

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : Sciences de l'Ingénierat
Département : Génie des Procédés
Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Industries pétrochimiques
Spécialité : Génie pétrochimique

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème :

**Optimisation de la Production des Hydrocarbures du Puit
Rhourde Hamra Est-1 par L'analyse Nodale**

Présenté par : *BRAHMIA Chaima*

Encadrant : *FERKOUS Hamza* MCB Université de Badji Mokhtar - Annaba

Jury de Soutenance :

BECHIRI Ouahiba	Professeur	Université de Annaba	Président
FERKOUS Hamza	MCB	Université de Annaba	Encadrant
KERRAT Rochdi	Professeur	Université de Annaba	Examineur

Année Universitaire : 2020/2021

ملخص

يهدف عملي إلى إجراء تحليل عقدي ويهتم بتحقيق ودراسة إجراءات التشغيل العامة لمعرفة كيفية تحسين معايير آبار

الإنتاج من أجل تحسين إنتاجيتها.

من ناحية، أتناول التذكارات النظرية حول التحليل العقدي، وعلى وجه الخصوص، أظهر كيف تحقق ذلك على الآبار

المنتجة، لاختيار الأداء الأمثل من خلال الاختلافات المناسبة في تعبيرات التدفق الداخلي والخارجي التي تمثلها الارتباطات،

وبين التطبيقات التي أتقنها: فقدان الضغط وانخفاض الضغط حسب التدفق.

Résumé

Ce Travail a pour objectif de porter l'analyse nodale et s'intéresse de réaliser ou étudier son mode opératoire générale pour optimiser les paramètres des puits producteurs afin d'améliorer leurs productivités. D'une part, je prends les rappels théoriques sur l'analyse nodale et en particulier je montre comment l'appliquer sur les puits producteurs, pour choisir les performances optimales par des variations appropriées sur les expressions de *inflow* et *outflow* qui représentent par des corrélations, et parmi les applications que je maîtrise : les pertes de charges et la chute de pression en fonction de débit. C'est pourquoi une étude de cas s'impose sur le puits RHAE1 qui se situe dans le champ de Rhourde Hamra qui est inclut dans Rhourde Nouss, à l'aide du logiciel de « PIPESIM » j'optimise quelques paramètres tel que : le diamètre du tubing, la duse, le diamètre de la ligne de production, P réservoir et P tête pour améliorer les performances de ce puits.

MOTS CLES : perte de charge, analyse nodale, corrélation, optimisation, outflow, inflow, PIPESIM.

Abstract

My work aims to carry out nodal analysis and is interested in realizing or studying its general operating procedure to know how to optimize the parameters of producer wells in order to improve their productivity. On the one hand, I take the theoretical reminders about nodal analysis and in particular, I show how it is realized on the producing wells, to choose the optimal performances by appropriate variations on the expressions of inflow and outflow, which represent by correlations, and among the applications, I master: the charge losses and the pressure drop depending on flow. This is why a case study is needed on the well RHAE1 that is located in the field of Rhourde Hamra which is included in Rhourde Nouss, with the help of the software of "PIPESIM" I optimize some parameters such as: the diameter of the tubing, the choke, P_{re} and P_{head} to improve the performance of this well.

REMERCIEMENT

En premier lieu, je tiens à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

*J'adresse mes vifs remerciements à mon promoteur **Dr FERKOUS Hamza** pour m'avoir diligenté tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence et ces remarques qui m'ont été précieuses.*

Ainsi je n'oublie jamais tous les personnels de la division EP de la région de RHOURDE NOUSS pour les conseils et les supports documentaires.

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Pr KHERRAT** et **Pr BECHIRI** d'avoir accepté d'examiner mon travail.*

Je présente mes chaleureux remerciements aux enseignants du département de génie de procédé pour leurs aides et orientations durant mes études.

Mes derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

MERCI

Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père RIAD et ma mère FOUZIA.

Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents Et ne pourrai jamais égaler votre mérite.

A mon époux: CHOUAIB

A mes très chères sœurs : MALAK ET ABRAR,

*A mes grands-parents : BRAHIM, OURIDA, RAMEDA, MA ZIGHOUDA
Allah Yarmuk,*

A mes amies : CHAIMA, HADJER,

A toute la famille BRAHMIA, BOUCHOUKH cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment.

A tous mes proches.

BRAHMIA Chaima.

Table de matières

INRODUCTION GENERALE	1
<i>CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE RHOURE</i>	2
I.1. Introduction	3
I.2. Situation géographique	3
I.3. Limites géologiques	5
I. 4. Historique de l'exploration dans la région et faits marquants	5
I.5. Description des champs de RHOURE-NOUSS	6
I.6. Généralités sur la structure de Rhourde el Hamra	7
CHAPITRE II : ANALYSE NODALE	9
II.1 .Introduction	10
II.2. Définition de l'analyse nodale	11
II.3. Application de l'analyse nodale	11
II.4. Concept de l'analyse nodale	11
II.5. Procédure d'application de l'analyse nodale	12
II.6. Les différentes positions du nœud	14
<i>CHAPITRE III: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP – IPR</i>	20
III .1. Introduction	21
III .2. Les équations de performance d'un puits	22
III.2. a) La loi de Darcy	22
III.1.a).1. Ecoulement linéaire	23
III.1.a) 2. Ecoulement radial	23
b) La méthode de Vogel	24
c) La méthode de l'IP	25
d) Méthode de Fetkovich	26
e) Méthode de Johns, Blout et Glaze	27
III.3. Corrélations d'IPR pour les puits à gaz	28
3.1. Corrélacion de Jones	28
3.2. Corrélacion de Forcheimer	28
3.3. Back pressure	28
3.4. C and N	28

3.5. Multi-rate "c" and "n"	29
3.6. Multi-rate Jones	29
3.7. Modified isochronal	29
3.8. Forcheimer with pseudo pressure	29
3.9. Multi-rate Forcheimer with pseudopressure	29
III.4. Effet de skin	30
4.1. Définition de skin	31
CHAPITRE IV : PERTES DE CHARGE DANS LE TUBING	32
IV.1. Introduction	33
IV.2. Les régimes d'écoulements	34
IV.3. Les variables influençant sur les pertes de charges	34
IV.4. Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing	36
4.1- Les différents modèles	36
a - Modèles homogènes	36
b- Modèles de glissement	36
c- Modèles généralisés	36
V.6. Verticales corrélations flow	36
6. 1- Les principales corrélations	37
A- Catégorie A	37
1. Poettmann & Carpenter	37
2. Fancher & Brown	39
B- Catégorie B	39
1. Hagedorn & Brown	39
C -Catégorie C	41
1. Beggs & Brill	41
2. Orkiszewski	41
3. Duns & Ros	41
IV.7. Le choix de corrélation	42
IV.8. La correction de la corrélation choisie	42
CHAPITRE V : SIMULATION ET CALCULE	43
V.1. L'introduction des données du puits	50
V.2. L'introduction des données PVT, et la génération de l'enveloppe des phases	52

V.3.La génération de l'équation de l'écoulement souterrain (IPR : inflow performance Relationship)	53
V.4.La calibration de l'équation VLP (vertical lift performance)	54
V.5.Le système (IPR-VLP), et la calibration du modèle	58
V.6.L'Optimisation des paramètres de production	60
V.7 .L 'optimisation du diamètre du tubing	61
V.8.L'optimisation du diamètre de la ligne de production RHAE-1 – MC-9	63
V.9.La nécessité de l'installation d'un système anti-corrosion	67
V.9.Conclusion	69

Liste de symbole et abréviation

Nomenclatures

Pr	Pression de reservoir .Psi
P sep	Pression de séparation. Psi
P t	Pression de tête de puits. Psi
\bar{P}_r	Pression moyenne du réservoir. Psi
Pwf	pression de fond dynamique. Psi
GLR	Rapport de gaz sur le liquide.scf/bbl ft^3 / ft^3 .
\varnothing	Diamètre de la duse $\frac{1}{64}$ in .
q	Débit de production.
k	Perméabilité dans le milieu poreux.md.
V	vitesse apparente. (cm/s).
Q	débit volumétrique. (cm ³ /s).
A	section de passage de fluide. (cm ²).
P	Pression. (atm).
μ	Viscosité.cPoi.
Pb	Pression de bulle. Psi.
q_o	Le débit d'huile. (STB/Day).
p_{wf}	La pression au fond du puits. (psi).
$q_{o\max}$	Débit entrant (Inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).
AOF	Absolute open flow le débit maximal quand la pression de fond =0.
j	Index de productivité .Bbl/Day. Psi.
q	Débit de production.
\bar{P}_r	Pression moyenne du réservoir .psi.

C	Coefficient d'écoulement.
N	exposant dépend des caractéristiques du puits.
β	Facteur volumétrique du fond .m ³ /m ³ .
Δ_{pSkin}	La perte de charge due au skin.
S	Skin facteur d'endommagement.
h	la hauteur utile de réservoir .m.
IP	l'indice de productivité.m ³ .cm ² /h.kg.
re	le rayon de drainage. m.
rw	le rayon de puits en m.
WOR	Rapport eau /huile.
$\frac{dP}{dx}$	Gradient de pression dans le sens d'écoulement .Psi/ft.
A (corrélation Jones)	la pente de la courbe $\Delta P/Q=f(Q)$.
B (corrélation Jones)	intersection quant 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.
\bar{v}_m	Volume du mélange d'un BB.
V	Volume spécifique.
ρ_m	densité de mélange.
τ_m	tension superficielle de mélange.
V_{sm}	vitesse superficielle de mélange.
D	diamètre de la conduite.

LISTE DE FIGURE

Figure I.1.Situation géographique de la région de Rhourde Nous.

Figure I.2.Les différents champs de la région de Rhourde Nous.

Figure I.3.La position de puit Rhoud el Hamra –Est 1.

Figure II.1.Système de production simple.

Figure II.1'.Système de production simple.

Figure II.2.Les positions des nœuds.

Figure II.3.La pression de nœud.

Figure II.4.Point de fonctionnement

Figure II.5.L'effet de la pression de séparation.

Figure II.6.L'effet du diamètre de la duse.

Figure II.7.L'effet du diamètre du flowline.

Figure II.8.L'effet des différentes courbes IPR.

Figure II.9.L'effet du diamètre de tubing.

Figure II.10.L'effet du déclin de la pression du réservoir.

Figure III.1.In flow performance Relationship.

Figure III.2.Ecoulement linéaire.

Figure III.3.Ecoulement radial.

Figure III.4.Courbe d'IPR.

Figure III.5.Evaluation de pressure drawdown.

Figure III.6.La relation entre le débit Q et la pression PWF.

Figure IV.1.Vertical lift performance.

Figure IV.2.Les régimes d'écoulement.

Figure IV.3. Variables influençant sur les pertes de charge.

Figure V.1. La fiche technique de la production puits RHAE-1.

Figure V.2. Le modèle de surface RHAE-1 – MC-9-1.

Figure V.3. Le profil en long de la ligne de production RHAE-1 – MC-9-1.

Figure V.4. L'introduction des informations du casing / tubing du puits RHAE-1 dans PIPESIM.

Figure V.5. L'introduction des informations du Packer dans PIPESIM.

Figure V.6. L'introduction des données PVT.

Figure V.7. Les données introduites dans « Survey data catalog ».

Figure V.8. La génération de l'équation IPR.

Figure V.9. Le choix des corrélations pour le calcul des pertes de charge et liquid Holdup.

Figure V.10. La comparaison entre les différentes corrélations (profil de pression) et le point de mesure.

Figure V.11. Résumé des différents paramètres des corrélations de PDC et Holdup.

Figure V.12. Les paramètres de la corrélation utilisée pour la génération du VLP.

Figure V.13. La définition des nœuds (fond de réservoir, tête de puits).

Figure V.14. L'exécution du modèle et les résultats obtenus (P, Q) des points de mesure.

Figure V.15. Résultats de sensibilité de l'ouverture de la duse.

Figure V.16. Résultats de sensibilité du diamètre du tubing.

Figure V.17. Représente l'optimisation du diamètre de la ligne de production RHAE-1-MC-91.

Figure V.18. Résultat de la simulation de l'écoulement avec ligne de production de 3''.

Figure V.19. Résultat de la simulation de l'écoulement avec ligne de production de 4''.

Figure V.20. Résultat de la simulation de l'écoulement avec ligne de production de 6''.

Figure V.21. La classe d'inhibiteur de la corrosion.

Figure V.22. Principe de la protection cathodique par des anodes sacrificielles.

LISTE DE TABLEAU

Tableau V.1 : résultats du test potentiel (RHAE1 08/2017).

Tableau V.2 : les données pétrophysiques.

Tableau V.3 : la composition chimique de l'effluent de RHAE-1.

Tableau V.4 : les résultats obtenus de la mesure de mercure pour l'effluent de RHAE-1
l'échantillon du 31/08/2018 (duse 32/64).

INTRODUCTION GENERALE

En Algérie ; le rôle économique de l'Etat est très important dans la mesure où la politique budgétaire est considérée comme étant le levier le plus puissant de la politique.

Économique, utilisée par stimuler l'activité économique nationale particulièrement les ressources fossiles. Les hydrocarbures parmi les énergies fossile non renouvelables qui contribuent dans l'économie et le développement durable des plusieurs états à cause de l'exploitation de ces ressources dans les secteurs industriels, cependant afin de rentabiliser la production des hydrocarbures, l'analyse nodale permet de choisir les paramètres optimisés pour minimiser les coûts d'exploitation à savoir le diamètre des conduites et des tubes dans le puits , et maximiser les débits des effluents come le gaz et le condensats.

Dans ce mémoire de fin études nous allons présenter les différentes étapes qui permettent le dimensionnement des installations du fond du puits, ainsi que les installations de surfaces comme les lignes de production, et aussi de définir les procédés à installer ou à ajouter dans l'unité de traitement existante

Dans le premier chapitre nous allons présenter la région de Rhourde nous (qui est l'une des 8 directions régionales de la DP (Division Production) de sonatrach) ainsi que son historique

Dans le second chapitre ; nous allons présenter l'analyse nodale, sa théorie, et son utilisation dans le domaine Amont unité de traitement de gaz et son utilité dans l'optimisation des différents paramètres de production.

Dans le troisième chapitre, IPR : inflow performance relationship : nous allons présenter les différentes corrélations utilisées pour modéliser l'écoulement souterrain dans le réservoir.

Dans le quatrième chapitre, VLP : vertical lift performance : nous allons présenter les différentes corrélations utilisées pour modéliser l'écoulement dans la colonne de production.

Dans le dernier chapitre; nous allons présenter Le cas étudié (le puits RHAE-1) appliquer l'analyse nodale et simuler en utilisant le logiciel PIPESIM2017, et présenter les différents résultats obtenus, et donner les recommandations en conséquence.

Chapitre 1

Présentation géographique de Rhoud Nouss

1. Brochure de présentation de la région de RNS.
2. Géologie RNS.

CHAPITRE I: PRESENTATION DU CHAMPS DE RHOURDE NOUSS

I.1. Introduction

La Direction Régionale de Rhourde Nouss est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH, Activité Amont. Au cours de la phase de son développement le champ de Rhourde Nouss était attaché à la région HMD jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil. En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays la production à Rhourde Nouss n'a débuté qu'en 1988 après l'installation d'un centre de traitement. Les accumulations des hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien; Les fluides rencontrés sont du gaz, gaz à condensat et de l'huile.

I.2. Situation géographique

La région de Rhourde Nouss est située dans la wilaya d'ILLIZI à 280 Km au Sud-est de Hassi Messaoud, et à environ 1000 Km d'Alger, et se positionne entre :

-29°16'et 30° parallèles.

- 06°24'et 07° méridien.

Accessible via une piste goudronnée de 30 Km qui lie la région avec la route nationale n°3 (Ouargla-Illizi). Elle est limitée au Nord par la région de GASSI-TOUIL, au Sud par les régions de HAMRA, et de TIN- FOUYE TABANKORT (TFT).

Rhourde Nouss est caractérisée par son climat désertique (sec avec un très faible taux d'humidité), avec un écart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 55°C) et une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an) et des vents de sable d'une fréquence importante l'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer.

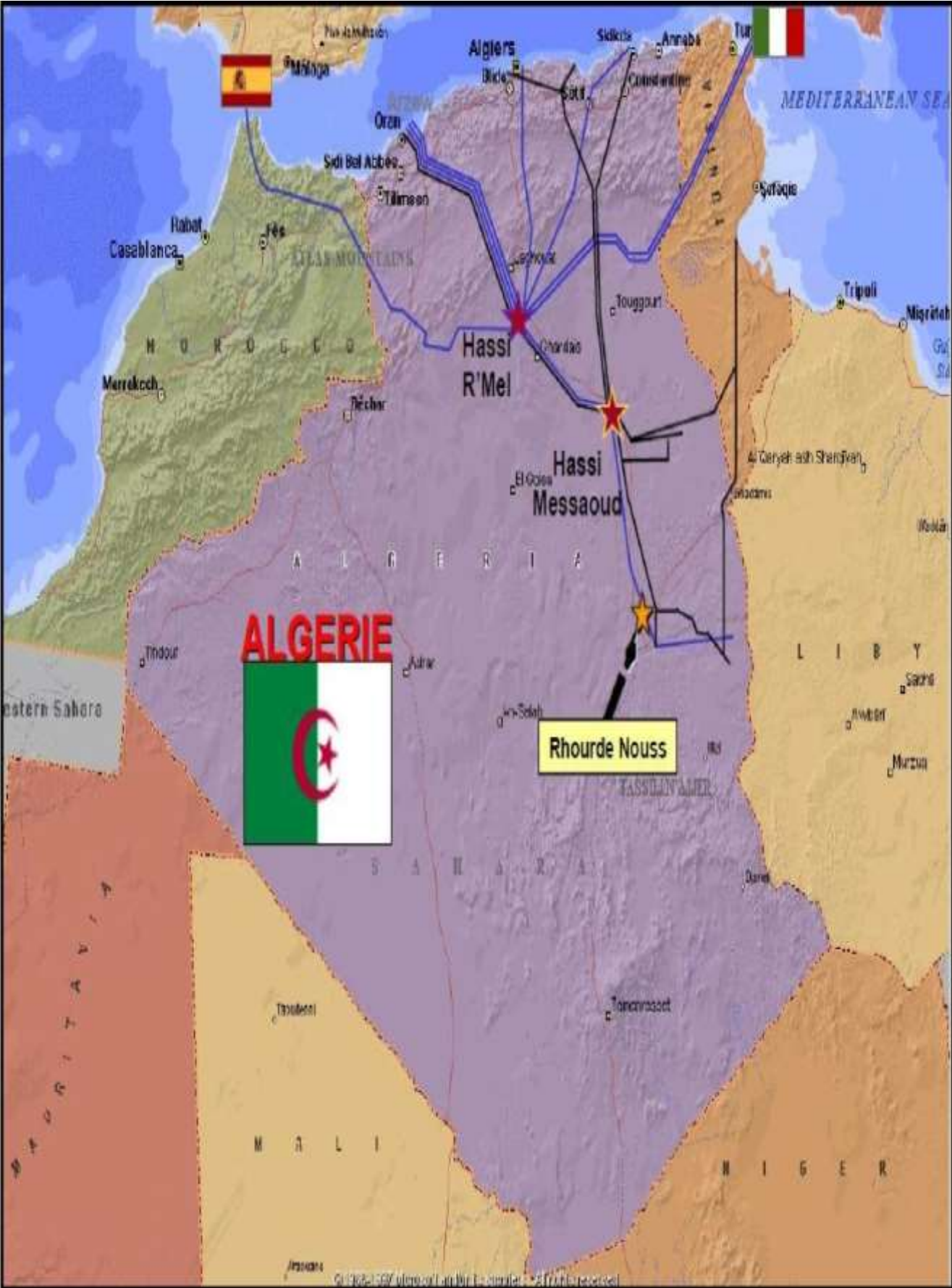


Figure I.1.Situation géographique de la région de Rhourd Nous.

I.3. Limites géologiques

La région de Rhourde-Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique.

Elle est limitée:

- à l'Ouest, par le môle d'Amguid-El Biod.
- au Sud-Est par le bassin d'illizi (Partie occidentale de môle d'Ahara).
- au Nord Est par le bassin de Ghadames.

I.4. Historique de l'exploration dans la région et faits marquants

La Première découverte de gaz à RHOURE NOUSS en 1956. Le premier puits RN1, foré en 1962, a mis en évidence la présence de gaz riche en condensat au niveau de plusieurs réservoirs. Après la découverte de l'huile sur le puits RN4 un centre de traitement d'huile a été construit et mis en exploitation en 1966. Ainsi que plusieurs campagnes sismiques 2D ont été effectuées dans la région :

- En 1961 par CFPS.
- En 1971 par CRG.
- En 1982 par ENAGEO.
- 1994 par Western Atlas.

Une campagne sismique 3D a été effectuée en 1995 sur les structures de Rhourde nous central et Rhourde el Adra.

Les grandes étapes ont ponctué le développement de la région de RHOURE NOUSS :

- 10-Mai-1966 : Mise en service du Centre de traitement d'huile.
- 28-Jan-1988 : Démarrage de l'usine phase A (phase A).
- 14-Juin-1989 : Mise en service de Rhourde Adra.
- 24-Avril-1992 : Mise en service de Rhourde Hamra.
- 29-Mai-1992 : Mise en service de Rhourde Chouff.
- 16-Juin-1995 : Démarrage de l'usine de HAMRA.
- 23-Mai-1996 : Première expédition de GPL (HAMRA).
- 13-Août-1999 : extension de la phase A par un cinquième train d'une capacité de 10.250 millions SM³/j de gaz.
- Fin Fév-2000 : Démarrage Usine GPL (Phase B) d'une capacité de traitement de 48 millions de m³/j pour la production de 3800 t/j du GPL.

- 06-Mars-2000 : Première expédition de GPL (Rhourde Nouss).
 - 17 Novembre 2011 : Démarrage progressive de l'usine CSC.
 - 17 Février 2014 : Démarrage de l'usine CPF.
- La région de RHOURE NOUSS a été la première unité de SONATRACH à avoir installé système DCS au niveau de HAMRA en 1995 (transmission de données en real time).

I.5. Description du champ de RHOURE-NOUSS:

Les principaux champs mis en exploitation sont :

- RHOURE-NOUSS centre.
- RHOURE-NOUSS Nord-est.
- RHOURE-NOUSS sud-est.
- RHOURE-NOUSS sud-ouest.
- RHOURE-CHOUFF.
- RHOURE-ADRA.
- RHOURE-HAMRA.

