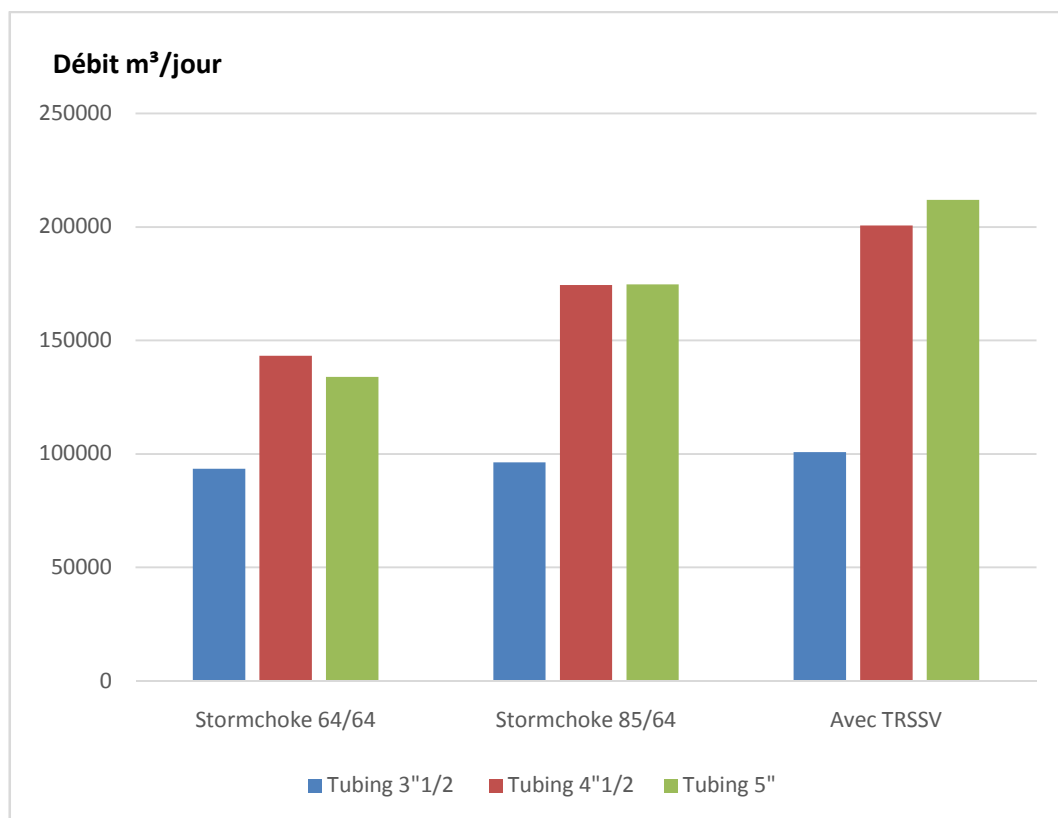
IV.2.2.5. Etude de l'impact sans storm choke et avec TRSSV sur HGT11:

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

Cas 1: Avec duse de storm-choke 64/64.

Cas 2: Avec duse de storm-choke 85/64.

Cas 3: Avec TRSSV.



Graphe IV.10 la production dans les 3 tubings avec TRSSV

Le diamètre réduit de storm choke représente un obstacle de production, il favorise l'apparition de gouttelettes liquide et leurs déposition dans le tubing (drop out). Cela crée le problème de farinage. Ce problème là, nous a permis d'augmenter le diamètre de storm-choke de 64/64 à 85/64 qui nous apporte une augmentation de débit pour le puits HTG11.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Conclusion générale

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

- ✚ La chute de la production de puits HTG 11 est due essentiellement à la chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée et qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde.
- ✚ La complétion du puits par un tubing 4"1/2 est le cas optimal.
- ✚ Le diamètre réduit de la storm choke (vanne de sécurité de fond) représente un obstacle de production. Il favorise l'apparition des gouttelettes de liquide et leurs dépositions dans le tubing (drop out) suite à la perte de charge due à cette restriction créant ainsi le problème de farinage.
- ✚ On peut éviter ces problèmes en remplaçant le storm choke par une TRSSV indispensable pour la sécurité du puits.

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/cm ² absolu	Facteur Z		FVF Gaz m ³ /m-m ³	Densité GM/CC	Viscosité CPS
	Gas 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

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

BIBLIOGRAPHIE

[1]- Inflow Performance Relationships for Solution

- Gas Drive Wells By.J.V.Vogel
- Production Optimization Using Nodal Analysis,
- Oil and gas consultants international INC and H. Dall BEGGS, Copyright 1991

[2]- ENSPM Formation Industries, © Copyright 2007

- ENI Corporate University Divisions E&P
- IFP Training
- La Theories Du Logiciel PERFORM Copyright 1999
- Nodal analysis, shlumberger 2001
- Journal of Petroleum Technology, January 1968 (SPE Vogel N: 1476).
- Shell oil Co, Bakers field, Calif.

[3]- Service géologie, (division EP/ GTL)

- Service puits, section wire-line, section préparation, (division EP/ GTL).
- Member aime