D'autres champs, de moindre importance, ont été découverts et seront développés dans le futur, il s'agit de :

- Champ de Rhourde-Hamra Sud-est.
- Champ de Rhourde-Nouss 3.
- Champ de Mouilah.
- Champ de Meksem.
- Champ de Draa Allal.
- Champ d 'Elketaia.
- Champ de Rhourde Adra Sud-est.
- Champ de la périphérie de Gassi touil

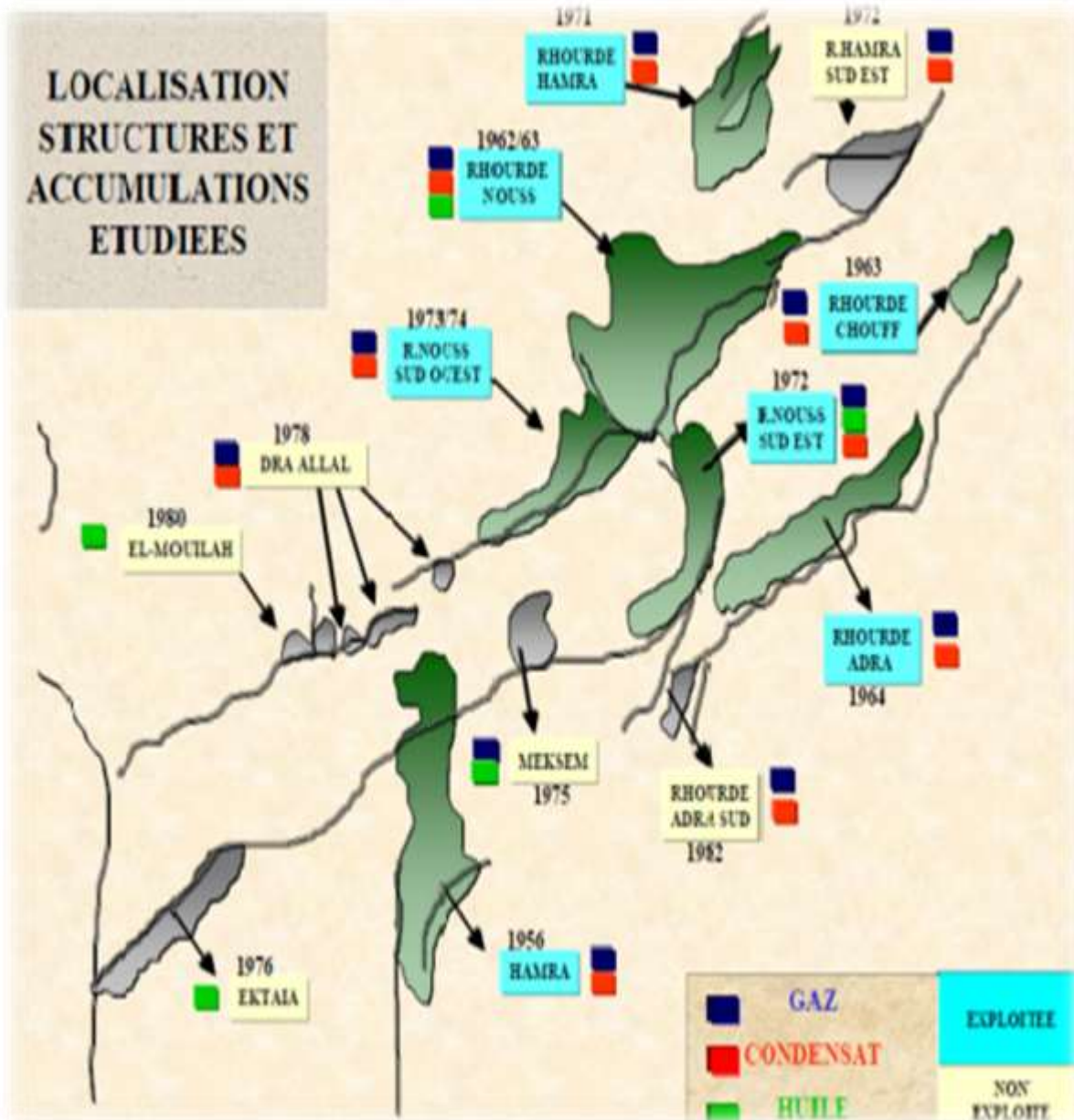


Figure I.5. Les différents champs de la région de Rhourde Nous.

I.6. Généralités sur la structure de (Rhourde el Hamra-Est 1)

Le champ de Rhourde el Hamra est un champ qui se situe à 30 km au nord de la direction régionale de Rhourde Nouss. Le puits RHAE-1 est un puits vertical qui se situe à 11 km à l'est du champ Rhourde el Hamra, foré entre 17/12/2014 Et 29/09/2015 Par JE20, la hauteur perforé dans le dans le silurien F6 (M1 et M2) est de 26.5m ; dont les coordonnées géographiques sont :

X(UTM): 306 202,48 m ;

Y(UTM): 3 321 208,77 m ;

Z sol: 229,9 m ;

Z table: 238,9 m ;

Les intervalles perforés sont :

4320 à 4330 m

4338 à 4341,5 m

4354 à 4356,5 m

4360 à 4365,5 m

4368 à 4373 m

N.B: les intervalles perforations des réservoirs (Silurien F6-A2), et le (silurien F6-M0) ont été colmatées au ciment. , ainsi qu'un bouchon de ciment (de la cote 4440 m au fond du puits 4650 m).

Ce puits a été raccordé fin novembre 2019, dans le cadre de raccordement anticipé de la phase 1 du projet de raccordement des 25 puits de la périphérie de Gassi touil au manifold MC9-1 par « COSIDER » & l'engineering réalisé par « JGC (Japan Gasoline Co) ».

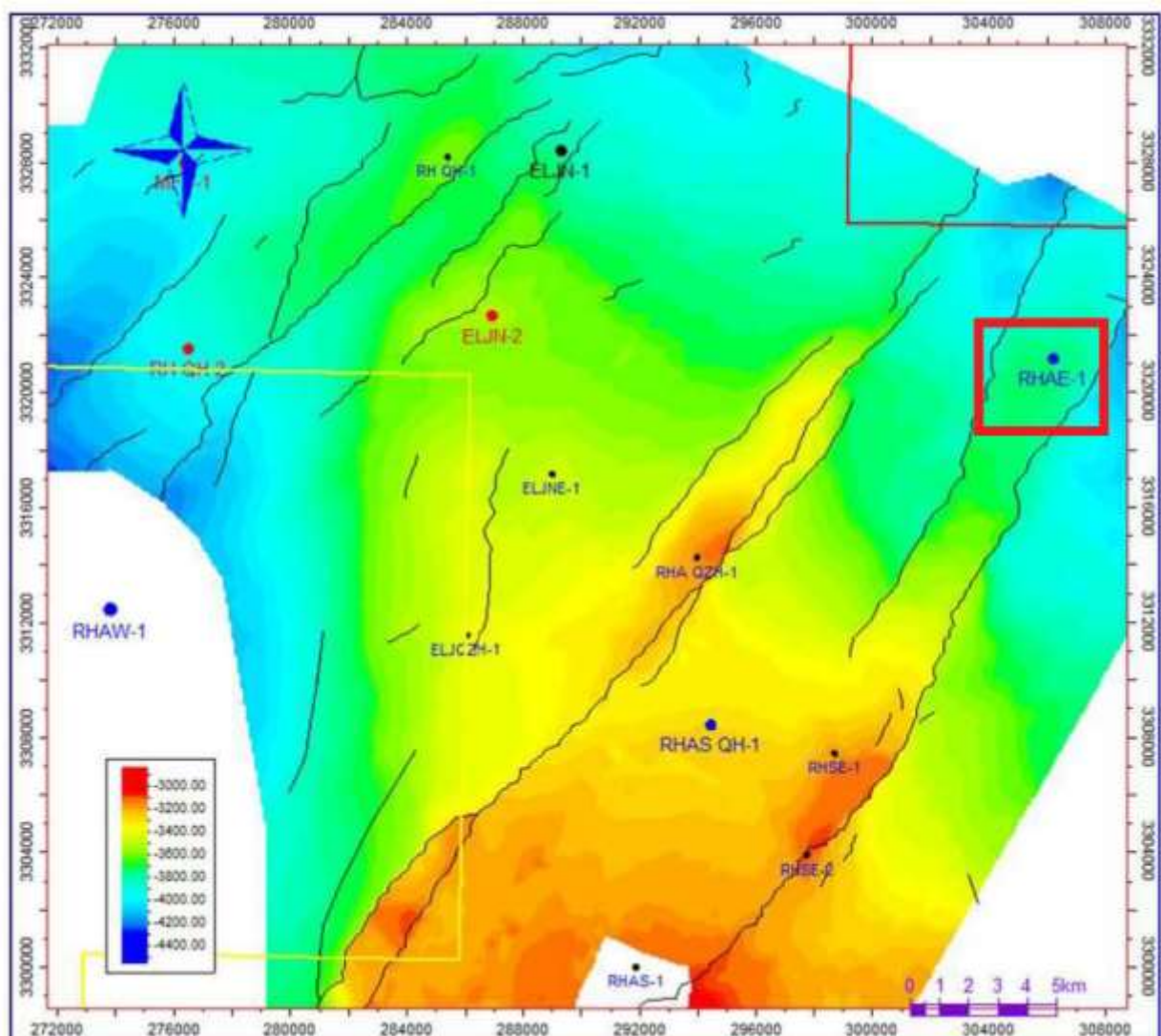


Figure I.3.La position de puit Rhoud el Hamra –Est 1.

Chapitre II : analyse nodale

1. Production Forecasting ,SONATRACH/IAP-CU-MSC.SIMOHAMED Elyazid.
2. Production Forecasting (calculations) ,SONATRACH/IAP-CU-MSC.SIMOHAMED Elyazid.
3. Nodal Analysis (production optimization) ,intro-Sofiane Saidi de IAP.
4. Récupération assisté par gas lift-Group Socotec Industrie.
5. Généralités sur l'analyse Nodale chapitre IV -Aichouche Mohammed.
6. Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis A.B. Bitsindou, SPE, and M.G. Kelkar, SPE, the University of Tulsa.

CHAPITRE II : ANALYSE NODALE

I.1. Introduction

L'optimisation de la production d'un puits de gaz nécessite une sélection appropriée des composants individuels dans le système de production. Actuellement, l'analyse nodale est utilisée pour accomplir cette tâche. Elle consiste à calculer la chute de pression dans des composants individuels de la production de système de telle sorte que la valeur de pression à un nœud donné dans le système de production (par exemple, la pression de fond) peut être calculée à partir de les deux extrémités (séparateur et réservoir).

Les composants de la production globale peuvent être étudiés ; On peut donc obtenir une sélection optimale de composants à un moment donné. L'inconvénient majeur du l'analyse nodal conventionnel est qu'il fournit uniquement à l'utilisateur une image instantanée de la production de puits. Il ne fournit aucune information sur la façon de changement de la fonction du temps prédire la quantité de gaz du puits finira par produire. Ces techniques peuvent aussi expliquer, par une procédure d'essai et d'erreur, la présence d'eau afflux. L'inconvénient de la technique du bilan matière est que cela ne représente pas le temps.

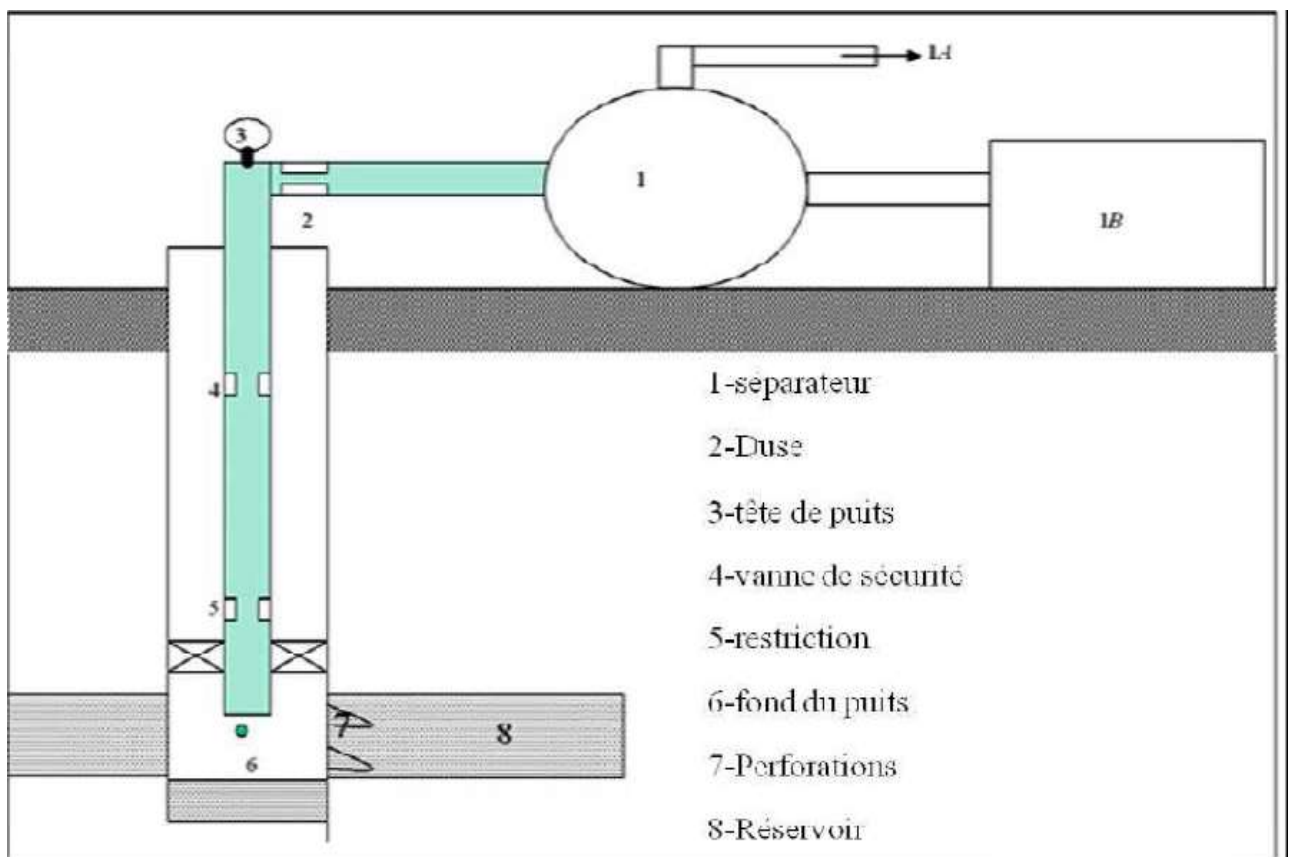


Figure. II.1. Système de production simple.

I.2. Définition de l'analyse nodale

C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de 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 et la méthode d'analyse de système a été appelée "analyse nodale" par K. E.

La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (c'est-à-dire avoir un débit désiré).

I.3. Application de l'analyse nodale

Parmi les applications possibles de l'analyse nodale on peut citer:

- L'évaluation des puits stimulus.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- Le choix du diamètre du tubing.
- Le choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- La conception du Gravel pack.

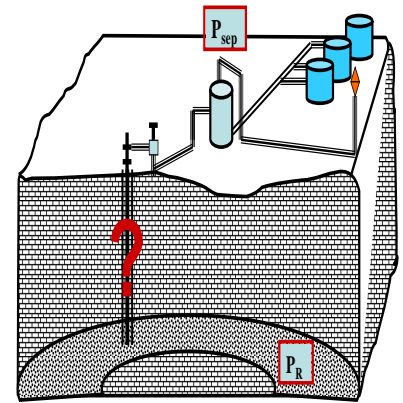


Figure. II.1. Système de production simple.

- Le choix du diamètre de la duse de surface.
- L'optimisation de la production par gaz lift.
- L'analyse de l'effet de la densité des perforations.

I.4. 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 II.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 la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la

performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.

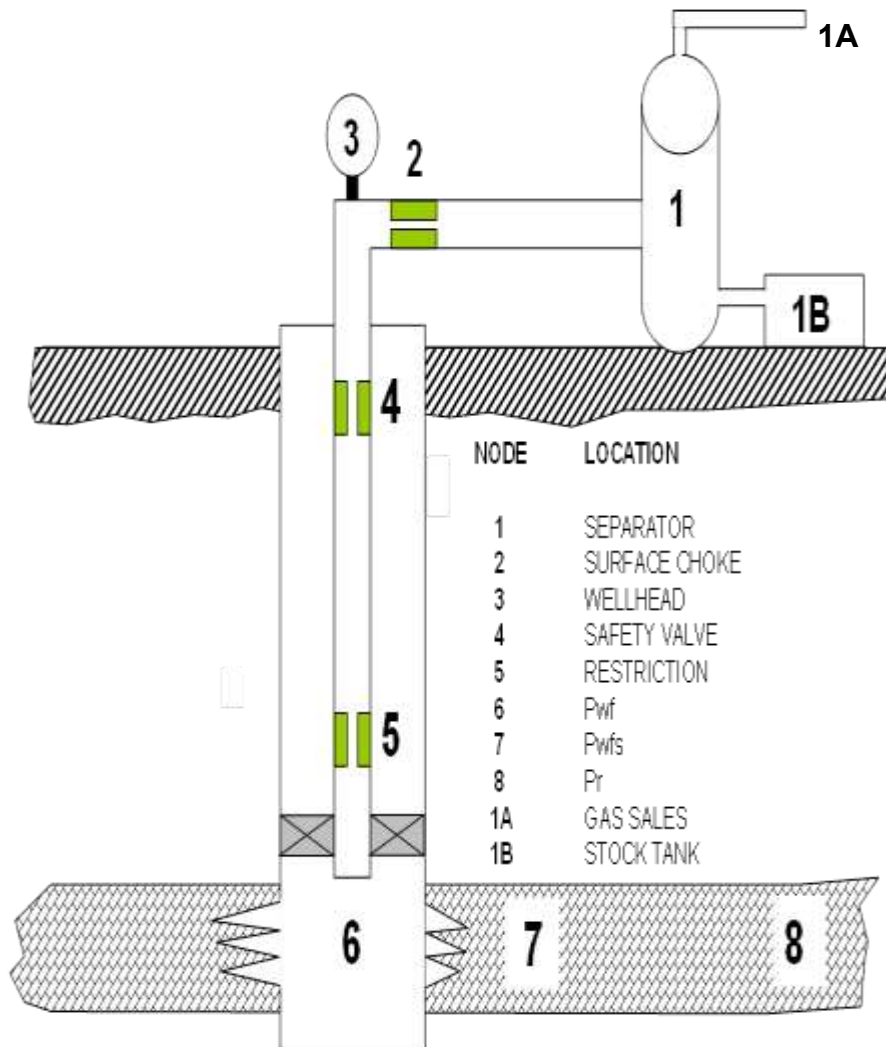


Figure II.2. Les positions des nœuds.

II.5. 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 montrés sur la figure II.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.
- Une 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 : $P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta p$ ou $P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} + \Delta p$

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 d'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 se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

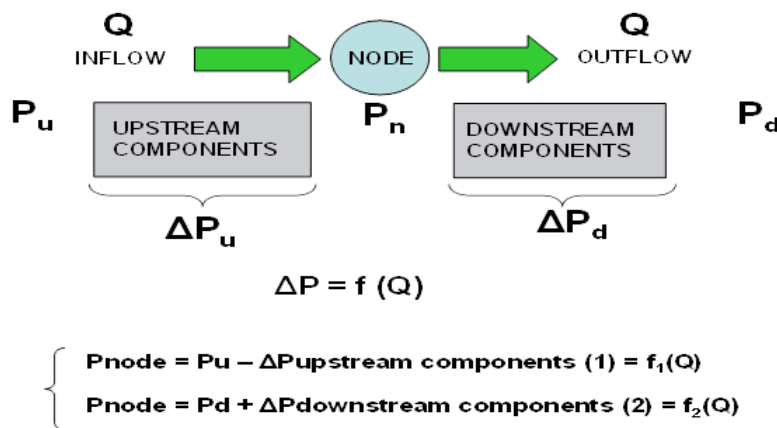


Figure II.3. La pression de nœud.

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.

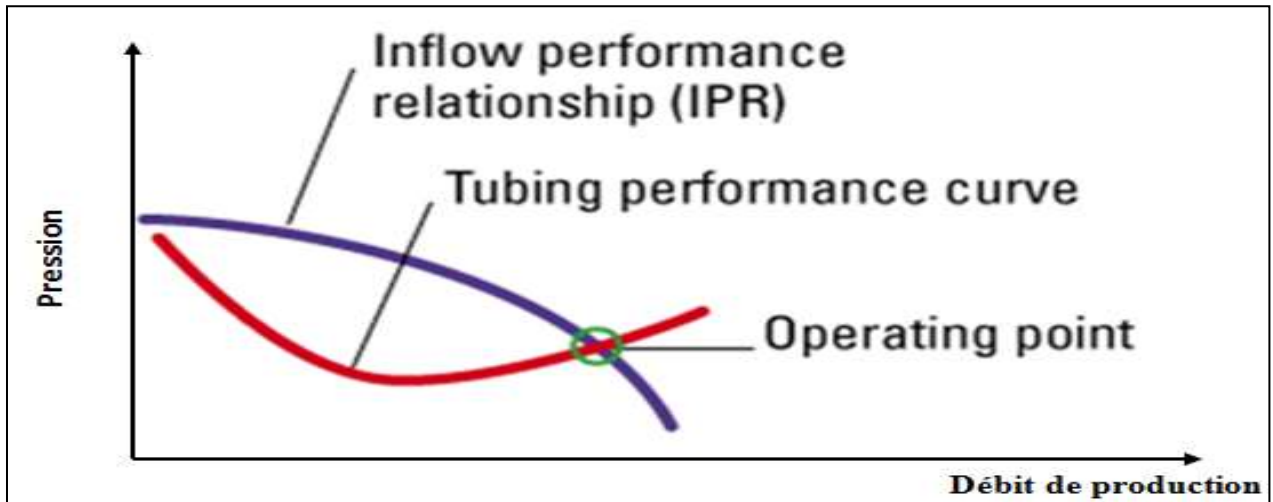


Figure II.4. Point de fonctionnement.

II.6. Les différentes positions du nœud

◆ Nœud 1: (séparateur)

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

Les données nécessaires sont:

- IPR mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.

La figure II.5 montre l'effet des différentes valeurs de la pression de séparateur sur le débit de production du puits; il est clair que la production est maximale si la pression de séparateur est aussi faible que possible.

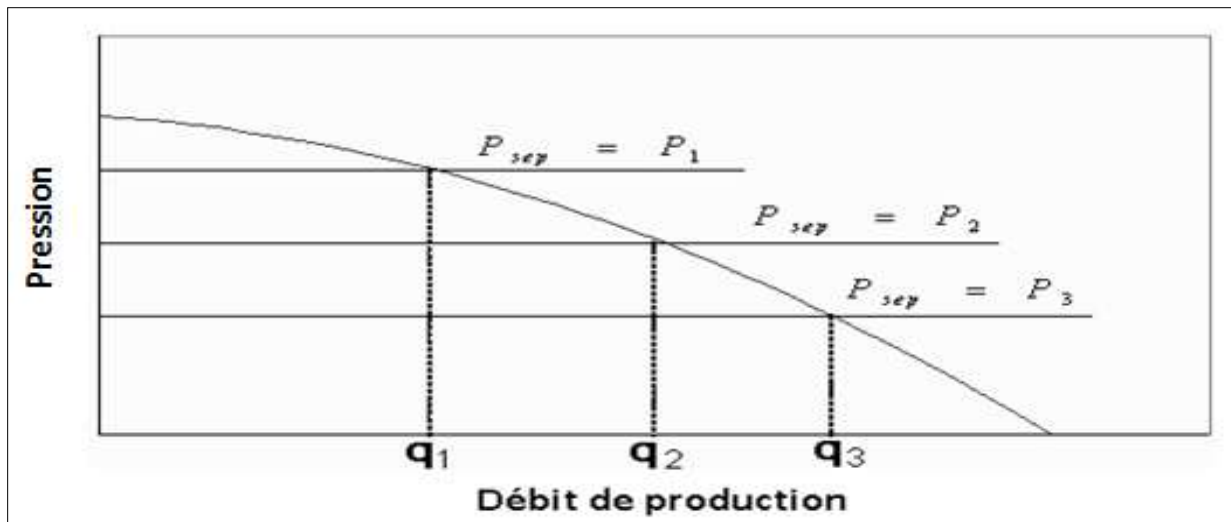


Figure II.5. L'effet de la pression de séparation.

◆ **Nœud 2:** (duse)

L'emplacement de nœud 2 (duse) nous permet d'étudier L'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation $P_{wf} = f(\text{GLR}, q, \varnothing)$.

Avec :

\varnothing : Diamètre de la duse $\frac{1}{64}$ in .

q : Débit de production.

La figure II.6 montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits.

$$D_{\text{Duse}} \nearrow \Rightarrow Q \nearrow$$

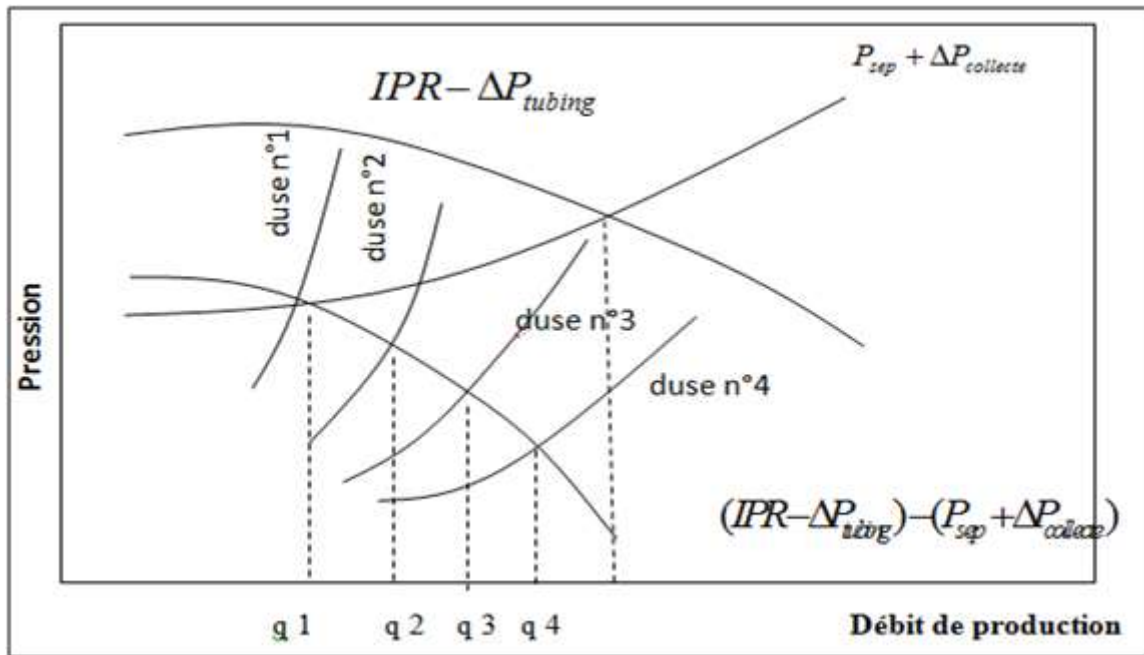


Figure II.6. L'effet du diamètre de la duse.

◆ **Nœud 3:** (tête du puits)

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

Les données nécessaires sont:

- IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression du tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure II.7 montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits; l'augmentation du diamètre de la collecte ($D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$) est suivi par une augmentation de débit de production ($q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$).

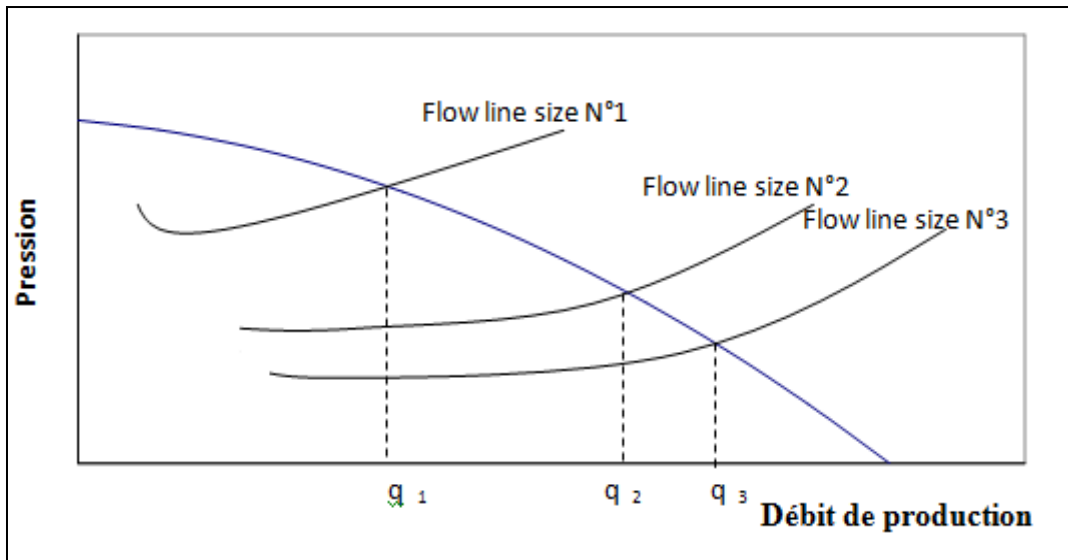


Figure II.7. L'effet du diamètre du flowline.

◆ **Nœud 4:** (fond du puits):

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit (.
- Pression de séparation.

La figure II.8 montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits. On suppose que:

- IPR (1): courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2): courbe IPR pour une couche non colmatée; non stimulée.
- IPR (3): courbe IPR pour une couche stimulée.

Ces courbes indiquent le bénéfice de stimulation d'un puits.

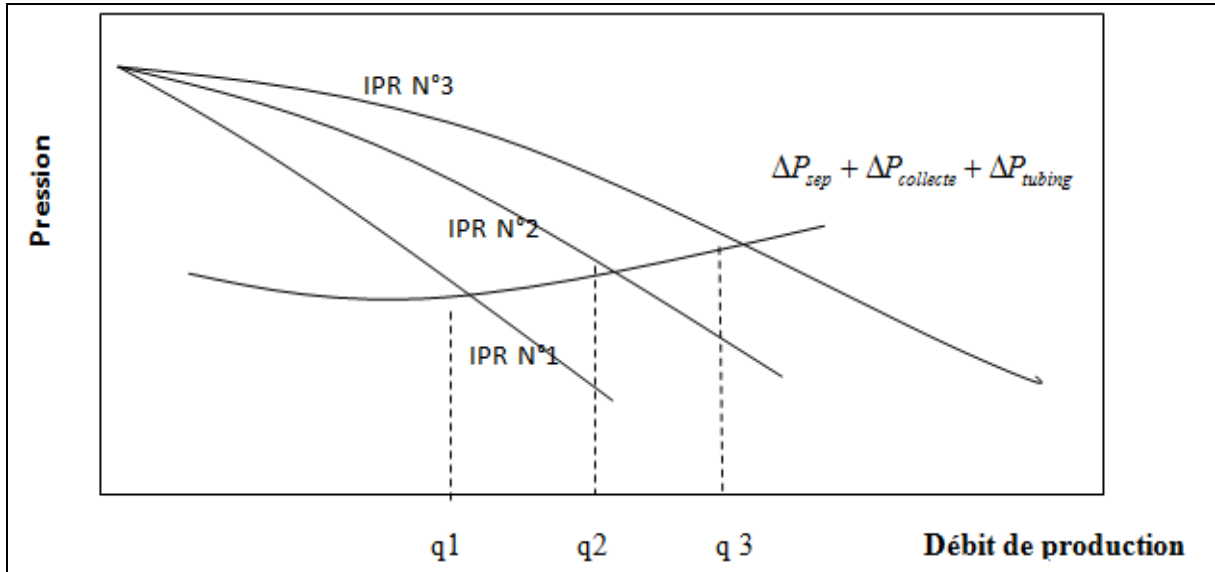


Figure II.8.L'effet des différentes courbes IPR.

La figure II.9 montre l'effet de quatre diamètre de tubing sur la performance du puits: l'augmentation du diamètre de tubing de ($D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$) est liée par une augmentation de débit sauf pour D_4 qui a tué le puits, donc le D_2 (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.

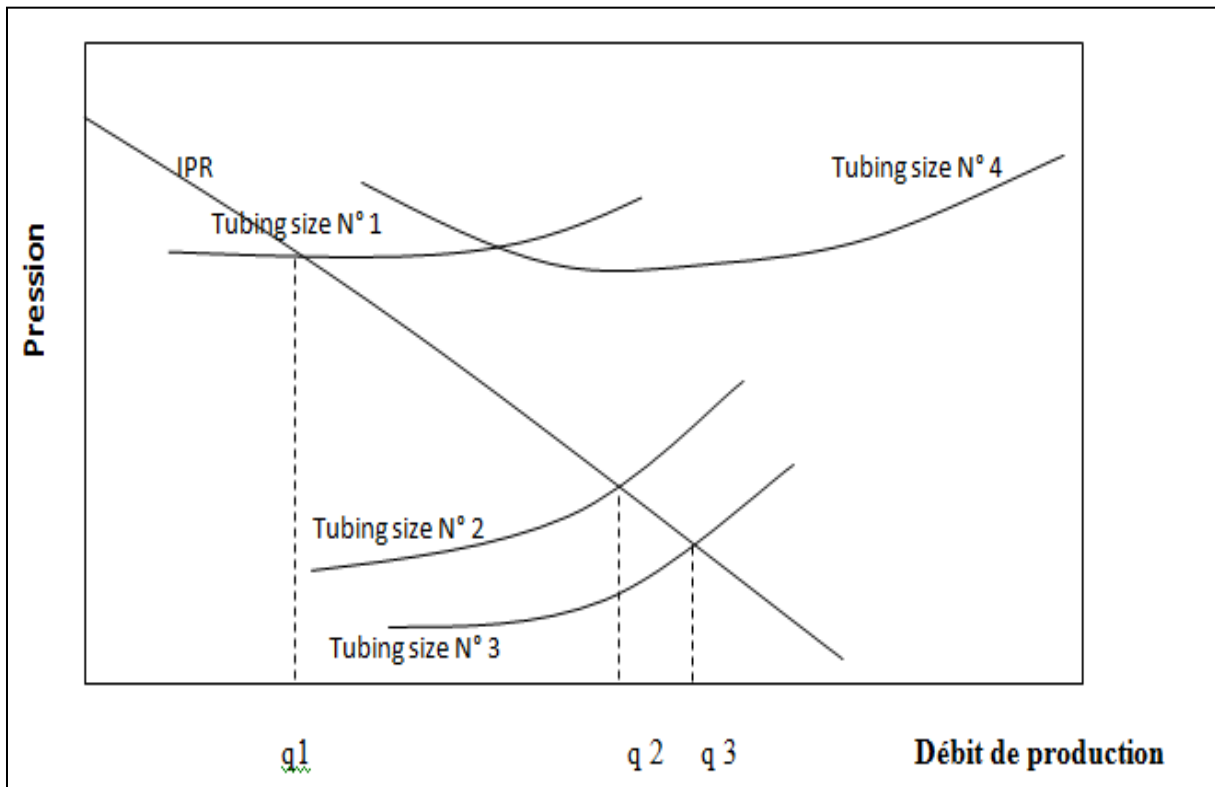


Figure II.9.L'effet du diamètre de tubing.

◆ **Nœud 5** : au niveau des perforations :

Le choix du nœud au niveau des perforations, permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

◆ **Nœud 6**: (réservoir)

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

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure II.10 montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

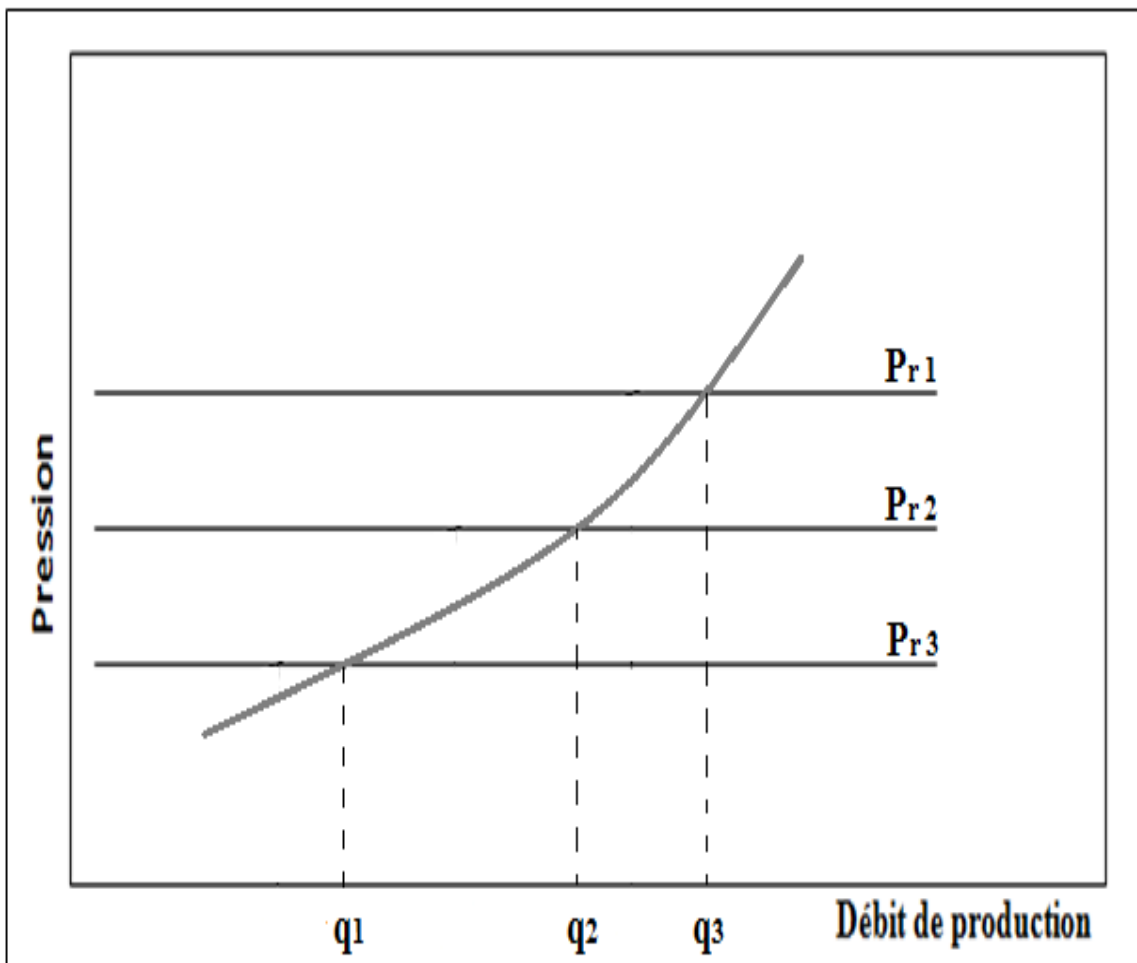


Figure II.10.L'effet du déclin de la pression du réservoir.

Chapitre III

inflow performance relation-ship –IPR

1. Inflow Performance Modelling & Well Testing,SONATRACH/IAP-CU - MSC.SIMOHAMED Elyazid.
2. Inflow Performance Modelling,SONATRACH/IAP-CU - MSC.SIMOHAMED Elyazid.
3. Nodal Analysis (production optimization) ,IPR-Sofiane Saidi de IAP.
4. Nodal Analysis (production optimization) ,ipr-modified-Sofiane Saidi de IAP.
5. Nodal Analysis (production optimization) ,intro-Sofiane Saidi de IAP.
6. Gas Drive Wells By.J.V.Vogel.
7. Récupération assisté par gas lift-Group Socotec Industrie.

CHAPITRE III: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP – IPR

III.1. Introduction

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. ($\bar{P}_R - P_{wf}$). 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 « in flow performance »; et la représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « In flow performance Relationship » ou IPR.

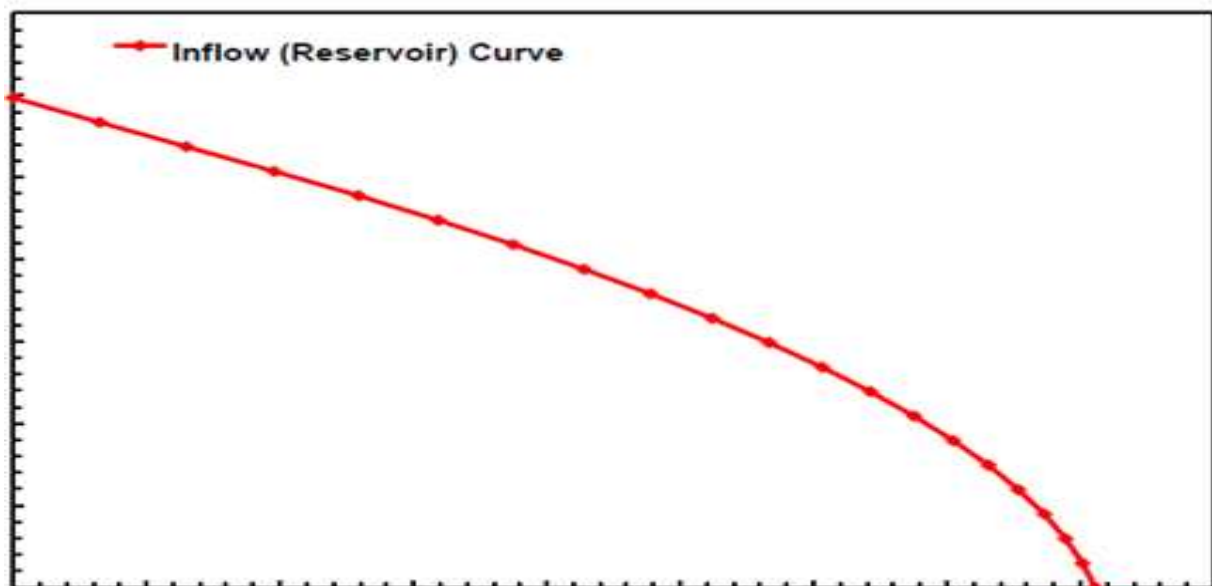


Figure III.1.In flow performance Relationship.

III.2. Les équations de performance d'un puits

a) La loi de Darcy:

En 1856, Henry Darcy a proposé une équation reliant la vitesse du liquide apparente à la chute de pression à travers la couche filtrante, bien que les expressions aient été exécutées seulement avec un écoulement verticale de haut en bas, l'expression est également valide pour l'écoulement horizontal, qui est la plus distingué dans l'industrie de pétrole. Il faudrait noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau et que le filtre de sable a été complètement saturé avec de l'eau, donc les effets des propriétés ou de la saturation du liquide n'étaient pas prisent considération. Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi que l'équation ne tenait pas en compte la variation de la vitesse dans le milieu traversé.

La forme différentielle de la loi de Darcy est :

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

Ou bien en termes de débit volumique :

$$q = v.A = \frac{k.A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{III.2})$$

Avec

V : vitesse apparente (cm/s).

Q : débit volumétrique (cm³/s).

A : section de passage de fluide (cm²).

K: est le tenseur de perméabilité (md).

P : pression (atm).

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire).
- Écoulement permanent.
- Formation homogène.

- Pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

III.2.1. Ecoulement linéaire :

L'équation de Darcy pour un écoulement linéaire avec une section d'écoulement constante 'A' entre deux pressions (P1, P2) à travers une longueur L est donnée par :

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

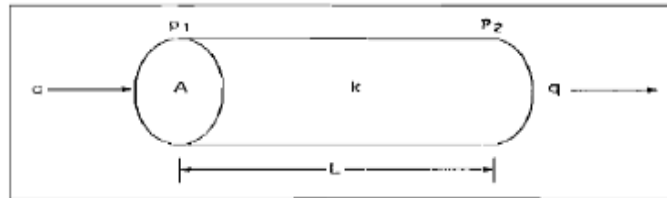


Figure III.2 : écoulement linéaire.

Après intégration :

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

Où 'c' est un facteur de conversion des unités, (c =1 pour les unités de Darcy).

La perméabilité (K) et la viscosité (μ) sont supposées indépendantes de la pression ou elles peuvent être évaluées à une pression moyenne.

III.2.2. Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, à ce moment la section d'écoulement n'est pas constante figure III.3, l'équation de Darcy est écrit sous la forme :

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

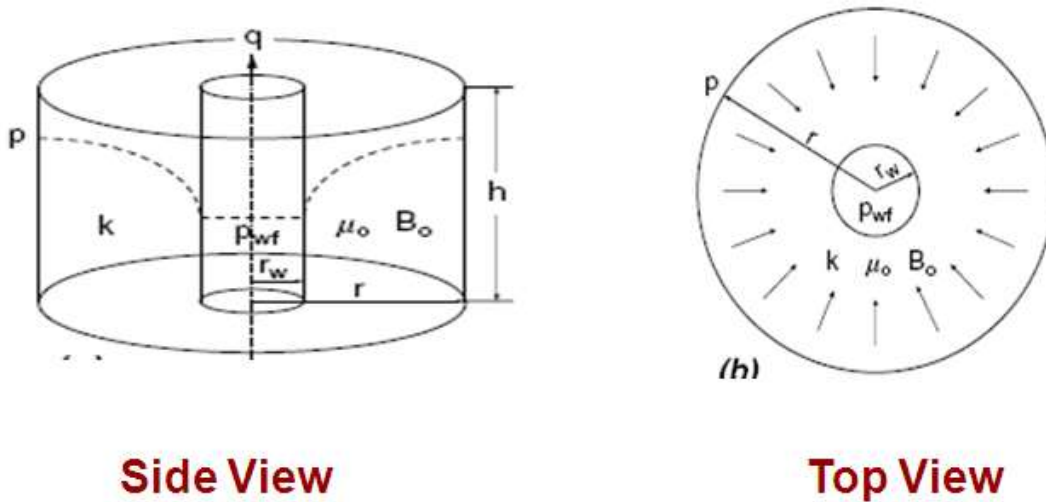


Figure III.3.Ecoulement radial.

b) La méthode de Vogel :

L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un puits.

L'écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle $P_r < P_b$, VOGEL a établi une relation empirique qui caractérise ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (III.6)$$

q_o : Le débit d'huile (STB/Day).

P_{wf} : La pression au fond du puits (psig).

P_r : Pression du réservoir moyenne ou la pression de bulle.

$q_{o\max}$: Débit entrant (Inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).

Il peut être déterminé en utilisant les données des tests c'est-à-dire pour un débit donné du test, nous avons :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(test)}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad (III.7)$$

Les résultats de VOGEL sont seulement pour la partie incurvée dans la courbe IPR qui existe au-dessous du point de bulle.

Au-dessus du point de bulle, la courbe IPR est une ligne droite, nous pouvons obtenir sa forme,

En tirant la tangente de la courbe à la pression de bulle, et l'étendant à la pression initiale moyenne du gisement.

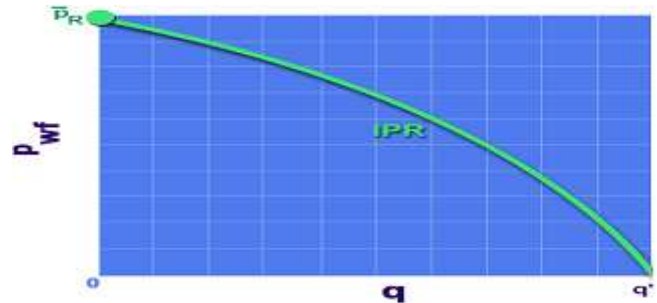


Figure. III.4. Courbe d'IPR.

c) La méthode de l'IP : (L'indice de productivité)

D'après les équations de l'écoulement et lorsque le puits est ouvert à la production, une onde de pression se déplace à travers le réservoir provoquant la pression dans la région touchée afin de diminuer continuellement avec le temps.

En vertu de ces passagères ou infini les conditions d'agir, les pressions en tout rayon donné diminue rapidement au début, puis se stabilise avec le temps. La pression au fond du puits **Pwf** suit le même schéma pour une production constante.

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits s'approche d'une valeur stable qu'on utilise comme une approximation des équations de l'écoulement à l'équilibre dans notre analyse.

La différence entre la pression du réservoir moyen et le fond du puits est appelée le **pressure Drawdown** ($P_r - P_{wf}$) qui va entraîner un débit Q et définit l'indice de productivité J donnée par :

$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (III.8)$$

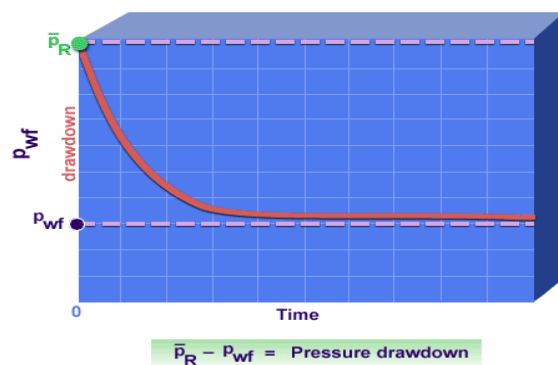


Figure III.5. Evaluation de pressure drawdown.

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et de ses propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. Il est définit la relation qui existe entre le débit Q

et la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} pour une pression donnée de réservoir P_R , comme il est représenté sur la Figure III.06.

Des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'Inflow d'un

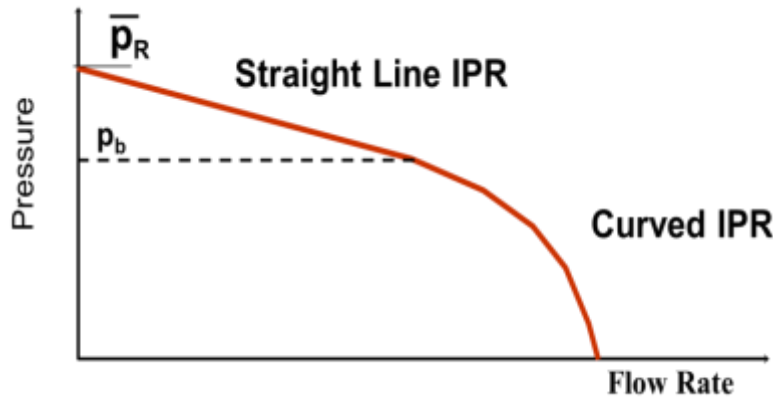


Figure III.6. La relation entre le débit Q et la pression PWF.

Puits, 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_0 étaient mesurés.

Deux cas de figure selon la pression de bulle :

- Au-dessus du point de bulle : les courbes des IPR sont des lignes droites car il y a une seule phase de fluide, la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue et l'indice de productivité est égal à la pente inverse de la courbe IPR.
- Au-dessous du point de bulle : le gaz est libéré de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

d) Méthode de Fetkovich :

Fetkovich propose une méthode pour déterminer la performance d'Inflow pour les puits d'huile en utilisant les mêmes types d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz.

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante:

$$q_0 = C \cdot \left(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad (\text{III.9})$$

Avec: q_0 : Débit de production.

\bar{P}_R : Pression moyenne du réservoir.

P_{wf} : Pression dynamique de fond.

C: coefficient d'écoulement.

N : exposant dépend des caractéristiques du puits.

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

Une fois les valeurs de C et n sont déterminées par les données des tests, l'équation (III.9) peut être utilisée pour générer un IPR complet.

Puisque on a deux inconnus (C et n) il nous faut au moins deux tests pour les déterminer.

e) Méthode de Johns, Blout et Glaze :

En 1976, Johns, Blout et Glaze publient une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcy) sur la performance du puits :

$$\bar{P}_R - P_{wf} = A \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 \quad (III.10)$$

$$\text{Avec: } A = \frac{141,2 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k_0 \cdot h} \cdot \left[\ln \left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right], B = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_0^2 \cdot \rho_0}{h^2 \cdot r_w} = \frac{141,2 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k_0 \cdot h} \cdot D$$

$$\text{Avec: } \rho_0 : \text{Densité d'huile évaluée à } T_R \text{ et } \frac{(\bar{P}_R + P_{wf})}{2}, \text{ lbm/ft}^3.$$

$$\beta : \text{Coefficient de vitesse. ft}^{-1} \cdot \beta = \frac{2,329 \cdot 10^{10}}{k_0^{1,2}}$$

La contribution au drawdown due à l'écoulement laminaire ou de darcy est exprimée par le terme $A \cdot q_0$ tandis que la contribution due à l'écoulement non-Darcy ou turbulence est exprimée par le terme $B \cdot q_0^2$.

Représentant $\frac{\bar{P}_R - P_{wf}}{q_0}$ en fonction de q_0 sur des coordonnées cartésiennes, il en résulte

une droite de pente B et d'intersection avec l'axe des ordonnées A.

Une fois A et B sont déterminés les IPR peuvent être construites à partir de l'équation (IV.09), au minimum deux tests de stabilisation sont nécessaires pour déterminer A et B, mais il est préférable de faire plusieurs tests pour réduire l'effet de l'erreur sur la mesure.

III.3. Corrélations d'IPR pour les puits à gaz

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

3.1. 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 :

$$(P_R - P_{wf}) = AQ^2 + BQ \quad (III.11)$$

"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 de "B" quand le débit (Q) égale à zéro.

3.2. Corrélation de Forcheimer :

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

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

3.3. Back pressure:

Sa forme est :

$$Q = c(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (III.13)$$

"c" est déterminé à partir de pression et des propriétés de réservoir.

3.4. C and N :

C'est la forme simplifiée de l'équation back pressure :

$$Q = c(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (III.14)$$

- "c and n" sont déterminés en traçant la courbe de Q en fonction de $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ sur un papier log-log
- n: est la pente de la ligne droite résultante, elle varie entre 0.5 et 1.

3.5. Multi-rate "c" and "n":

Plus de 10 points de test peuvent être entrées et ils vont être adaptés pour l'équation précédant "c and n".

3.6. Multi-rate Jones :

Plus de 10 points de test peuvent être entrées et ils vont être adaptés pour la corrélation de Jones pour les gaz qui est exprimé sous la forme :

$$(P_R^2 - P_{wf}^2) = AQ^2 + BQ \tag{III.15}$$

3.7. Modified isochronal:

Les tests isochrones modifiés sont généralement utilisés pour les puits à gaz parce qu'ils ont besoin moins de temps pour atteindre les résultats comparable au test isochrone. Ce modèle est basé sur celui de back pressure :

$$Q = c(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \tag{III.16}$$

Si : $n=1, c = \frac{0.703kh}{\mu g T Z \log\left(\frac{0.606r_e}{r_w}\right)}$

3.8. Forcheimer with 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 :

$$\Psi_R - \Psi_{wf} = AQ + BQ^2 \tag{III.17}$$

Ou :

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

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

3.9. Multi-rate Forcheimer with pseudopressure:

Il est basé sur le modèle précédent, il utilise l'équation : $\Psi_R^2 - \Psi_{wf}^2 = AQ + BQ^2$ (III.18)

III.4. Effet de skin

4.1. Définition de skin

Le concept du skin a été toujours utilisé comme une mesure des anomalies de l'écoulement aux abords du puits. En effet le skin caractérise toute déviation par rapport à l'état idéal d'un puits vertical en open hole dans une formation homogène non endommagée.

Le skin est un facteur sans dimension déterminé par les essais de puits. Il représente les pertes de charge aux abords de puits par rapport aux pertes de charge totale, c'est-à-dire le degré d'endommagement total d'un puits d'où incluse l'endommagement de la formation (skin effect) et les autres types d'endommagements (pseudo skin effect), qui provoque une perte de charge supplémentaire.

$$S = \frac{\Delta p_{skin} \cdot kh}{141,2 \mu \cdot \beta \cdot Q} \quad (III. 20)$$

k : la perméabilité de la roche réservoir en md.

Q : le débit de fluide en m³/h.

β: Facteur volumétrique du fond

μ : La viscosité de fluide en cp.

Δ_{p_{skin}} : La perte de charge due au skin.

h : la hauteur utile de réservoir en m.

L'indice de productivité théorique d'un puits vertical est donné par :

$$IP_0 = 141,2 \frac{kh}{\mu \times \beta \times \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (III. 21)$$

IP : l'indice de productivité en m³.cm²/h.kg.

r_e: le rayon de drainage en m.

r_w: le rayon de puits en m.

En ce concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous la forme de terme " S " (skin factor) de la manière suivante :

$$S = \frac{\Delta p_{skin} \cdot kh}{141,2 \mu \cdot \beta \cdot Q} \quad (III. 22)$$

On définit le rendement d'écoulement " Re " comme étant le rapport entre l'indice de productivité réel et l'indice de productivité théorique :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{\ln(re/rw)}{\ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (III.23)$$

En pratique Ln (re/rw) est souvent compris entre 7 et 9, d'où la forme simplifiée :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{7}{7+S} \text{ a } \frac{9}{9+S} \quad (III.24)$$

Note:

On Remarque que la valeur de skin minimum se situe entre -7 et -9 cela est confirmé par la loi (III.24).

CHAPITRE IV

Perte de Charge dans le Tubing

1. Le document intitulé par les pertes de charge dans le tubing et dans le milieu poreux chap4/5/IE05/FHC.
2. Nodal Analysis (production optimization) ,VLP-Sofiane Saidi de IAP.

CHAPITRE IV: PERTES DE CHARGE DANS LE TUBING**IV.1. Introduction**

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

- Le terme d'élévation où le terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération.

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

$$\text{Perte de charge totale} = \text{Perte de charge par friction} + \text{Perte de charge par élévation} + \text{Perte de charge par accélération}$$

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

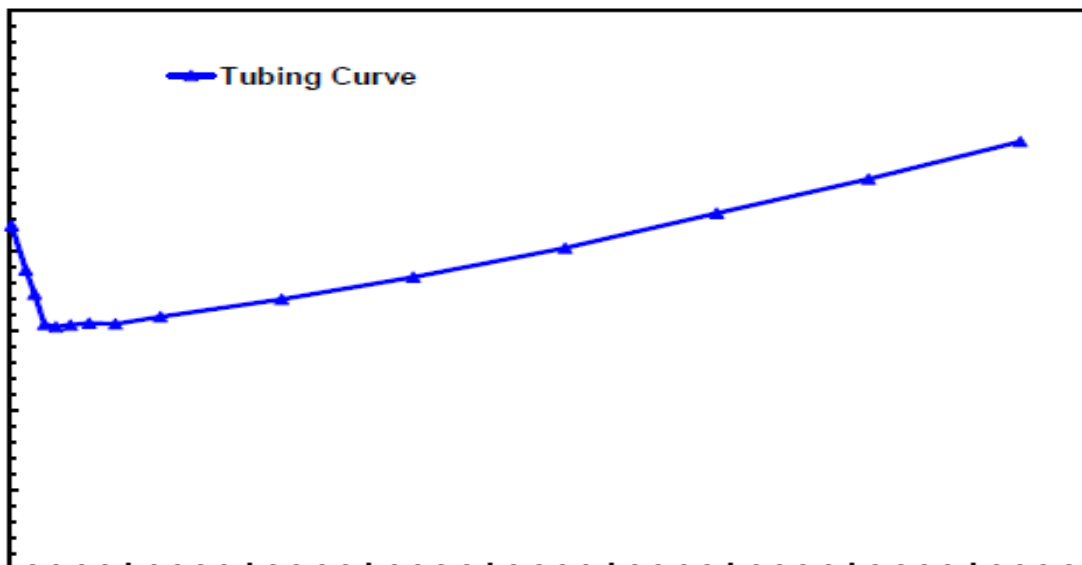


Figure IV.1. Vertical lift performance.

IV.2. Les régimes d'écoulements

Un certain nombre des différents régimes d'écoulements se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. Afin de décrire chacun.

- **liquide flow** : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle d'où le régime d'écoulement est monophasique.
- **Bubble flow** : le mouvement montant du liquide est accompagné par réduction de pression et que la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former et glissent vers le haut dans la colonne.
- **slug flow** : Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de solution et les plus grosses bulles croissent régulièrement par les dépassements et les coalisent avec les plus petits comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.
- **Annular flow** : Plus élevé dans le tubing à des pressions encore plus bas, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.
- **mist flow** : Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante a partir du bas vers le haut, l'annulaire de liquide se disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

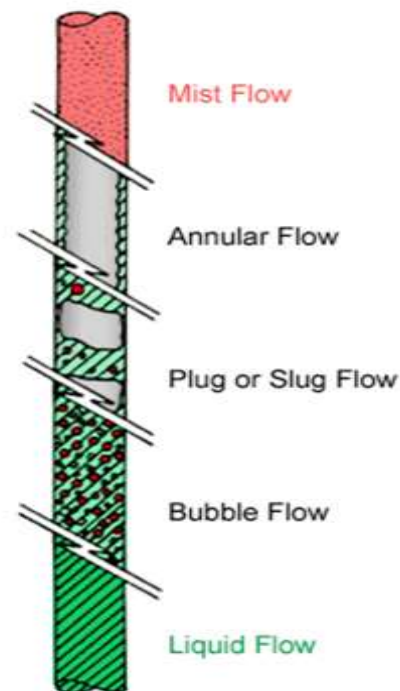


Figure IV.2. Les régimes d'écoulement.

IV.3. Les variables influençant sur les pertes de charges

Le calcul de la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel pour toutes les conditions possibles est complexe donc nous sommes obligés de compter sur des corrélations empiriques ou semi-empiriques.

Ces corrélations tenir compte des sept variables importantes qui influent sur les pertes de charge d'un puits éruptif.

Ces variables sont Figure IV.2 :

- la taille de tubing.
- le débit.
- la viscosité du fluide.
- la densité du fluide.
- rapport gaz-liquide (GLR).
- rapport eau-huile (WOR).
- l'effet de glissement.
- Une autre variable est la déviation des puits verticaux.

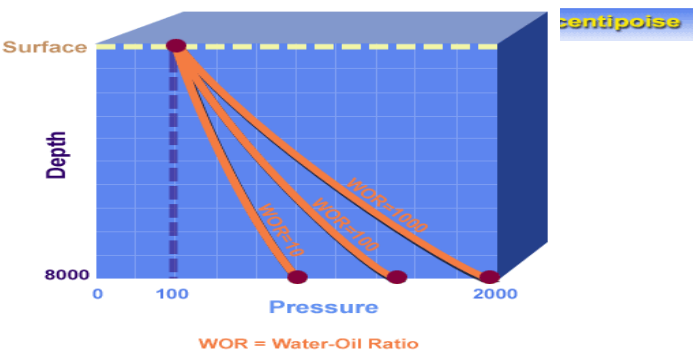
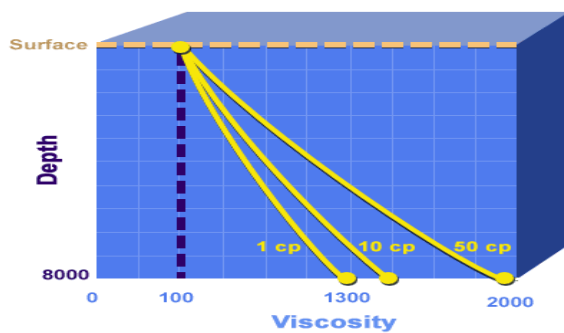
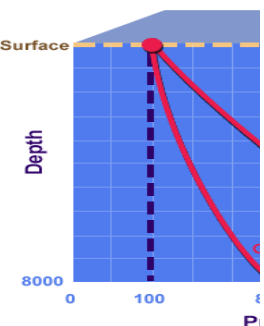
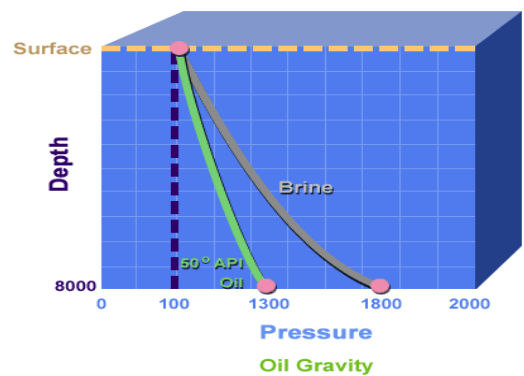
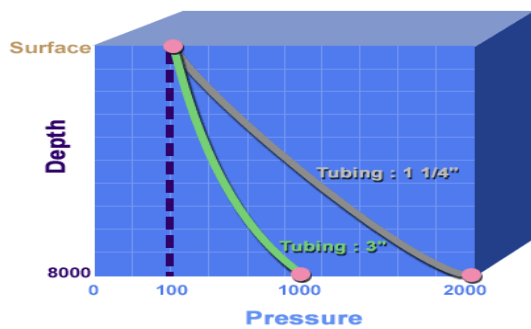


Figure IV.3. Variables influençant sur les pertes de charge.

IV.4. Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing

IV.4.1- Les différents modèles

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

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

a - Modèles homogènes:

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

b- Modèles de glissement:

On les considéré plus précis que les précédent, 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 d'HL. Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de pertes de charge qui dépend lui-même des propriétés des fluides. La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction d'HL et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans ce sens, plusieurs théories ont vue le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974).

c- Modèles généralisés:

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

V.6. Verticale corrélations flow

Les différentes méthodes qui ont été développées pour calculer les pertes de charge ne se basent pas sur la solution exacte d'équations mathématiques mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empiriques.

Ces relations ont été développées en faisant certaines hypothèses sur les équations applicables à l'écoulement et la collecte de données à partir d'un certain nombre de puits éruptifs dans des conditions contrôlées.

6.1- Les principales corrélations :

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations dans trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique.

-Catégorie A: Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré.

-Catégorie B: L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré.

- Catégorie C: Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés.

Le glissement est défini comme étant le mouvement de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide où les deux phases coulent indépendamment à différentes vitesses. Des régimes d'écoulement ont été suggérés pour décrire ces différents types des modèles d'écoulement qui peuvent exister dans l'écoulement multiphasique. Ceux-ci incluant l'écoulement à bulle, à lingot, de transition, et de brume.

Plusieurs corrélations d'écoulements multiphasiques sont développées jusqu'à présent. Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui s'adaptera mieux aux caractéristiques de chaque puits. Au lieu d'avoir des données pour valider un type particulier de corrélation,

Les sections suivantes décrivent certaines corrélations plus prédominantes par le type de catégorie.

A- Catégorie A :

1. Poettmann & Carpenter :

Ils ont utilisées les données de champ pour préparer une corrélation qui a traité l'écoulement multiphasique comme s'il était monophasique, en supposant que l'écoulement est à un degré élevé de turbulence et que cet écoulement serait indépendant des effets de viscosité. Cette méthode peut être employée avec confiance dans les cas ayant les conditions suivantes.

1. L'effet négligeable de viscosité.
2. Le terme de perte de charge due à l'accélération est négligeable. (dp/dz) accé=0
3. Le type d'écoulement ignoré.
4. Le facteur de friction est pris comme une valeur moyenne pour toute la longueur de la conduite.
5. Le travail réalisé par le fluide est négligeable. (W=0).
6. Elle est applicable pour les diamètres (2", 2"1/2, 3"), alors que pour un diamètre plus grand, son application est avec précaution.
7. GLR inférieur a 1500 scf / bbl.
8. Débit supérieur à 400 Bpd.

D'après l'équation générale de perte de charge (en considérant les suppositions précédentes)

On a :

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta h + I_w = 0 \dots\dots\dots(IV.1)$$

D'après Fanning:

$$I_w = \frac{4 \cdot f \cdot \Delta h \cdot \bar{v}^2}{2 \cdot g_c \cdot D} \dots\dots\dots(IV.2)$$

Remplaçant (A.2) dans (A.1) et déterminant :

$$\Delta h = \frac{-\int_{P_1}^{P_2} V \cdot dp}{1 + \frac{4 \cdot f \cdot \bar{v}^2}{2 \cdot g_c \cdot D}} = \frac{\int_{P_2}^{P_1} V \cdot dp}{1 + \frac{4 \cdot f \cdot \bar{v}^2}{2 \cdot g_c \cdot D}} \dots\dots\dots(IV.3)$$

V : Volume spécifique.

$V = \frac{\bar{v}_m}{m}$ \bar{v}_m : Volume du mélange d'un BBL

$$\frac{dP}{dh} = \frac{1}{144} \cdot \left[\rho + \frac{f \cdot w^2}{7.413 \cdot 10^{10} \cdot \rho \cdot D^5} \right]$$

2. Fancher & Brown :

La corrélation de FANCHER & BROWN est l'une des meilleures pour le diamètre nominal 2" seulement. Cette corrélation est un ajustement de la méthode de Poettmann et Carpenter et plus exacte pour des faibles débits et fort GLR à n'importe quel débit.

Elle peut être utilisée avec des bons résultats pour GLR inférieurs à 5000 scf/bbl et des débits inférieurs à 400 BPD, et peut être prolongée vers le Tubing 2"^{7/8} avec un degré de confiance considérable. Fancher et Brown utilisaient les mêmes procédures de calcul que celles utilisées par Poettmann et Carpenter avec une petite modification sur la détermination de f (pour GLR < 1500 scf/bbl, GLR > 300 scf/bbl et 1500 < GLR < 3000 scf/bbl).

B- Catégorie B :

1. Hagedorn & Brown :

La corrélation de HAGEDORN ET BROWN est l'exécution de la corrélation de Poettmann et Carpenter. HAGEDORN et BROWN ont étudié l'influence des propriétés de fluide (viscosité, tension superficielle) sur les pertes de charge avec de différents débits (220 BBL/D à 980 BBL/D), un GLR qui varie de (194 à 1845 SCF/BBL) et pour un diamètre de tubing (1", 1"1/4, 1"1/2). Ils ont trouvé que ces propriétés ont une grande influence sur les pertes de charge.

Commençant par l'équation du bilan énergétique:

$$144 \cdot \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + dw_f + dw_e = 0$$

Si le travail $dwe=0$:

$$144 \cdot \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + dw_f = 0 \dots \dots \dots (IV.4)$$

$$144 \cdot \frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \bar{\rho}_m + \bar{\rho}_m \cdot \frac{\Delta \left[\frac{v_m^2}{2 \cdot g_c} \right]}{\Delta h} \dots \dots \dots (IV.5)$$

Gray:

C'est une corrélation largement recommandée pour les puits de gaz et de condensât où la phase prédominante est la phase gazeuse. L'eau où le condensât est considérée comme adhérent à la

paroi des conduites, résultant à un terme modifié de la rugosité .Elle utilise les paramètres suivants :

$$N_v = \frac{\rho_m^2 V_{sm}^4}{g \tau_m (\rho_l - \rho_g)}$$

$$N_d = \frac{g(\rho_l - \rho_g) D^2}{\tau_m}$$

$$R = \frac{V_{so} + V_{sg}}{V_{sg}}$$

Où :

ρ_m : densité de mélange.

V_{sm} : vitesse superficielle de mélange.

τ_m : tension superficielle de mélange.

D : diamètre de conduite.

Fraction volumique de gaz est estimée en utilisant :

$$f_g = \frac{(1 - ec)}{(R + 1)}$$

$$Ec = -2.314 AB$$

$$A = N_v (1 + 205.0 / N_d)$$

$$B = 0.0841 (1 - 0.0554 \ln (1 + 730 R / (R + 1)))$$

La tension superficielle de mélange:

$$\tau_w = \frac{q_o \tau_o + 0.617 q_w \tau_w}{q_o + 0.617 q_w}$$

La corrélation de Katz pour la tension superficielle d'huile et d'eau est :

$$\tau_w = (2.115 - 0.119 \ln P) * (0.174 - 2.09 * 10^{-4} * (T - 460)).$$

$$\tau_o = 0.044 - 1.3 * 10^{-4} (T - 460) * (PD - P) / (PD - 2120)^{2.5}.$$

Où :

PD : pression de point de bulle.

T : température ($^{\circ}R$).

L'équation de Colbrook-White est utilisée pour calculer le facteur de frottement :

$$r = r_L = 28.5 \text{ m} / \text{m} V^{2.75} \quad R \geq 0.007$$

$$r = r_g + (r_L - r_g) R / 0.007 \quad R < 0.007$$

À condition que : $r \geq 2.77 \times 10^{-5}$.

C -Catégorie C :

1. Beggs & Brill :

Cette équation était développée sur la base d'expérience, on utilisant:

- ✓ Des pipes de 1" jusqu'à 1,5".
- ✓ Les longueurs d'environ 90 ft.
- ✓ Des débits de gaz variables entre 0 à 300Mscft/D.
- ✓ Un débit de liquide variant entre 0 à 30 gal/mn.
- ✓ Une pression moyenne variant entre : 37 à 95 psia.
- ✓ H_L variant entre 0 à 87.
- ✓ Angle d'inclinaison variant entre: -90 à +90.
- ✓ Fluides (air et eau).

2. Orkiszewski :

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

3. Duns & Ros :

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

Remarque :

En générale les corrélations d'Orkiszewski et Hagedorn & Brown sont valable pour les puits verticaux, avec ou sans water-cut, et devraient donc être considérées également comme le premier choix dans ces puits. Comme mentionné précédemment, la corrélation de Dun & Ros n'est pas applicable pour les puits avec water-cut, et doit être évitée pour de tels cas. La corrélation de Beggs&Brill applicable pour les puits inclinés. Avec ou sans water-cut, et elle est actuellement le meilleur choix disponible pour les puits déviés. Toute fois, la méthode peut également être utilisée pour les puits verticaux comme le dernier choix.

IV.7. Le choix de corrélation

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable à certain puits nous choisissons les corrélations là où les conditions d'application sont proches à notre cas et après on va procéder aux manières suivantes pour déterminer la corrélation convenable :

1. Introduisons les données de puits en plaçant le nœud au fond de puits.
2. Tracer la courbe de la chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits par l'introduction d'une gauge (enregistrer de pression).
3. Tracer la courbe de la chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits pour chaque corrélation.
4. La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne le profil de pression dans le tubing proche de celle mesurée.

IV.8. La correction de la corrélation choisie

Malgré le choix de la corrélation la plus adéquate, IL y a parfois une petite erreur et pour le corrigé on introduit un facteur multiplicateur L pour matchant entre la courbe de corrélation et la courbe réel, ce facteur se situe entre 0.85 et 1.15.

Chapitre V

Simulation et calcul

1. Le logiciel utilisé pour l'analyse nodale est PIPESIM V2017.2 (tutorial).
2. Document de logiciel PIPESIM selon le livre l'intitulé par Modalisation et Simulation De Production (Application de l'Analyse nodale).
3. Mercury in Hydrocarbon Gas Analysis, SH-RhoudNous.
4. Fluid Analysis Report, Schlumberger Reservoir Laboratories.

CHAPITRE V: SIMULATION ET CALCUL

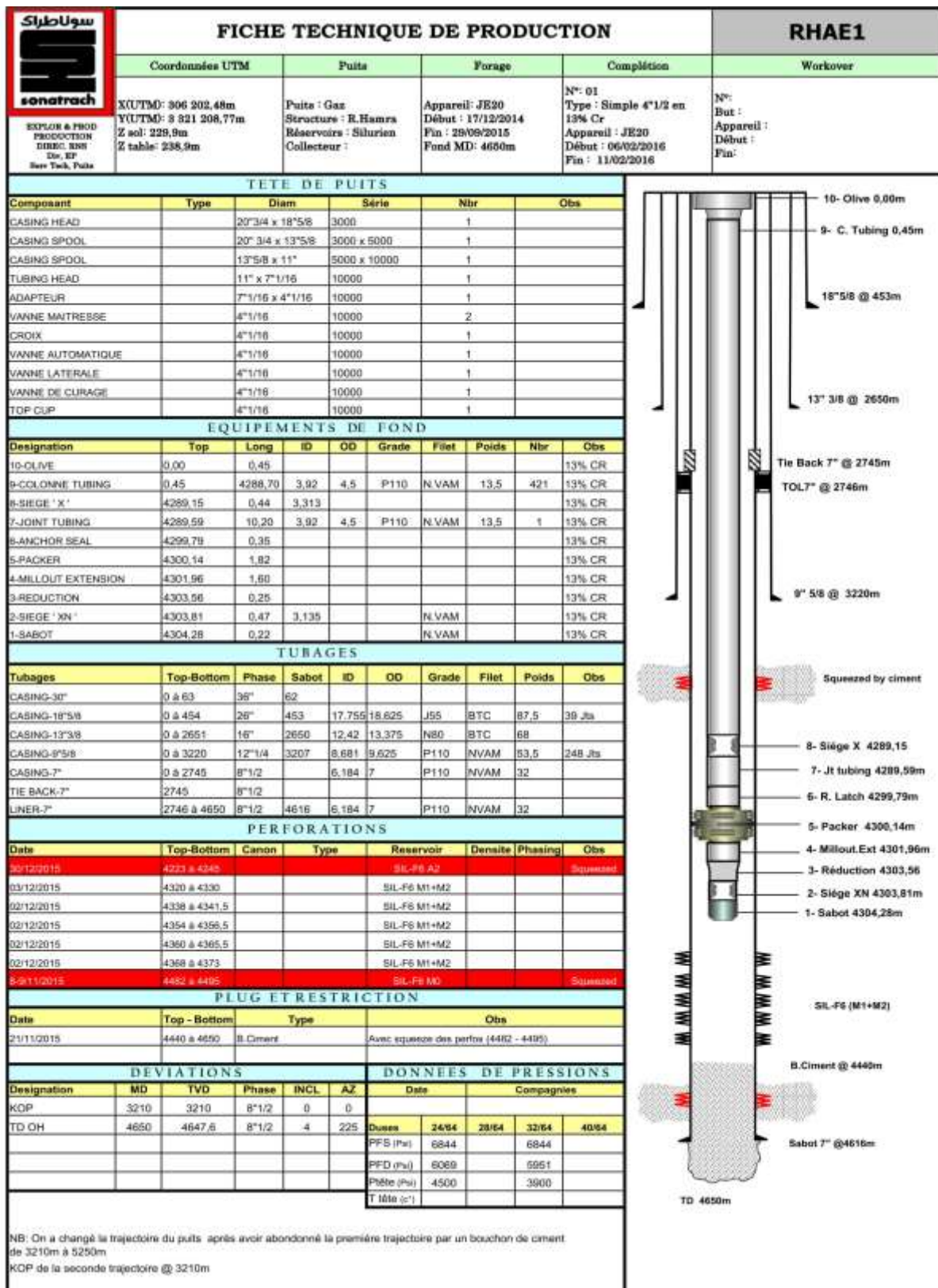


Figure V.1. La fiche technique de la production puits RHAÉ-1.

Tableau V.1.Résultats du test potentiel (RHAE1 08/2017).

RHAE1			
Date	29/08/2017	30/08/2017	31/08/2017
Duse (")	24/64	28/64	32/64
Ptete (psi)	4814	4661	4462
Ttete (°C)	63	71	75
Débit Gaz (m3/j)	427520	522274	658781
Débit Cond(m3/j)	56.48	67.86	84.88
Densité Gaz	0.654	0.654	0.654
Densité Cond	0.764	0.764	.0763
Richesse Corrigé (g/m3)	114.45	109.76	107.28
Débit Eau (l/h)	250	270	360
CO2(%)	-	-	-
Salinité Eau (ppm)	8775	23400	29250

Tableau V.2.Les données pétrophysiques.

H utile	26.5
Ø	10%
P « rosée »	6820 psi
Température réservoir	114 c°
G.O.R	7761 m3/m3
Densité D g	0.654
Densité D h	0.763

Sonatrach DP-Rhourde Nouss
Rhourde Nouss, RHAE-1



2.3 Compositional Analysis of Separator Gas 1.06

Table 9: C15+ Compositions of Separator Gas 1.06

Component	MW ¹	GSB 4280 (1.06)	
	g/mol	wt %	mole %
CO2	44.01	9.94	4.20
H2S	34.08	0.00	0.00
N2	28.01	0.26	0.17
C1	16.04	77.60	89.99
C2	30.07	5.72	3.54
C3	44.10	2.15	0.91
i-C4	58.12	1.05	0.34
n-C4	58.12	0.83	0.27
i-C5	72.15	0.79	0.20
n-C5	72.15	0.37	0.10
C6	84.00	0.64	0.14
Mcyclb-C5	84.16	0.03	0.01
Benzene	78.11	0.03	0.01
Cyclb-C6	84.16	0.07	0.02
C7	100.21	0.20	0.04
Mcyclb-C6	98.19	0.04	0.01
Toluene	92.14	0.04	0.01
C8	114.23	0.10	0.02
C2-Benzene	106.17	0.02	0.00
m&p-Xylene	106.17	0.04	0.01
o-Xylene	106.17	0.01	0.00
C9	128.26	0.07	0.01
C10	134.00	0.00	0.00
C11	147.00	0.00	0.00
C12	161.00	0.00	0.00
C13	175.00	0.00	0.00
C14	190.00	0.00	0.00
C15+	206.00	0.00	0.00
Content of C7+	%	0.65	0.14
Content of C10+	%	0.00	0.00
MW	g/mol	18.61	
Gas Gravity	(Air=1)	0.643	
Wet Heating Value	KJ/m ³	38126.2921	
Dry Heating Value	KJ/m ³	38803.1826	

¹Katz and Firoozabadi MW data used; MWs of nC7, nC8 and nC9 are used for C7, C8 and C9

Tableau V.3. La composition chimique de l'effluent de RHAE-1.

Tableau V.4. Les résultats obtenus de la mesure de mercure pour l’effluent de RHAE-1 l’échantillon du 31/08/2018 (duse 32/64).

Well : RHAE-1			Sampling Amasil Trap					Actual mercury concentration of gas sample (ng/m3 @ std)	Total mercury concentration of gas sample (ng/m3 @ std)
Tag	Date & Time	Measured Sample volume (litres)	Gas Temperature at time of Sampling (oC)	Fluorescence Output reading prior to sample collection	Fluorescence Output reading after sample collection	Mercury level in sample trap (ng @ std)			
32/64" choke size									
First Sample									
Sample Point : Separator									
primary tube	31-Aug 10:30	10	39	5	259.29	2.85	312.2	399.8	
secondary tube	31-Aug 10:30	10	39	5	142.6	0.80	87.6		
Second Sample									
Sample Point : Separator									
primary tube	31-Aug 11:45	15	40	4.6	321	4.38	320.9	401.5	
secondary tube	31-Aug 11:45	15	40	4.5	169	1.10	80.6		
Third Sample									
Sample Point : Separator									
primary tube	31-Aug 12:15	10	40	5	212.39	2.85	313.2	366	
secondary tube	31-Aug 12:15	10	40	1.84	99.5	0.48	52.8		

Note: 'std' refers to standardised conditions of 60 oF and 760 mmHg

La concentration moyenne de mercure dans l’effluent de RHAE-1 est de l’ordre de **366-400 Nanogramme/m3**, la norme de ne pas dépasser **10 Nanogramme/m3**(dépassement de 40 fois la norme), alors que le puits RHAE-1 sera raccordé avec 24 autres puits (5 d’entre eux ont subi des mesures de « Hg » et contiennent des taux excessifs de mercure) qui font partie du projet de raccordement des 25 puits de la périphérie de GTL qui est à ce jour-là en sa deuxième phase de sa réalisation par COSIDER contrat EPC portant le numéro : **(N° CT-G-EPC/010/EPM-G/EP/18)**.

D’où l’obligation du processus de Démercurisation afin de protéger l’usine de traitement de Gaz et expédier du gaz sous les normes.

Une unité de démercurisation « MRU » a été installée à l’entrée de l’usine, avec la société anglaise EXPRO, le format du contrat est (Location-vente) (Daily Rental COST = 10k\$).

Le logiciel utilisé pour l’analyse nodale est PIPESIM V2017.2 ;

Résultats et Discussion

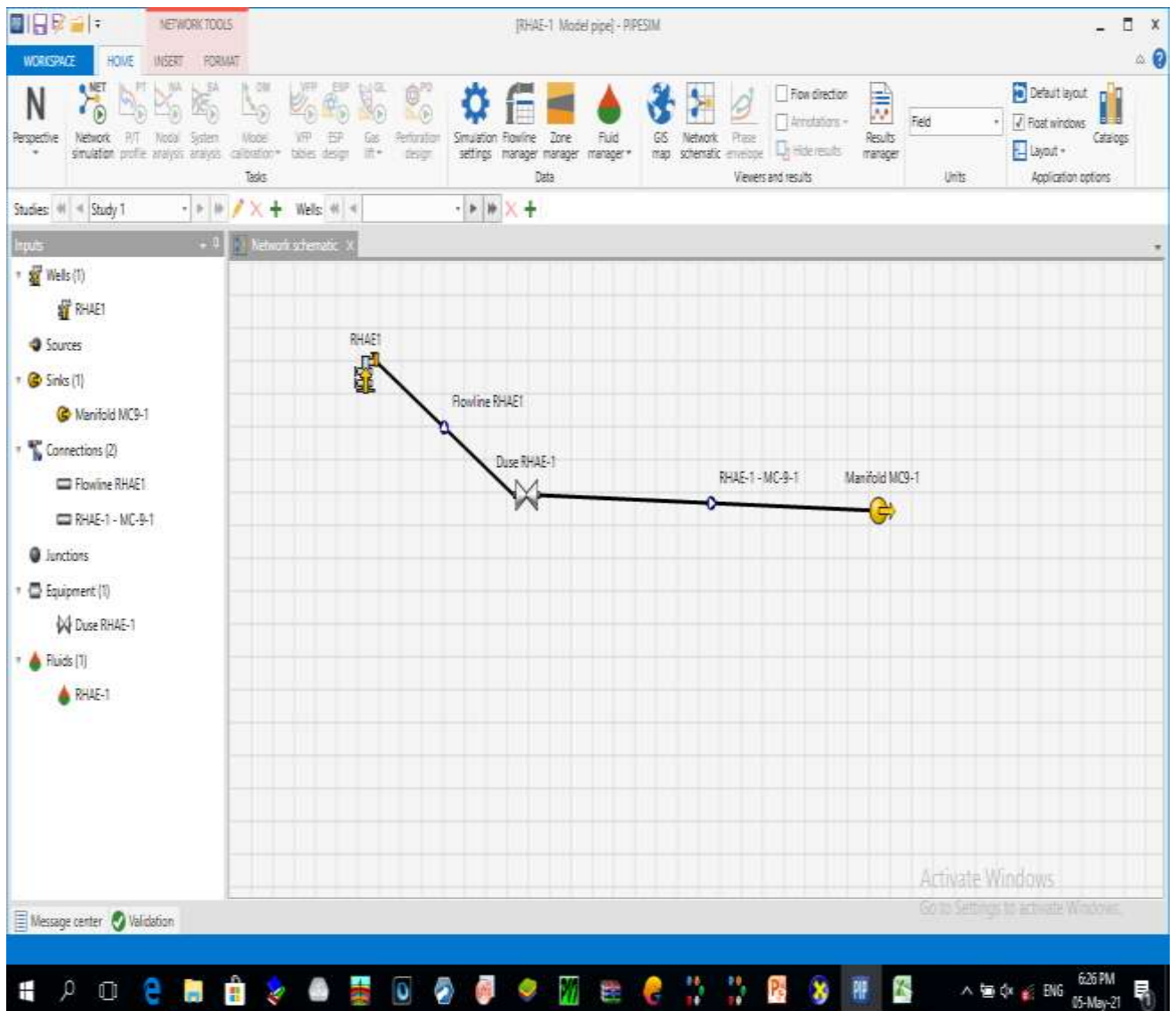


Figure V.2. Le modèle de surface RHAE-1 – MC-9-1.

Nous construisons le modèle puits- Duse – ligne de production – et la jonction au manifold MC-9-1, pour faire les différentes simulations, nous prenons la pression au niveau de manifold MC9-1 comme donnée puisque le manifold est existant : **P (MC9-1) : 1375 psi.**

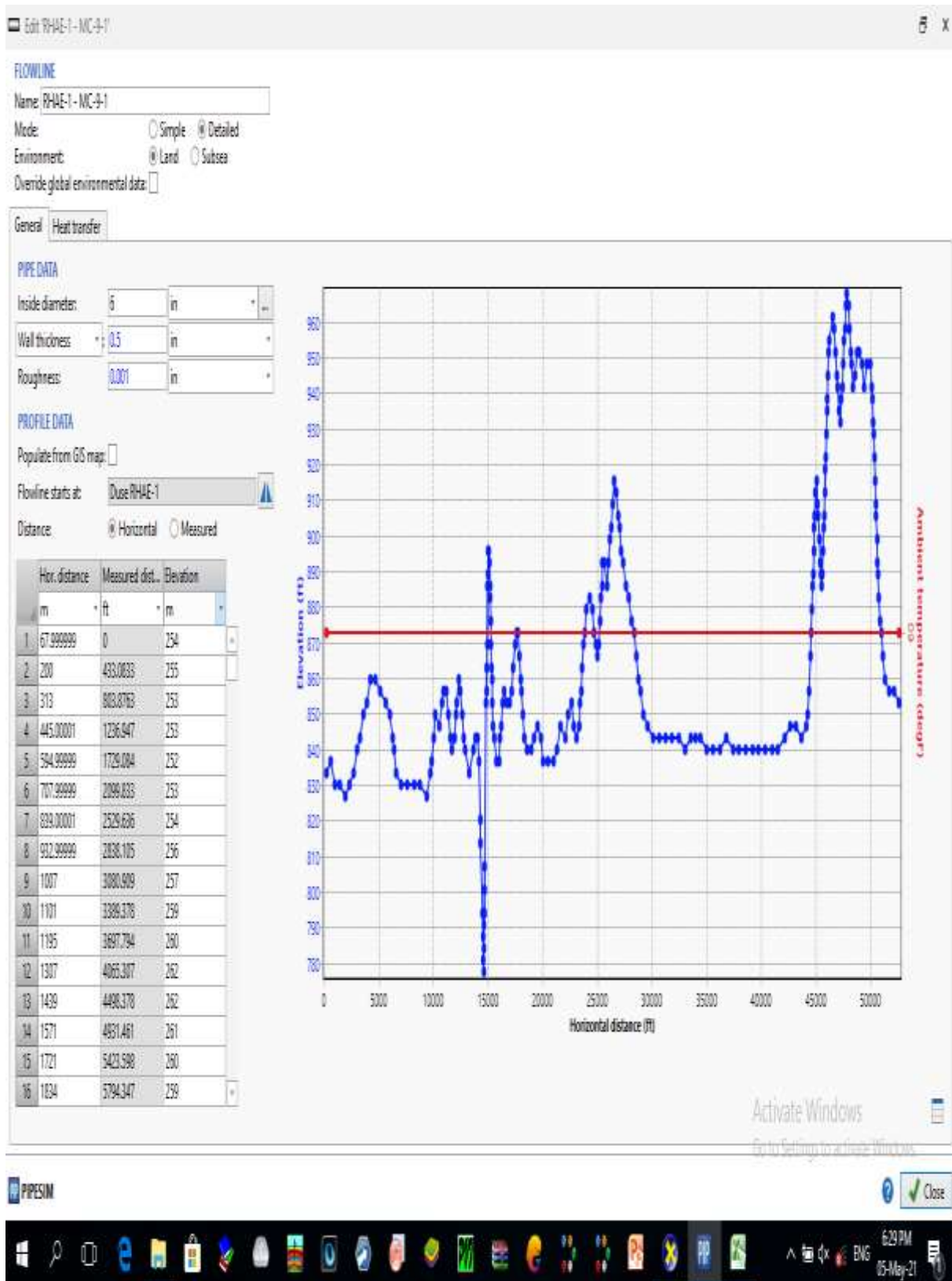


Figure V.3. Le profil en long de la ligne de production RHAE-1 – MC-9-1.

V.1.L'introduction des données du puits

En premier lieu nous avons besoin d'introduire les données du puits que nous trouvons dans la fiche technique, voire (Casing, tubages, packer, ...) comme dans les figures ci-dessous (fig.4et fig.5).

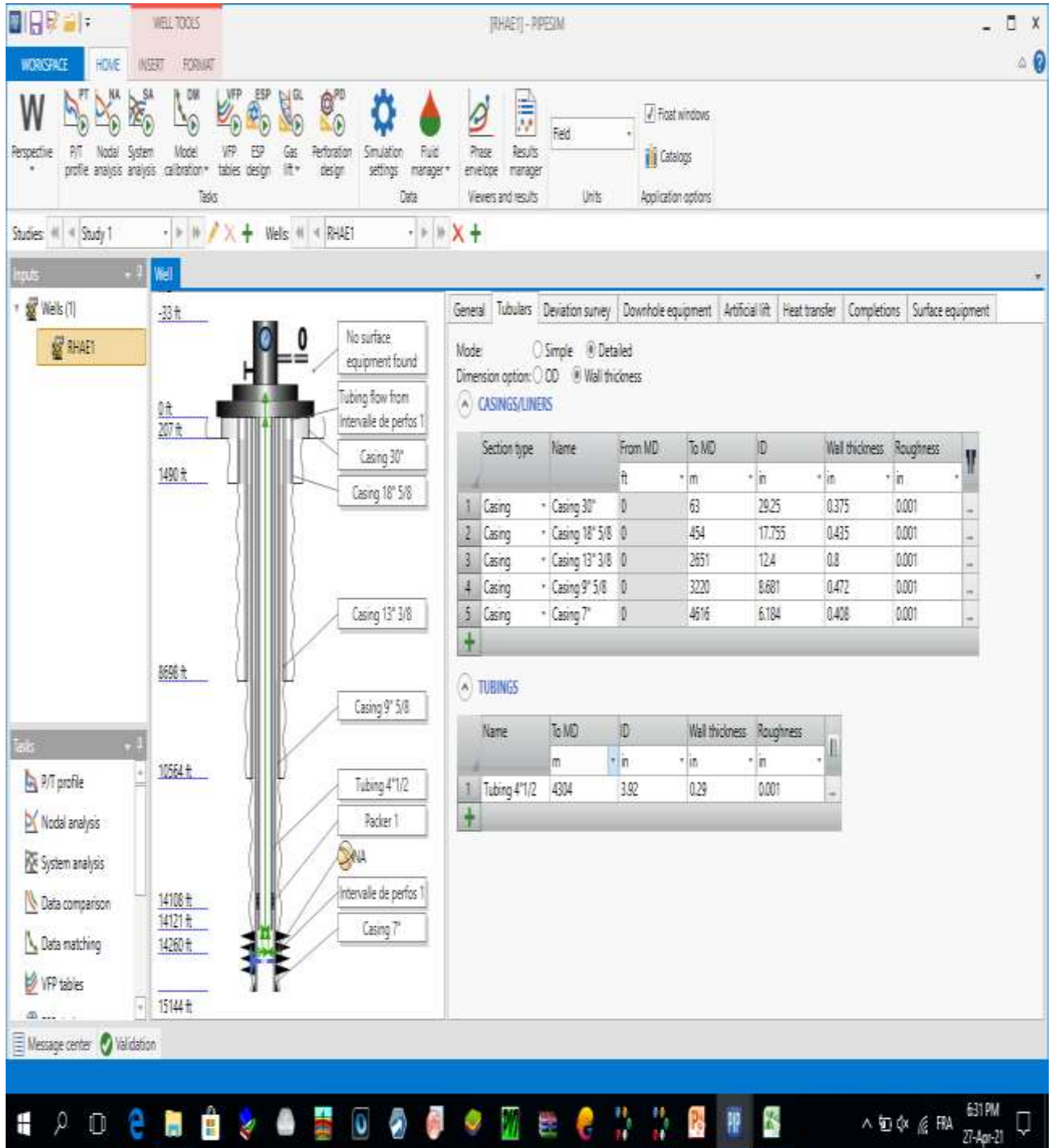


Figure V.4.L'introduction des informations du casing / tubing du puits RHAE-1 dans PIPESIM.

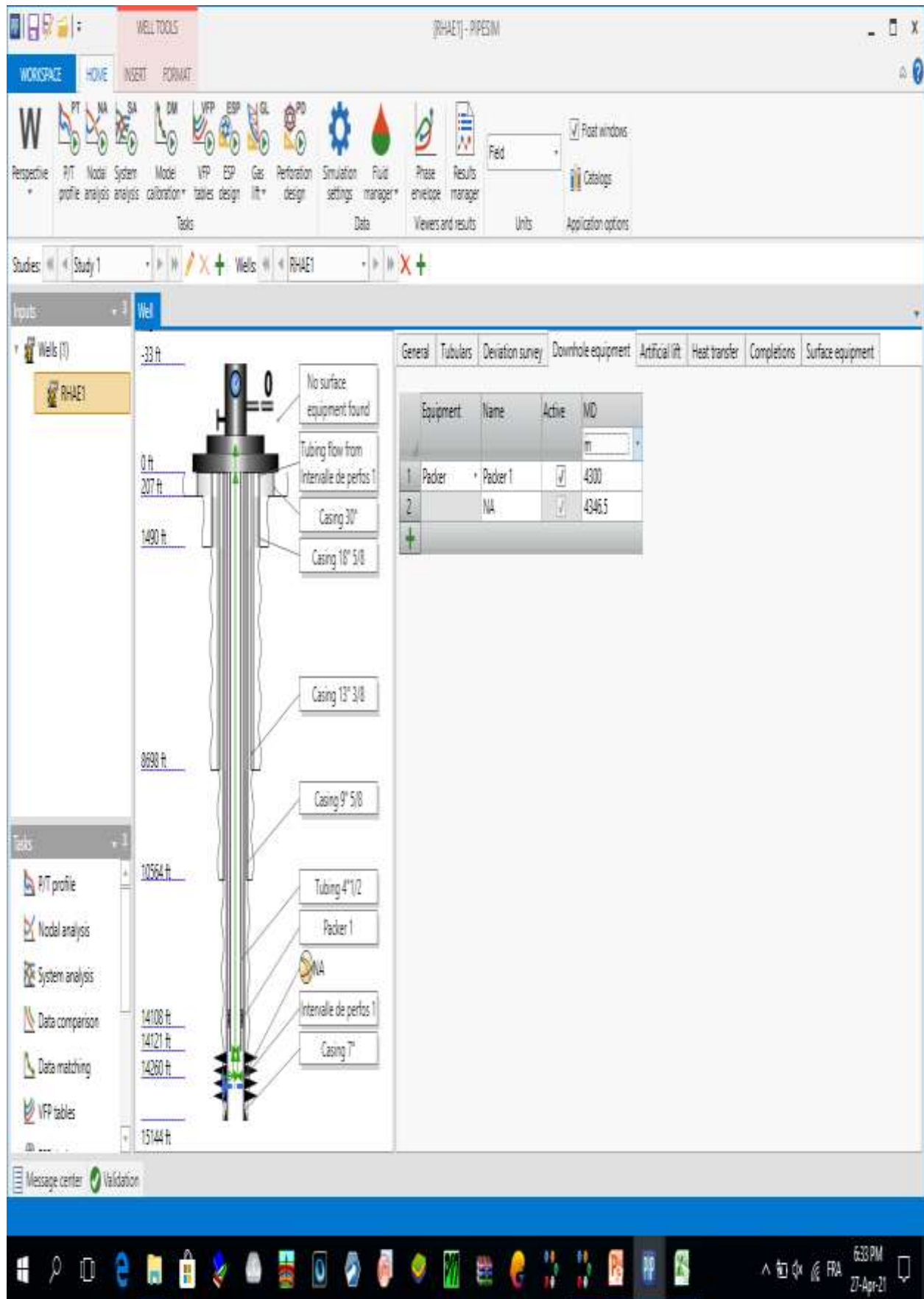


Figure V.5.L' introduction des informations du Packer dans PIPESIM.

V.2. l'introduction des données PVT, et la génération de l'enveloppe des phases

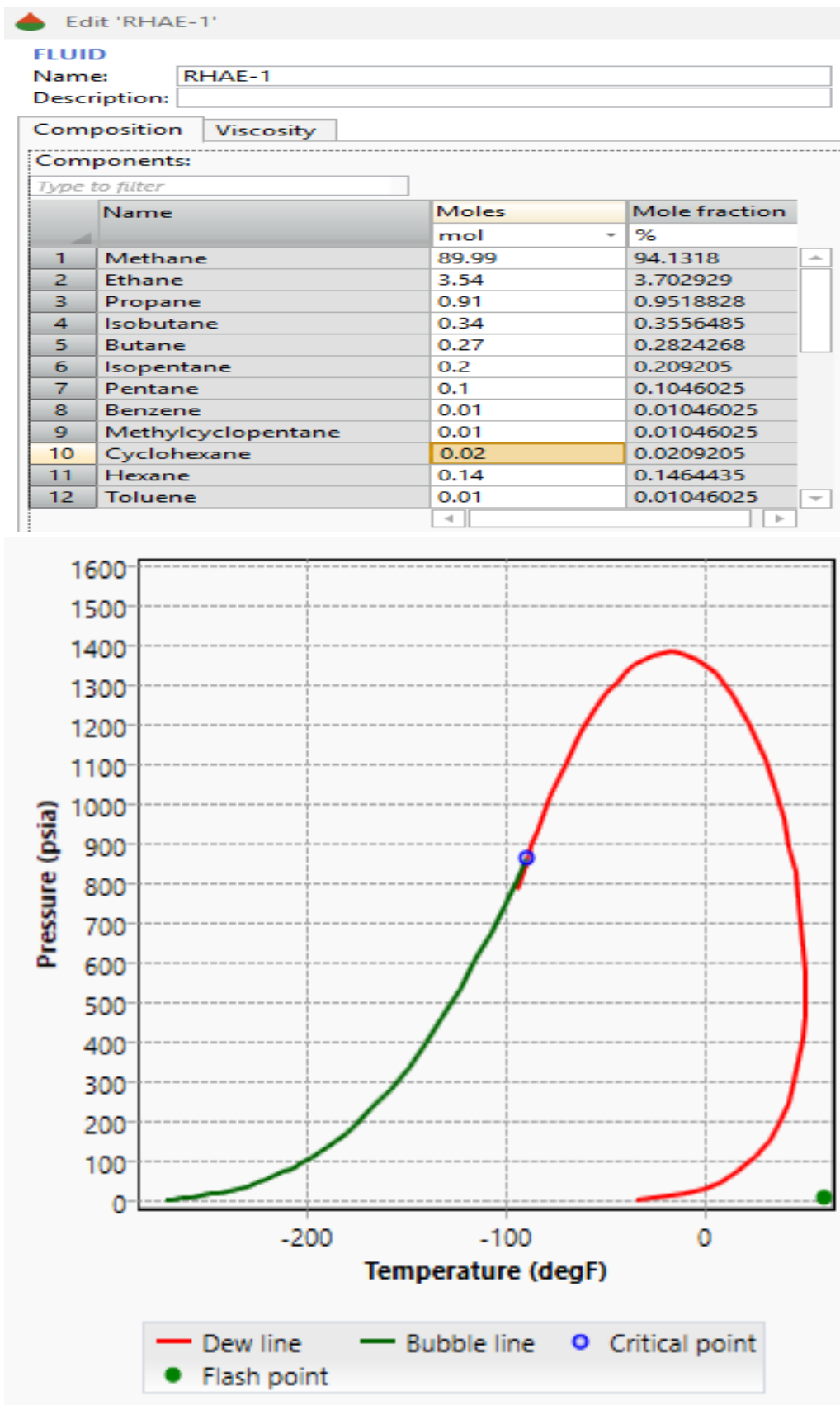


Figure V.6. L'introduction des données PVT.

V.3.La génération de l'équation de l'écoulement souterrain (IPR : inflow performance Relationship)

Afin de générer la relation de l'écoulement souterrain pour le réservoir Silurien M2 du puits RHAE-1 ;

Nous avons besoin d'introduire la pression et la température de réservoir, la côte des perforations ainsi que deux points de mesures dynamiques au minimum (P fond, Q).

Pour cela nous utilisons les résultats du test PFD (pression de fond dynamique) réalisé le du 29/08/2017 au 31/08/2017.

L'équation d'écoulement souterrain dans le milieu poreux générée, doit obligatoirement passer par les trois points de test (voire figure 8), et satisfaire les conditions théoriques pour la méthode choisie (Back pressure, PI, Darcy, Jones,) ;

Avant cela, nous introduisons aussi les données d'un point de mesure (de la journée 30/08/2017) dans « Survey Data Catalog » (figure 7).

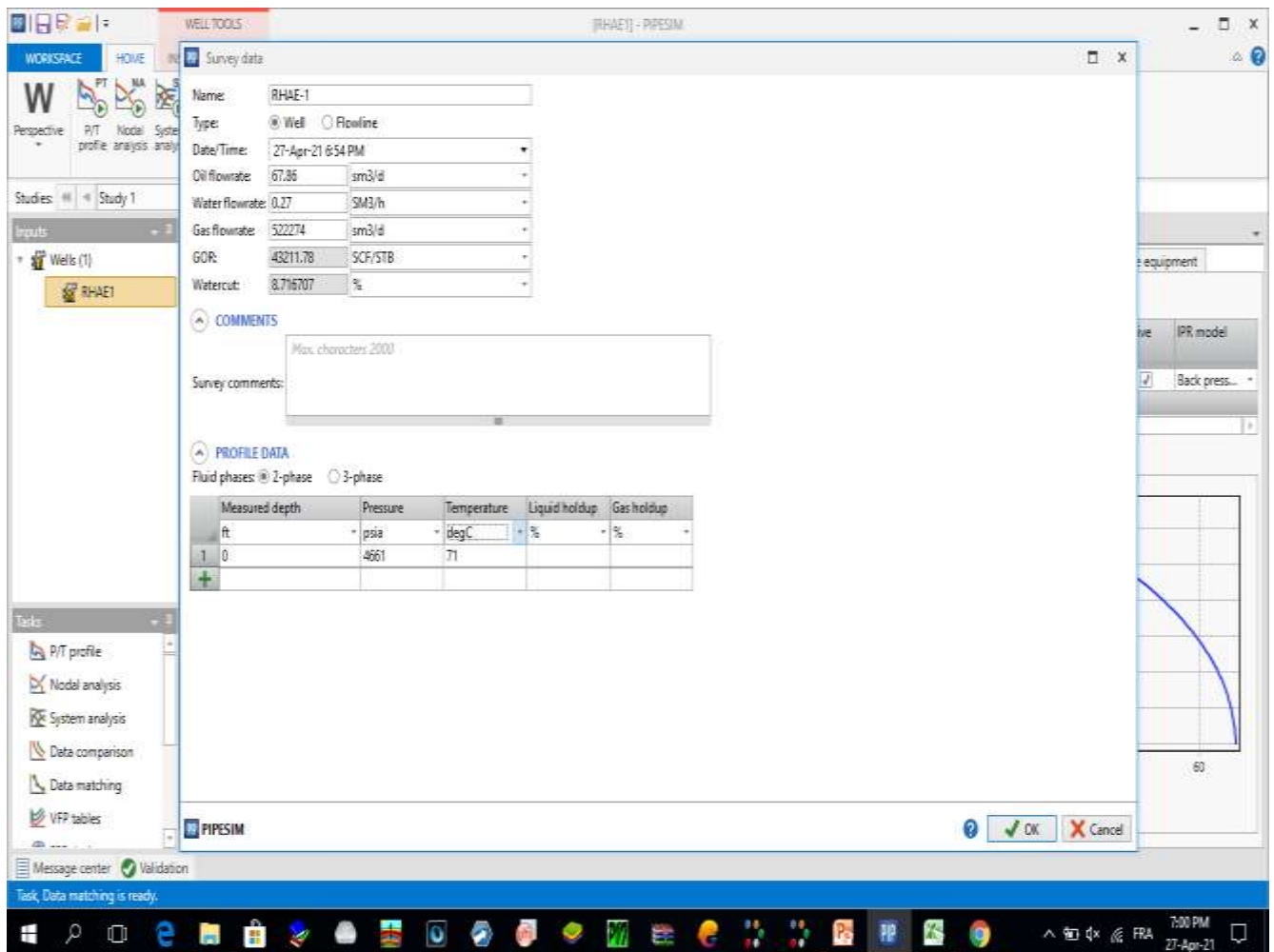


Figure V.7. Les données introduites dans « Survey data catalog ».

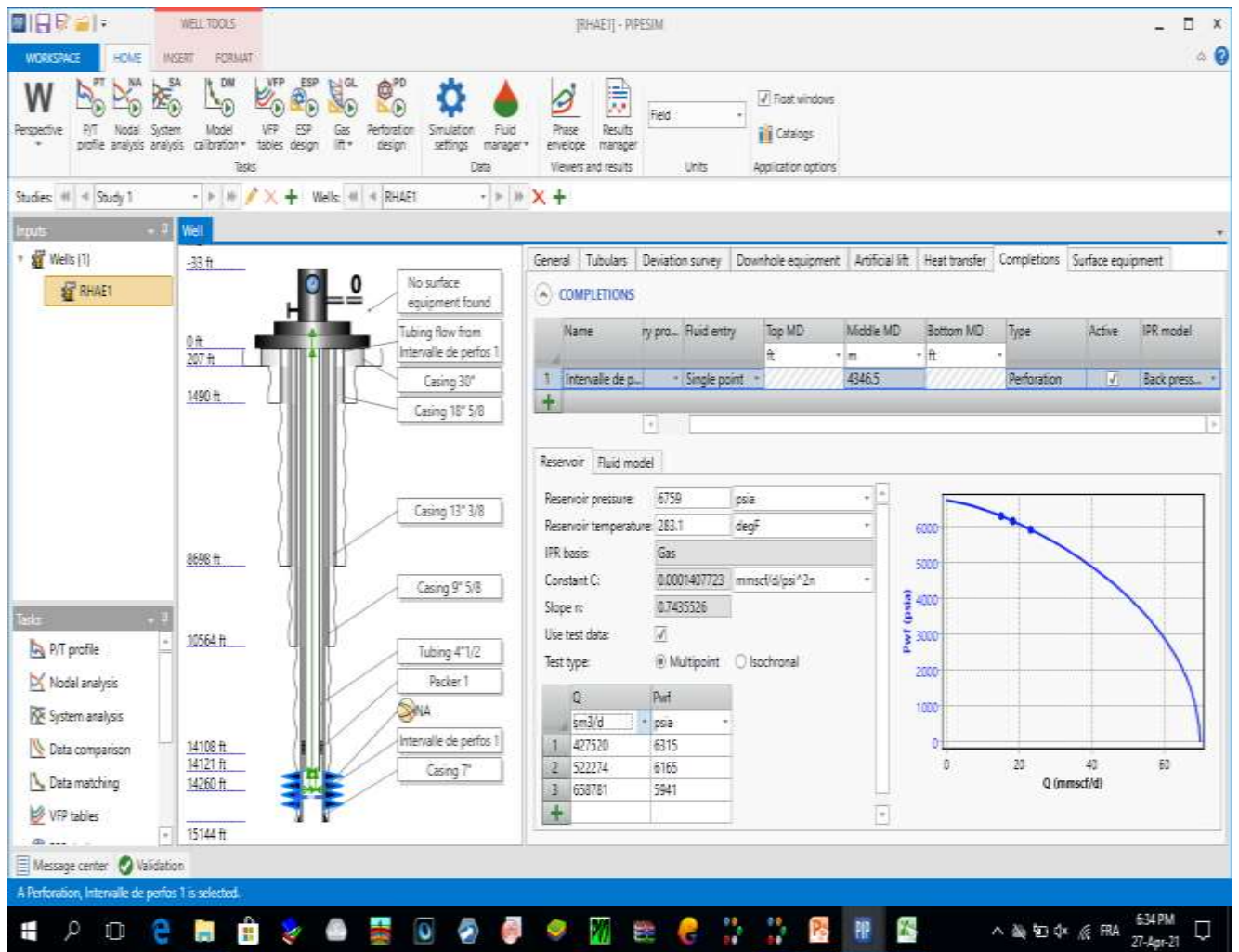


Figure V.8. La génération de l'équation IPR.

V.4. La calibration de l'équation VLP (vertical lift performance)

Après l'introduction de la caractéristique du Tubing (Longueur, rugosité, Diamètre), il ne reste que trouver les pertes de charge générés par l'écoulement entre le réservoir et la tête de puits pour élaborer la VLP.

Plusieurs corrélations ont été développées pour prédire le gradient des pertes de charge dues à l'écoulement bi-phasique dans les puits producteurs, mais il est difficile de trouver quelle corrélation utiliser, vu le nombre de phénomènes complexes (liquid holdup,...)

Donc nous utilisons les corrélations empiriques pour ces deux paramètres en tant que fonctions de variables connues ou pouvant être calculées à partir de données connues.

Pour cela nous devons calibrer l'équation de VLP, nous pouvons prendre un point de mesure (Q, P réservoir, P tête), et calculer le gradient de pression, et donc le liquid Holdup, et comparer avec les corrélations utilisées, et choisir celle qui représente un meilleur Matching (voir les figures ci-dessous) :

- 1- nous avons pris le point de mesure (Pression de réservoir = **6759 psi**, **Q=522274 m³/j**) ; et par les corrélations nous calculons la pression de tête (pression de tête mesurée = **4661 psi**) : (en calculant le gradient de perte de charge et le liquid holdup).

Lorsque la pression mesurée et calculée est égale, nous pouvons considérer que la corrélation représente l'écoulement vertical pour le puits y compris les pertes de charges et le liquidHoldup.

- 2- les corrélations utilisées sont (ANSARI, GOMEZ, MUKHERJEE & Bill (BAKER JARDINEE), AZIZ GOVIER FOGARASI, DUNS & ROS, ...)
- 3- la comparaison entre les corrélations, le meilleur matching est la ligne qui passe (ou proche) du point de mesure.
- 4-dans notre cas, nous avons pris la corrélation AZIZ GOVIER FOGARASI :

Pression de tête calculée = **4660.993 psi**.

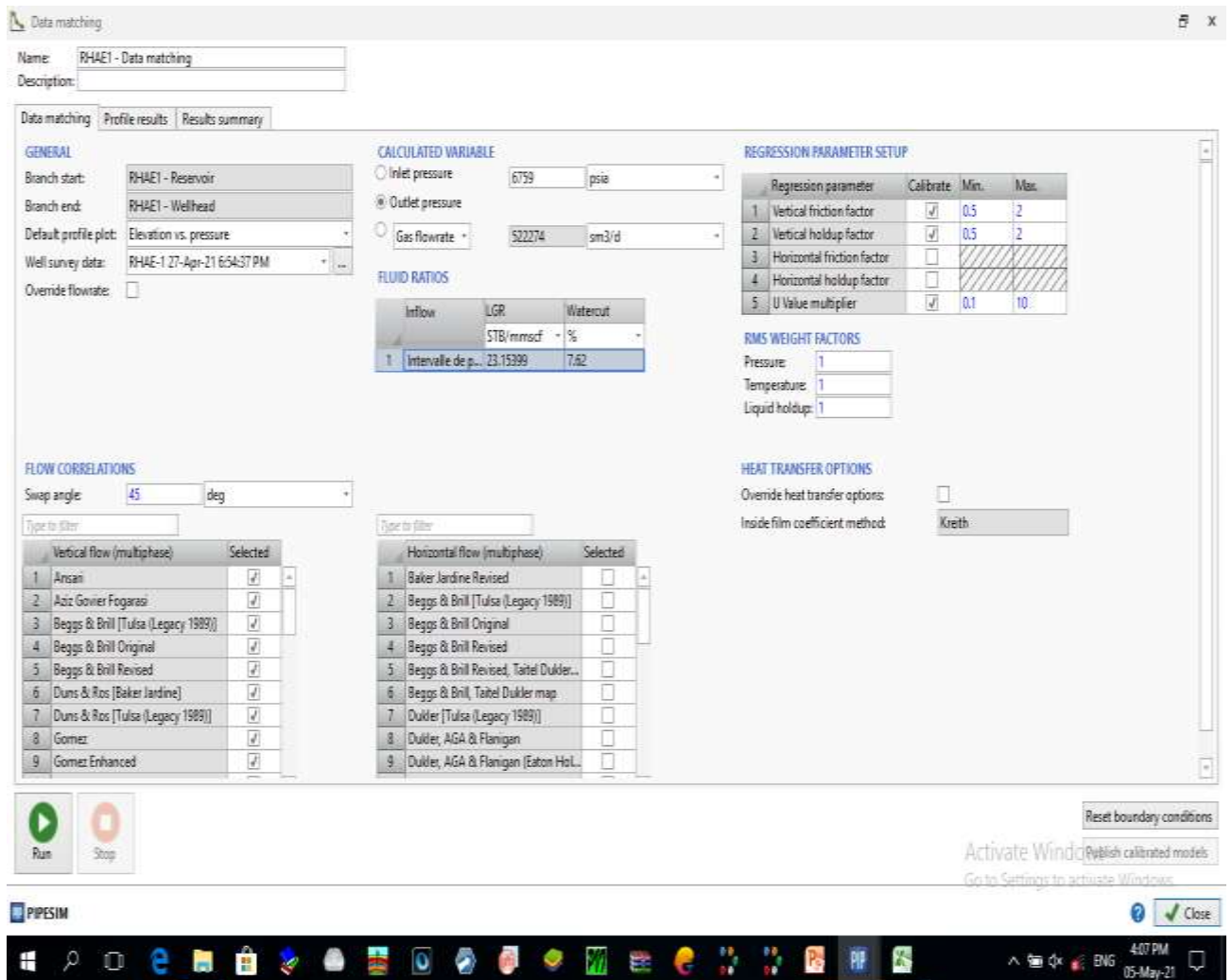


Figure V.9. Le choix des corrélations pour le calcul des pertes de charge et liquid Holdup.

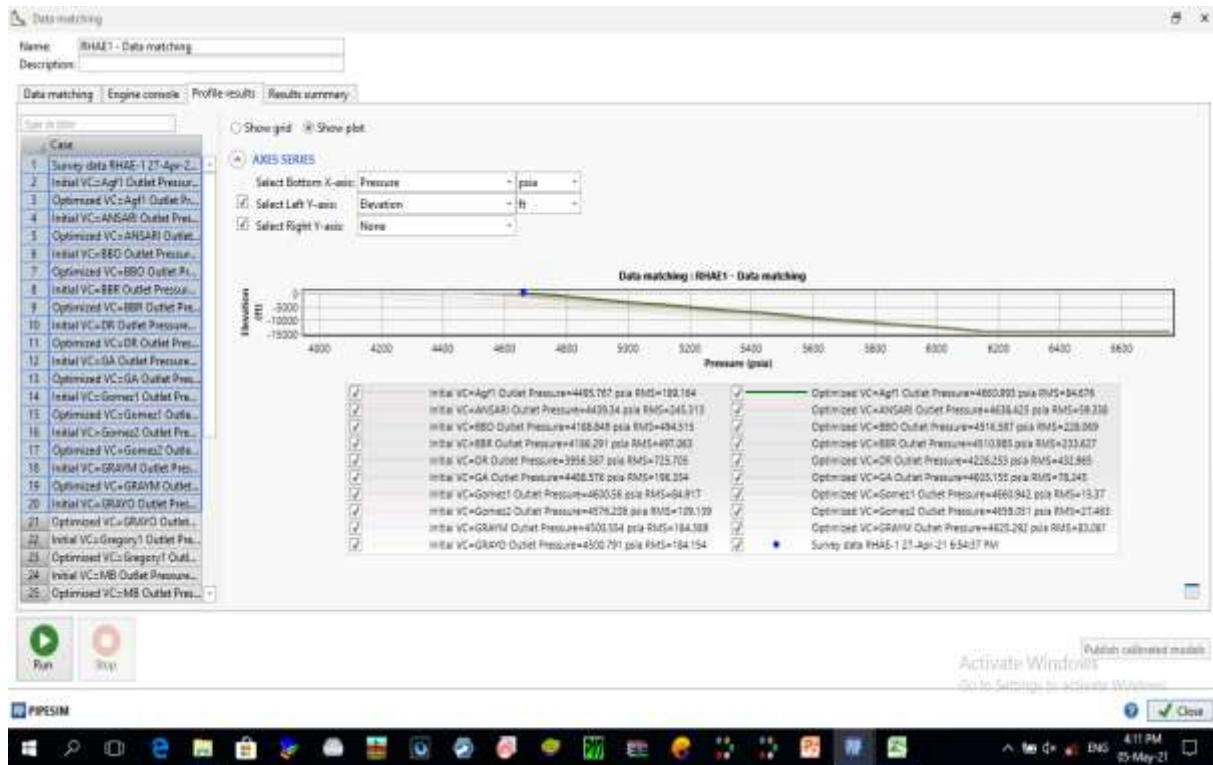


Figure V.10. La comparaison entre les différentes corrélations (profil de pression) et le point de mesure.

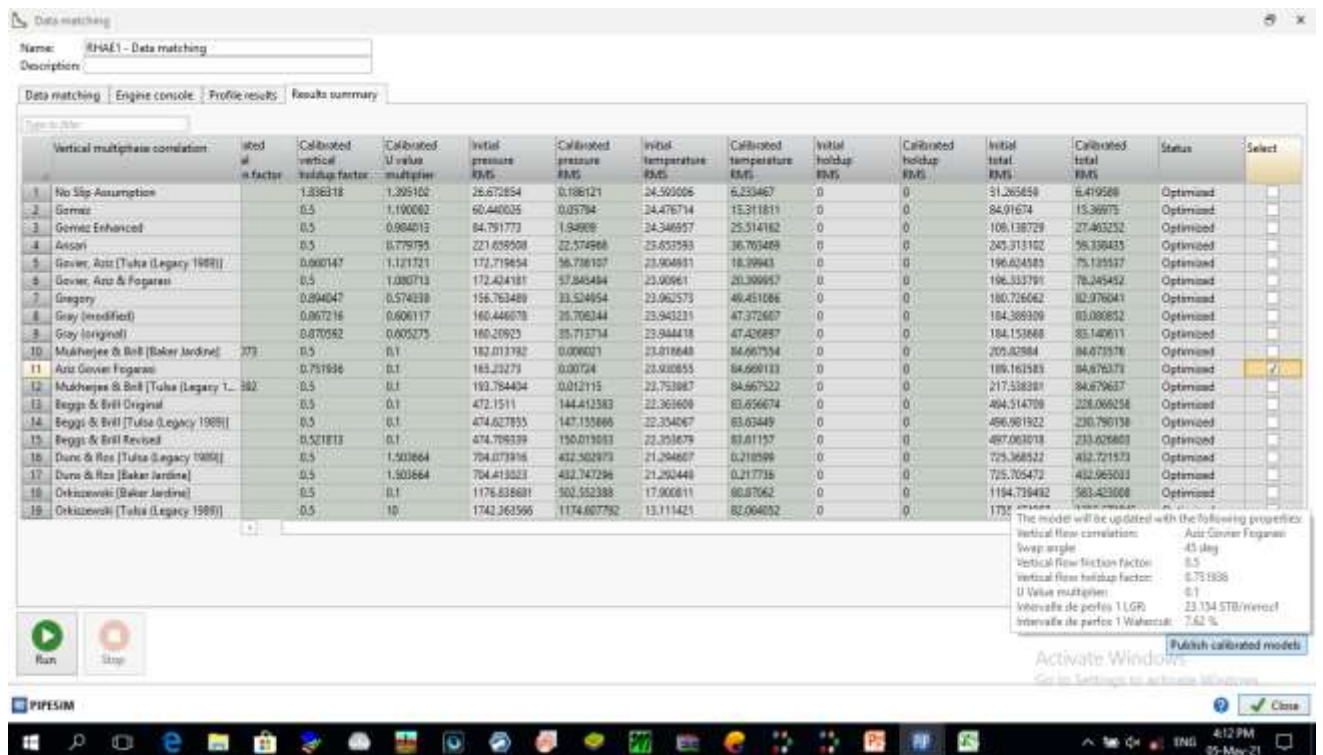


Figure V.11. Résumé des différents paramètres des corrélations de PDC et Holdup.

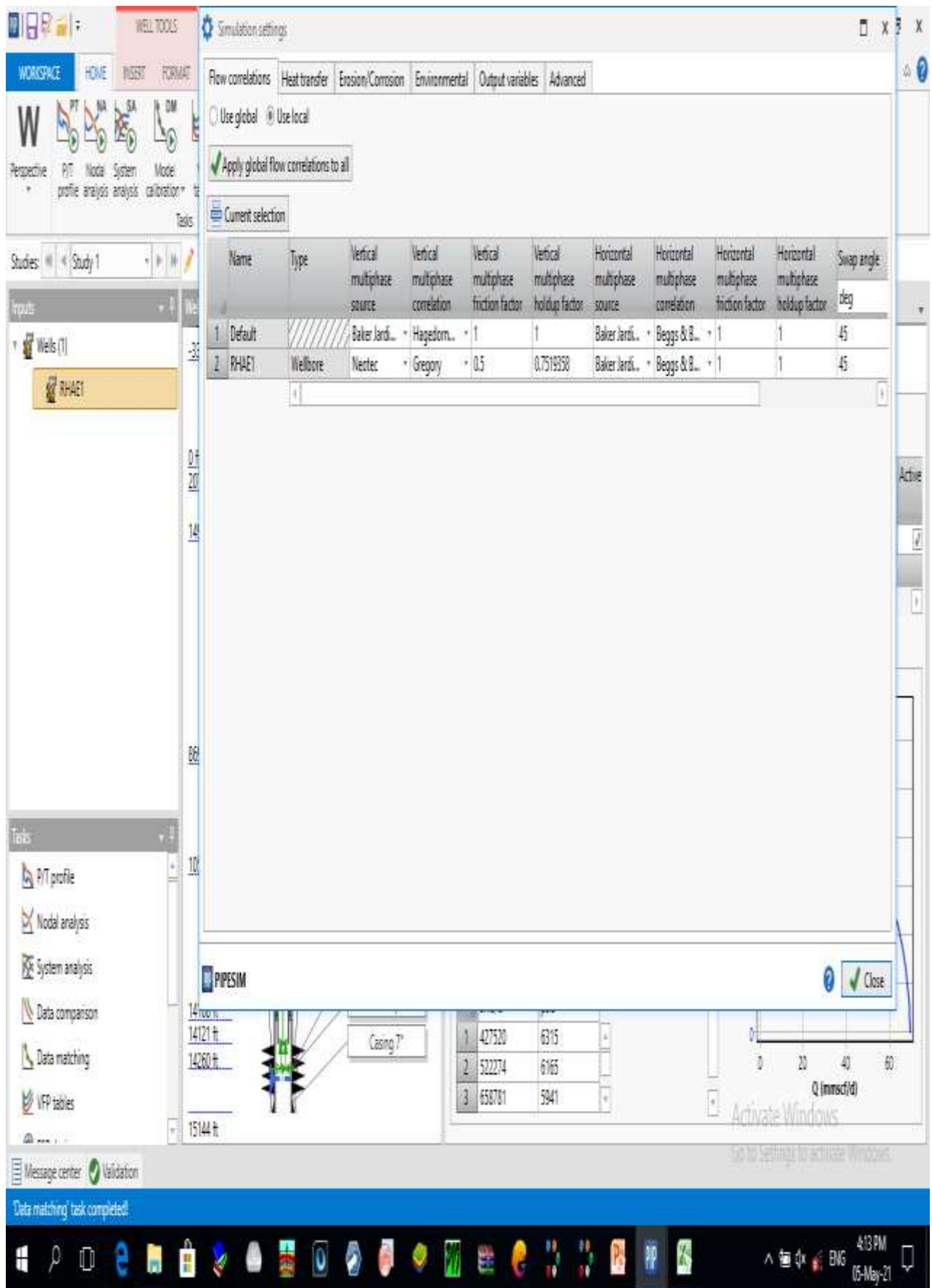


Figure V.12. Les paramètres de la corrélation utilisée pour la génération du VLP.

V.5.le système (IPR-VLP), et la calibration du modèle

- en premier lieu nous définissons les nœuds (fond de réservoir ; tête de puits).
- l'introduction d'un point de mesure (la valeur de pression de tête de puits 1624 psi).

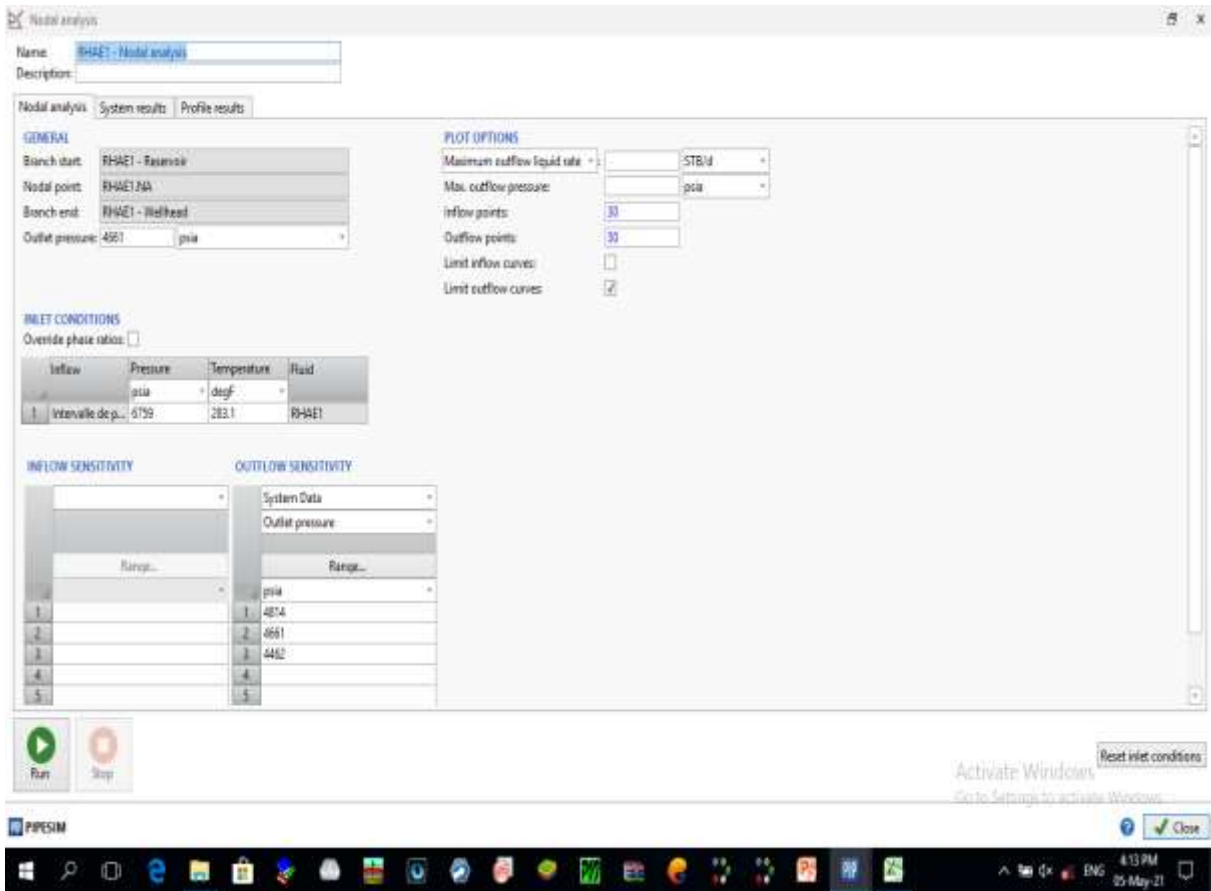


Figure V.13.La définition des nœuds (fond de réservoir, tête de puits).

-Par la suite nous exécutons le modèle élaboré (IPR-VLP),

L'intersection des deux graphes donne les points de fonctionnement

(Pwf =6326 psi, Q=418508 m3/j)

(Pwf =6161 psi, Q=526888 m3/j)

(Pwf =5955 psi, Q=648954 m3/j)

Ces valeurs ne sont pas loines des points des valeurs mesurées :

Date	Duse	WHP (Psi)	Valeurs expérimentales		Valeurs simulées		% D Q	% D PFD
			Q (m3/j)	PFD (psi)	Q (m3/j)	PFD (psi)		
31/08/2017	32/64	4462	658781	5941	648954	5955	1,49	-0,24
30/08/2017	28/64	4661	522274	6165	526888	6161	-0,88	0,06
29/08/2017	24/64	4814	427520	6315	418508	6326	2,11	-0,17

Donc le modèle est **Calibré** ;

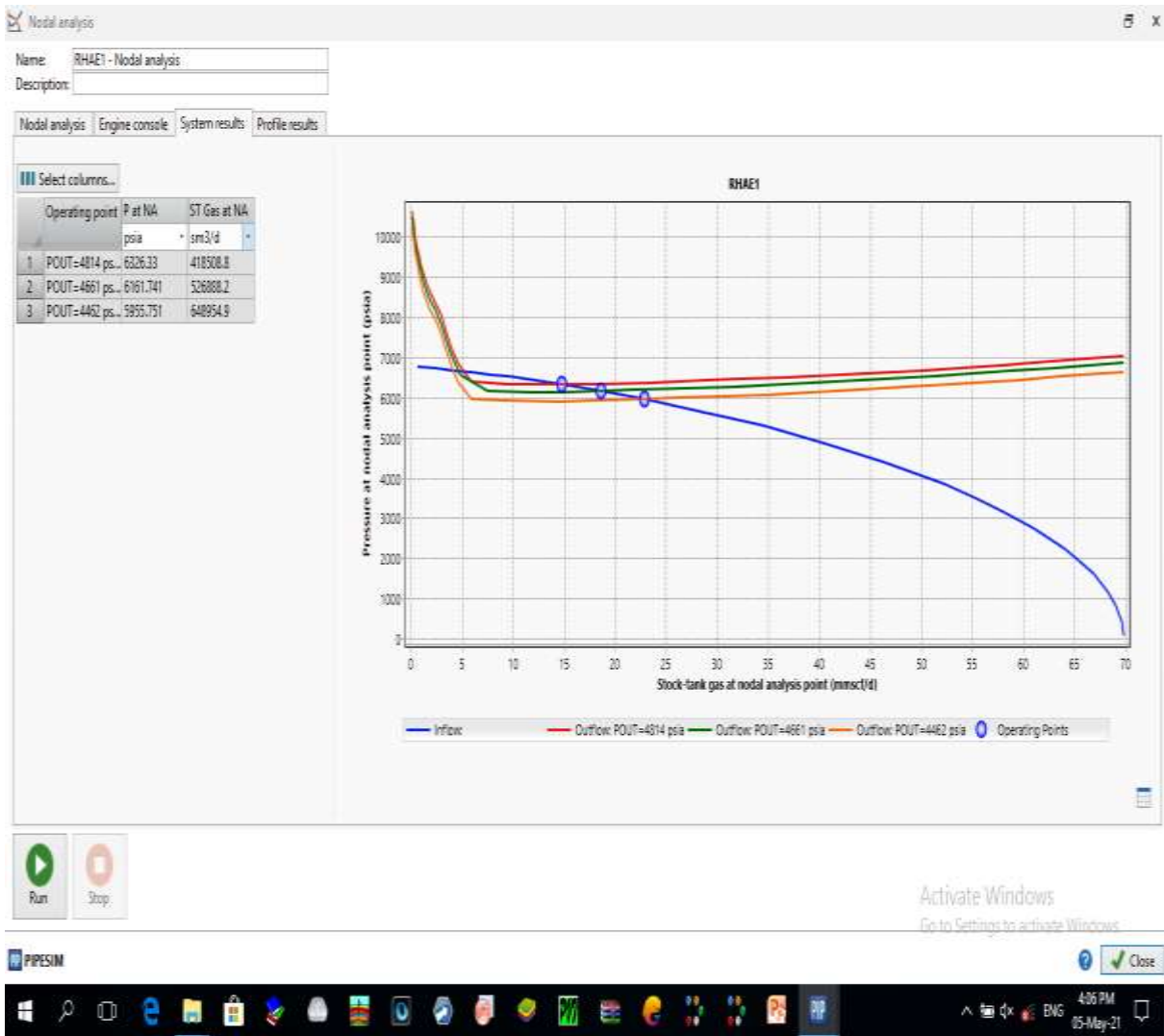


Figure V.14. L'exécution du modèle et les résultats obtenus (P, Q) des points de mesure.

NB : le modèle a été calibré et calé à la fois en utilisant les 3 points de mesures (en introduisant les trois valeurs de pression de tête $P_{tête} = 4814 \text{ psi}$, 4661 Psi , 4462 psi) dans la fenêtre OUTFLOW SENSIVITIY) ;

-Le modèle IPR utilisé est Back Pressure avec : Slope n : 0.7435526
 Constant C : 0.0001407723MMscf/d/psi²ⁿ

$$Q = C * (P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

-Le modèle VLP utilisé AZIZ GOVIER FOGARASI :

Friction Factor: 0.5

Vertical multiphase Holdup factor: 0.7519358

V.6.L'Optimisation des paramètres de production

Une fois le modèle est calibré, nous pouvons intervenir pour étudier l'influence de chaque paramètre de production (sensitivité), Dans notre cas nous allons étudier l'influence sur la production des paramètres suivant :

- diamètre de tubing (les diamètres OD (en Inches) étudiés sont :

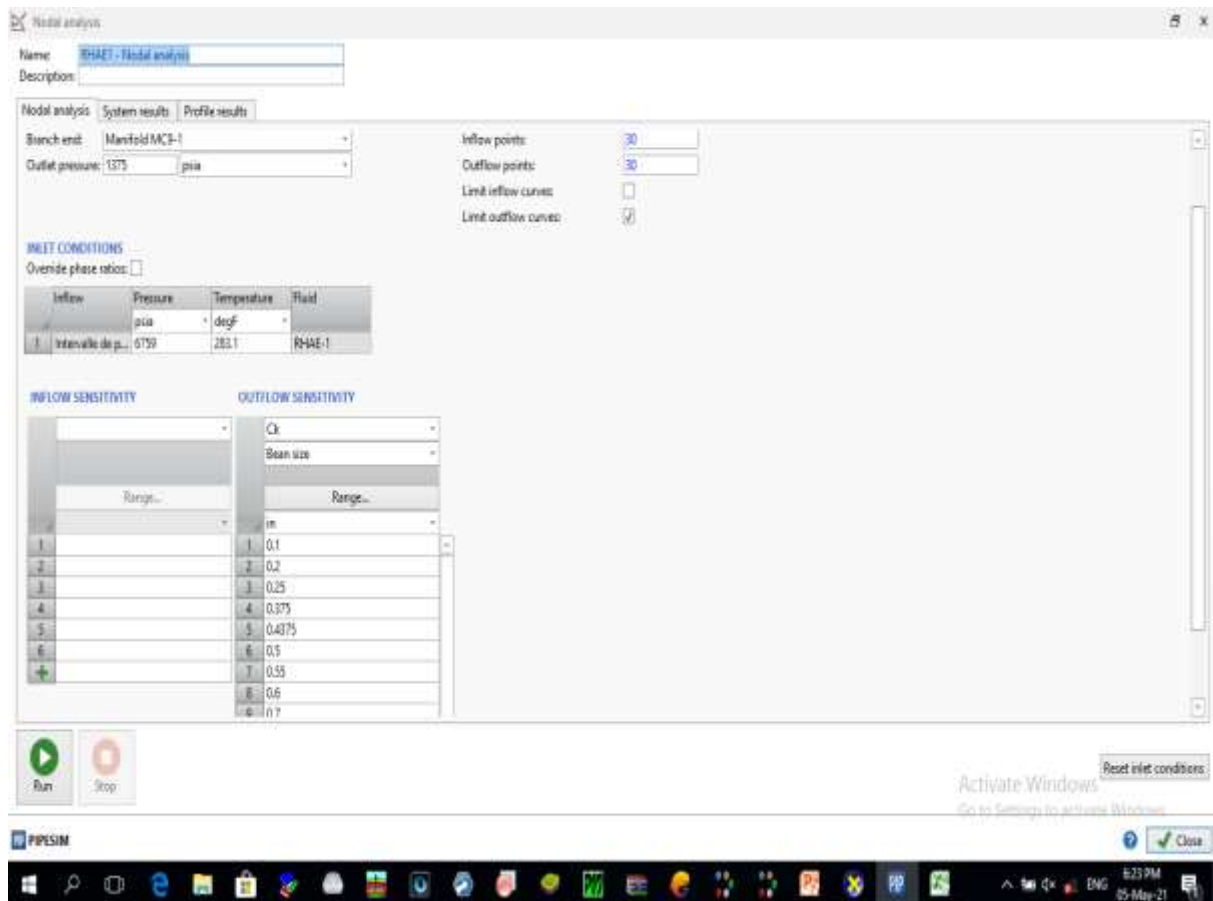
OD (in)	5''	4''1/2	4''	3''1/2	2''7/8
ID (in)	4	3.92	3.34	2.75	1.995

- La Duse de production optimale ;

- le diamètre de la ligne de production ;

-la pression de réservoir (2578 ,2500 et 2400 psi) : pour voir l'influence du déclin de réservoir sur la production.

Nous présentons les résultats de sensibilité dans les figures ci-dessous :



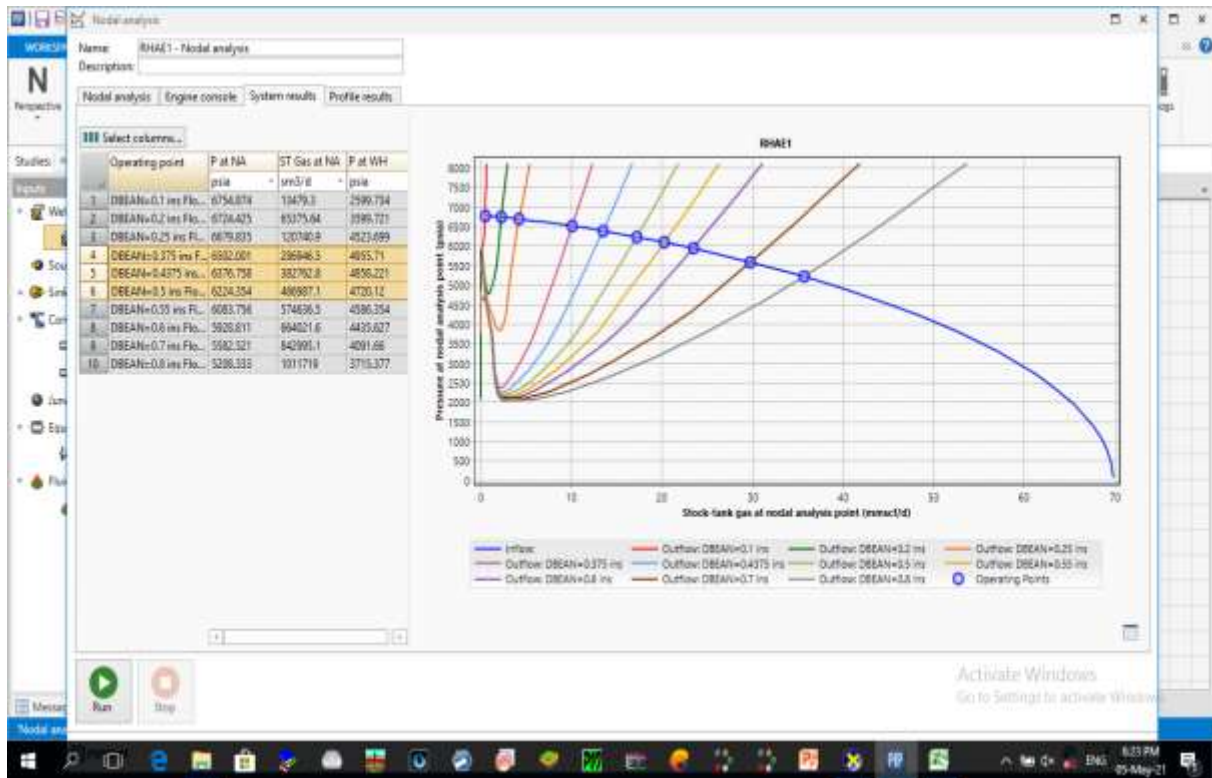


Figure V.15. Résultats de sensibilité de l’ouverture de la duse.

Nous remarquons que plus l’ouverture de la duse augmente plus le débit augmente, et la pression de fond diminue significativement, ainsi que la pression de tête

La duse optimale est celle qui donne une pression de tête et de réservoir élevées relativement (pour pouvoir acheminer le fluide jusqu’à l’unité de traitement), avec un bon débit est la duse **D=0.4375 : (28/64)**, générant un bon débit, et une pression de fond dynamique pas trop loine de celle de pression de réservoir, ainsi qu’une pression de tête élevée (**4757 Psi**).

V.7.L’optimisation du diamètre du tubing

Une fois la duse optimale est choisie, nous procédons au choix du diamètre optimale du tubing en utilisant les paramètres de la duse optimale (P tête = 4661 psi).

Nodal analysis

Name: RHAET - Nodal analysis

Description:

Nodal analysis: System results Profile results

GENERAL

Branch start: RHAET - Reservoir

Nodal point: RHAETNA

Branch end: RHAET - Wellhead

Outlet pressure: AM1 psia

PLOT OPTIONS

Maximum outflow liquid rate: STB/d

Max. outflow pressure: psia

Inflow points: 30

Outflow points: 30

Limit inflow curves:

Limit outflow curves:

INLET CONDITIONS

Override phase ratios:

Inflow	Pressure	Temperature	Fluid
1	psia	degF	RHAET

INLET SENSITIVITY

OUTFLOW SENSITIVITY

Tubing 4 1/2" inside diameter

	Range...		Range...
1		in	4
2			3.92
3			3.34
4			2.75
5			1.995

Run Stop

Reset inlet conditions

PIPESIM

Activate Windows

Go to Settings to activate Windows.

4:16 PM 05-May-21

Nodal analysis

Name: RHAET - Nodal analysis

Description:

Nodal analysis Engine console System results Profile results

Select columns:

Operating point	P at NA	ST Gas at NA
	psia	sm ³ /d
1	DIAMETER=4 ins RL 6750.039	330490.1
2	DIAMETER=3.92 ins 6761.828	326623.6
3	DIAMETER=3.34 ins 6220.044	401907.3
4	DIAMETER=2.75 ins 6952.226	400325.8
5	DIAMETER=1.995 ins 6773.207	225793.4

Pressure at nodal analysis point (psia)

Stock tank gas at nodal analysis point (sm³/d)

Legend:

- Inflow: (blue line)
- Outflow: DIAMETER=4 ins (red line)
- Outflow: DIAMETER=3.92 ins (green line)
- Outflow: DIAMETER=3.34 ins (orange line)
- Outflow: DIAMETER=2.75 ins (purple line)
- Outflow: DIAMETER=1.995 ins (blue line)
- Operating Points (blue circles)

Run Stop

PIPESIM

Activate Windows

Go to Settings to activate Windows.

4:15 PM 05-May-21

Figure V.16. Résultats de sensibilité du diamètre du tubing.

Les petits diamètres de tubing génèrent une bonne pression de fond dynamique mais un faible débit $< 500.000 \text{ m}^3 / \text{j}$, en comparant avec les diamètres 5'' et 4'' $\frac{1}{2}$, mais ces deux derniers génèrent un bon débit, et une pression de fond dynamique acceptable (inférieur de 400 psi par rapport à la plus grande valeur de pression de fond dynamique (celle de 2'' $\frac{7}{8}$), mais plus que le double du débit pour ce diamètre).

Le diamètre 4'' $\frac{1}{2}$, est plus disponible que le 5'' sur le marché et moins couteux, donc il est choisi comme le diamètre optimal du tubing.

V.8.L'optimisation du diamètre de la ligne de production RHAE-1 – MC-91

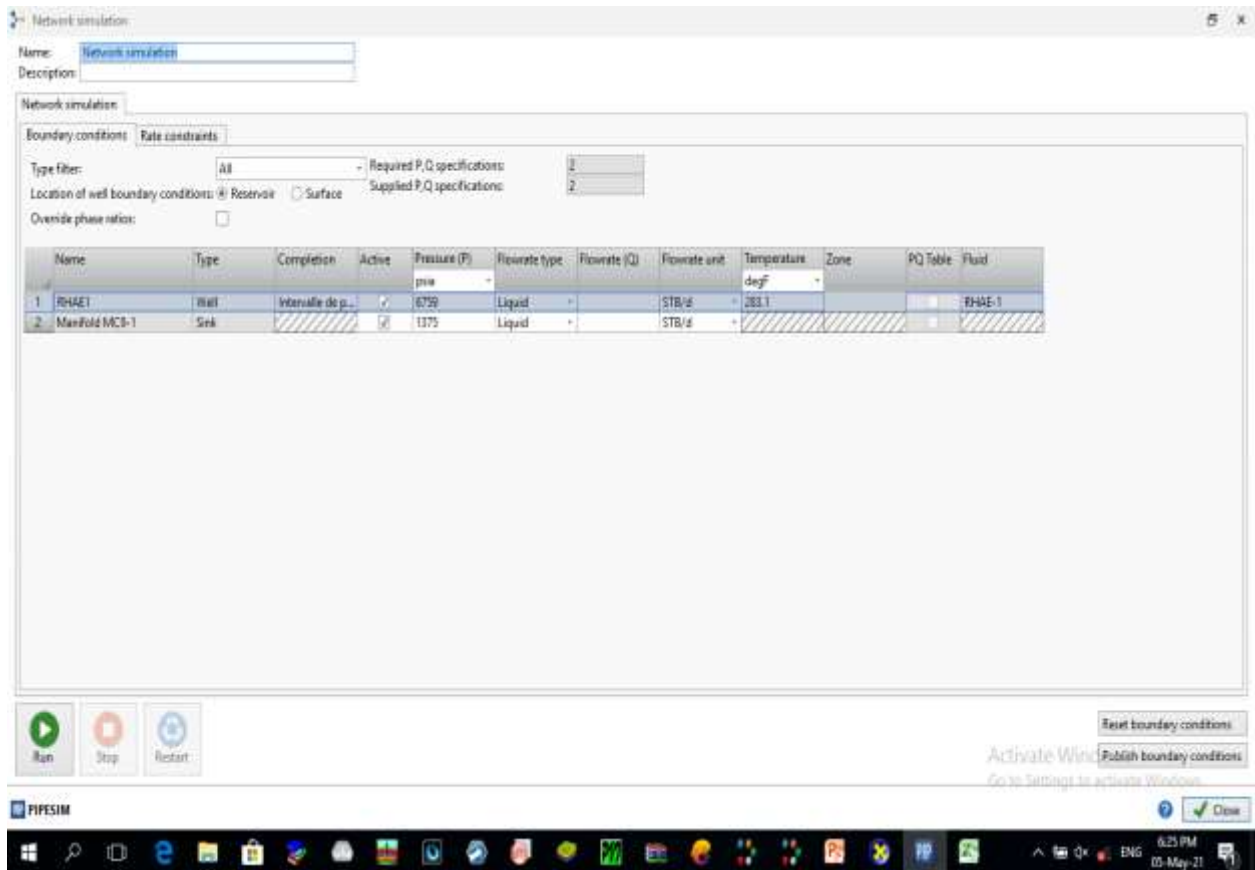


Figure V.17 .Représente l'optimisation du diamètre de la ligne de production RHAE-1-MC-91.

Le diamètre des pipes à simuler sont : 3'', 4'', et 6''.

La simulation de l'écoulement avec ligne de production de 3''

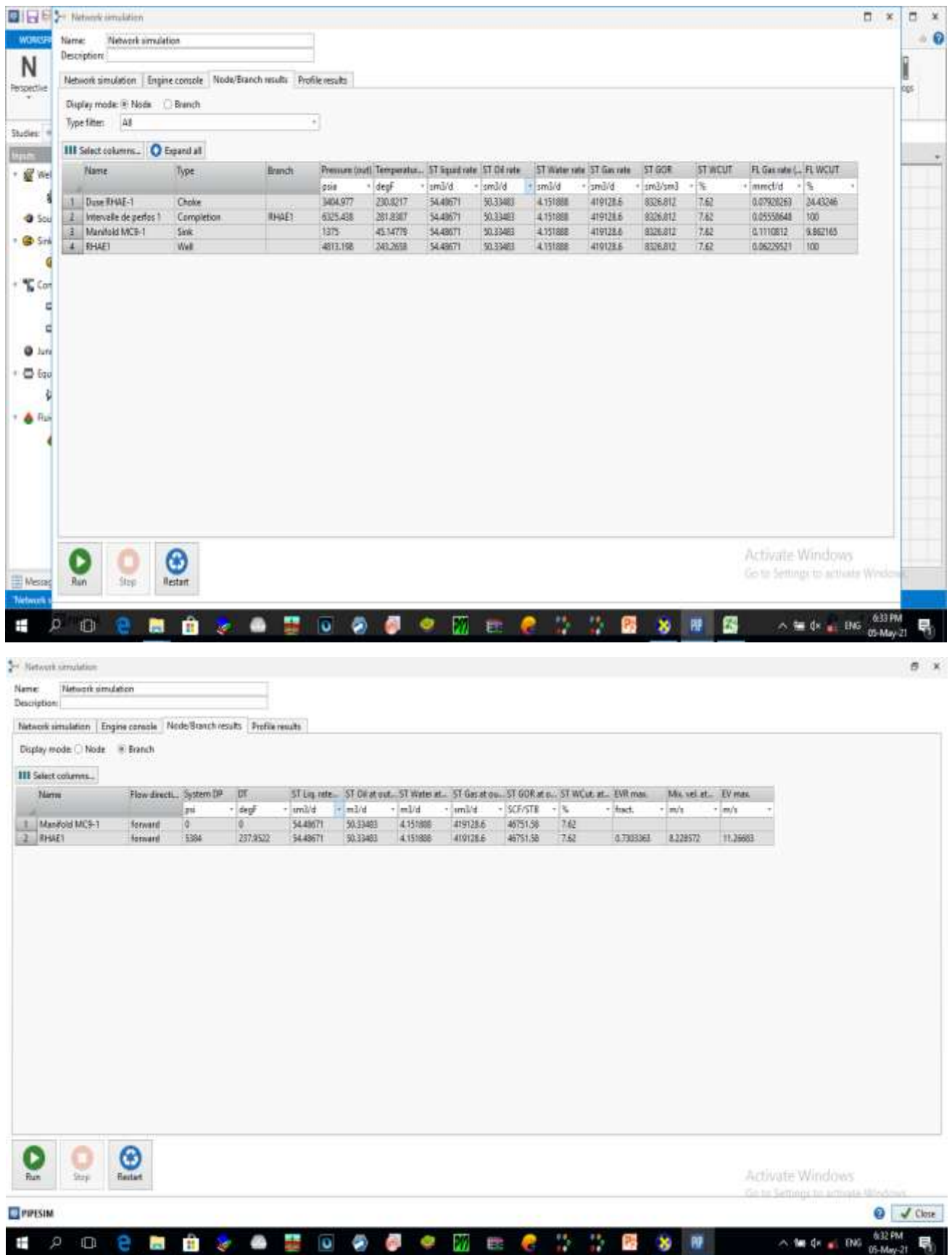


Figure V.18. Résultat de la simulation de l'écoulement avec ligne de production de 3''.

La simulation de l'écoulement avec ligne de production de 4''.

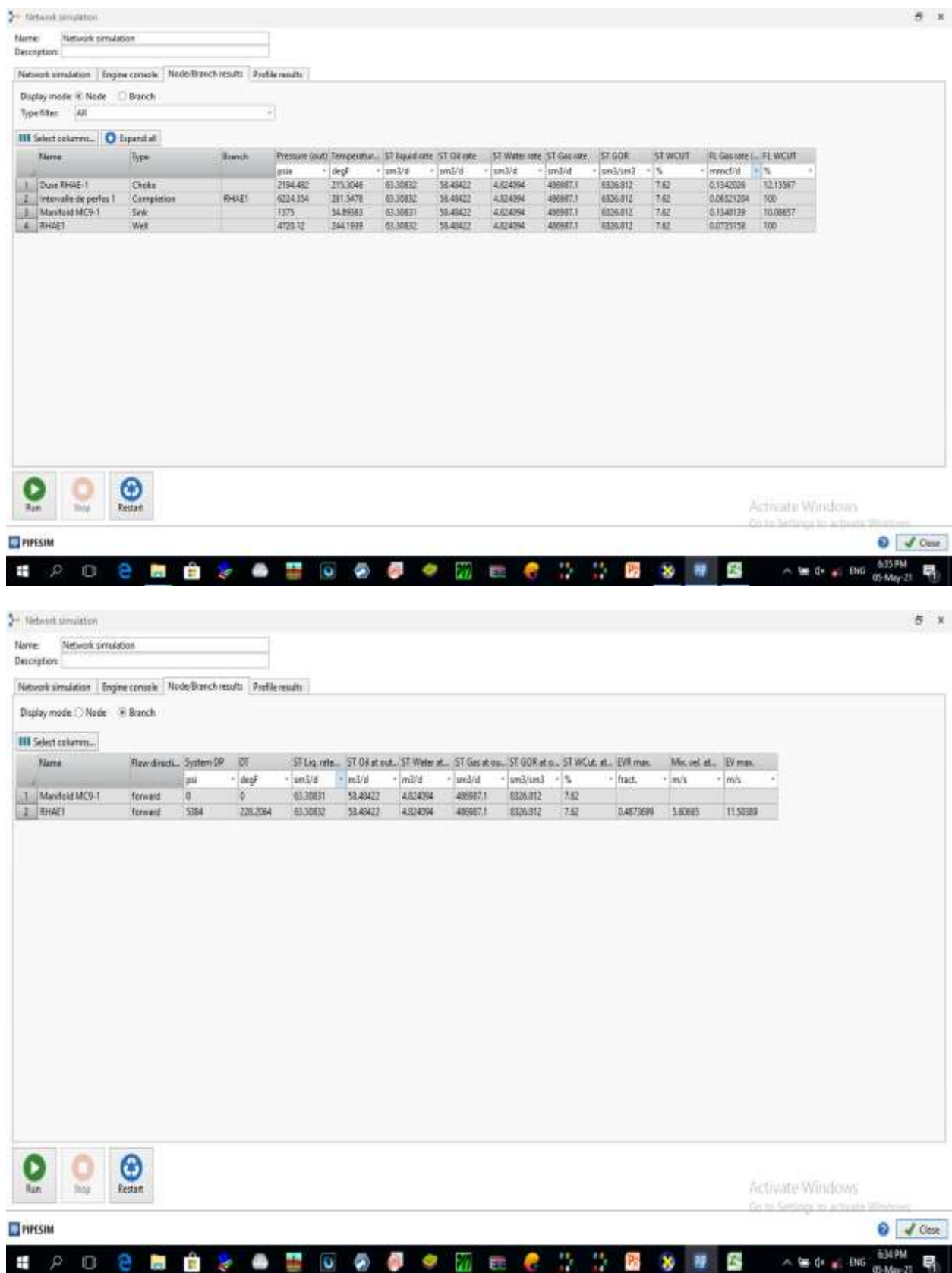


Figure V.19. Résultat de la simulation de l'écoulement avec ligne de production de 4''.

La simulation de l'écoulement avec ligne de production de 6''.

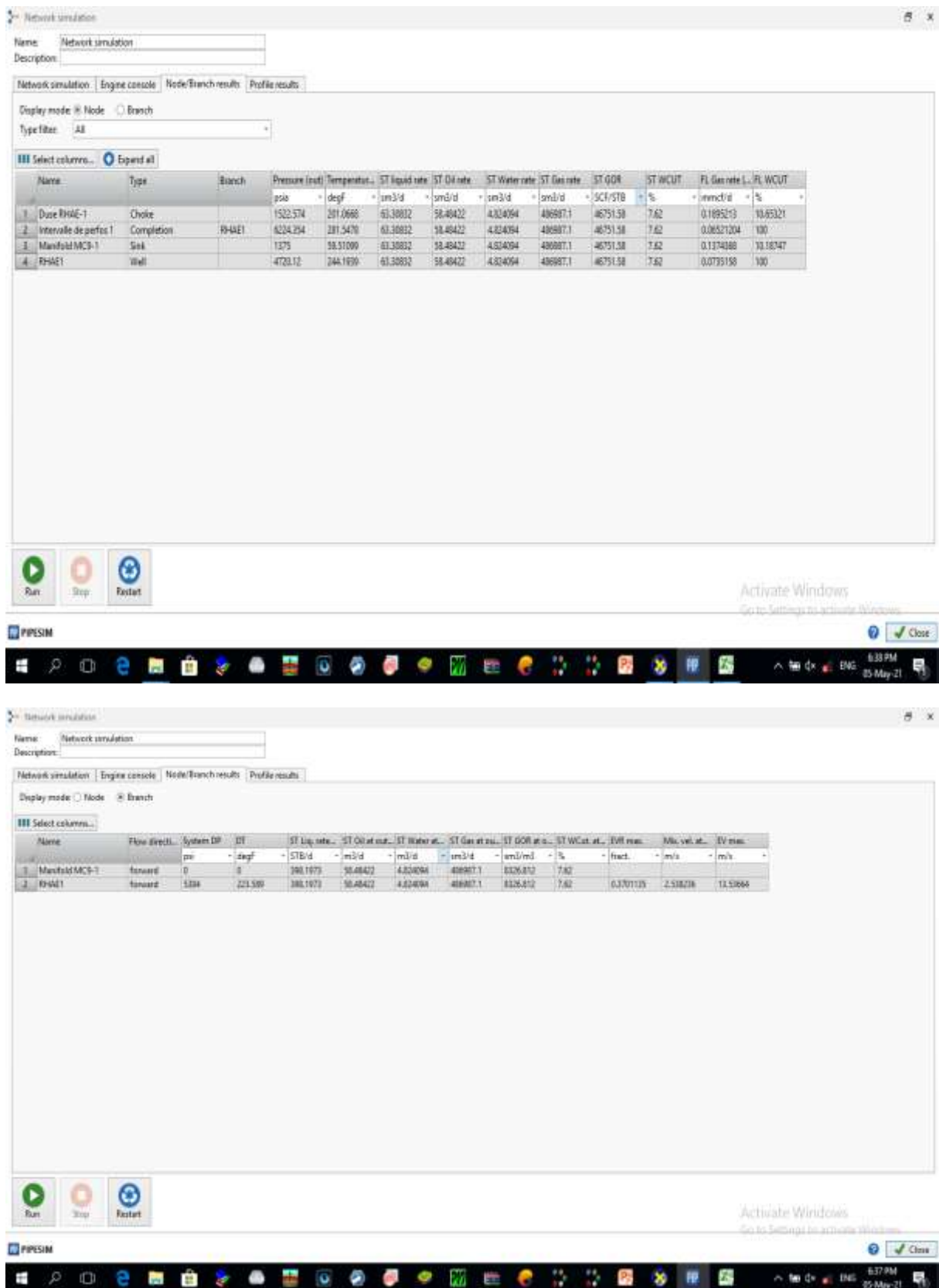


Figure V.20. Résultat de la simulation de l'écoulement avec ligne de production de 6''.

Les valeurs acceptables d'EVR (Erosional Velocity Ratio) sont $EVR < 0.5$, l'optimal c'est d'avoir un $EVR < 0.5$ et des vitesses de 14 à 15 m/s.

Par conséquent le scénario de la ligne de production 3'' est rejetée ($EVR = 0.75$)

Les diamètres retenus sont :

- 6'' qui génère une pression de ligne = 1522 psi, (environ 105 bar) donc la classe est 900
- 4'' qui génère une pression de ligne = 2194 psi > 2175 (limite de la classe 900) psi donc la classe est 1500

Le diamètre optimal est 6'' classe 900 (nous choisissons la classe minimale par raison de coût)

Voir la norme ASME B16.5 et ISO 7005 PN (Pression Nominal) ratings

Flange Class	150	300	400	600	900	1500	2500
Flange Pressure Nominal (PN)	20	50	68	110	150	260	420
Pression (Psi)	290	725	986	1595	2175	3770	6090

V.9. La nécessité de l'installation d'un système anti-corrosion.

La corrosion par CO₂ et H₂O des équipements de production du gaz à Rhourde nous se manifeste à l'intérieur des installations, et tout ça est détecté par les techniques d'inspection de corrosion au niveau de ce champ afin de diminuer les conséquences causées de ce problème par l'injection d'inhibiteur de corrosion pour les installations. Deux produits utilisés principalement en Algérie (NESIC, et CHIMEC). Le produit utilisé à Rhourde Nous, est CHIMEC 1038 qui est injecté au niveau de la tête du puits via une pompe (de la marque LEWA) à très faible débit. Pour la corrosion externe qui est négligée vu la non agressivité du sol (sable fin sec), la protection cette corrosion utilisé est la protection cathodique (par anodes sacrificiels).

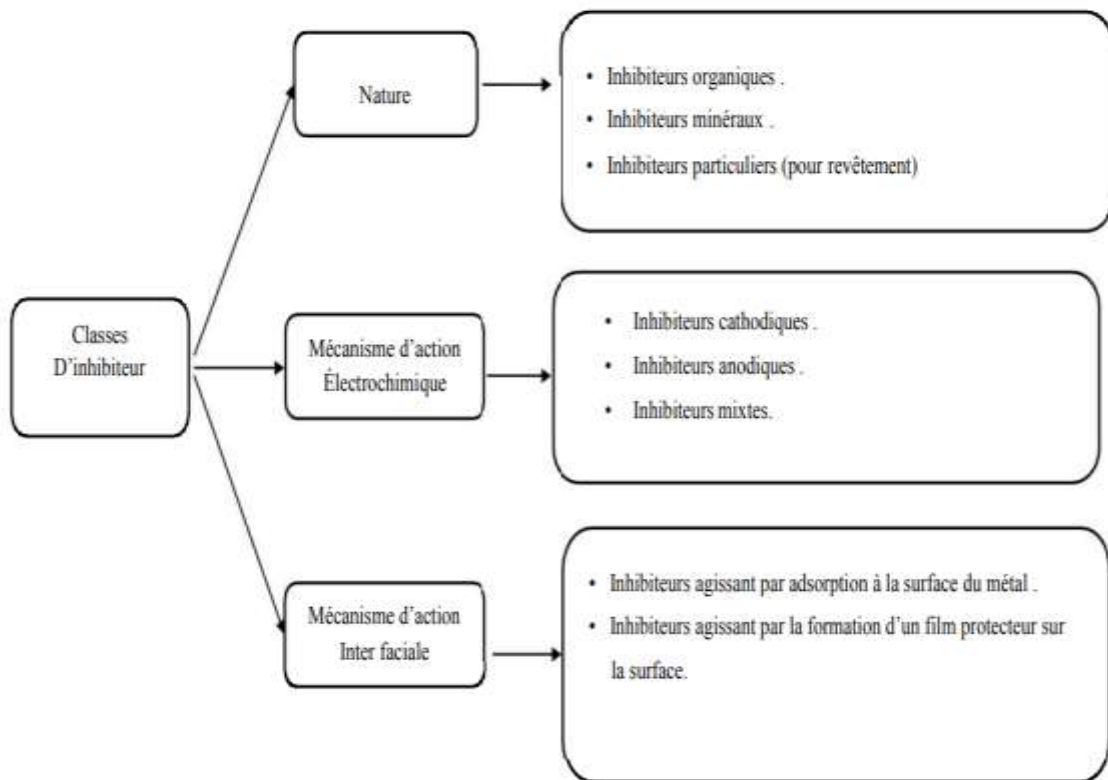


Figure V.21. Les classe d'inhibiteur de la corrosion.

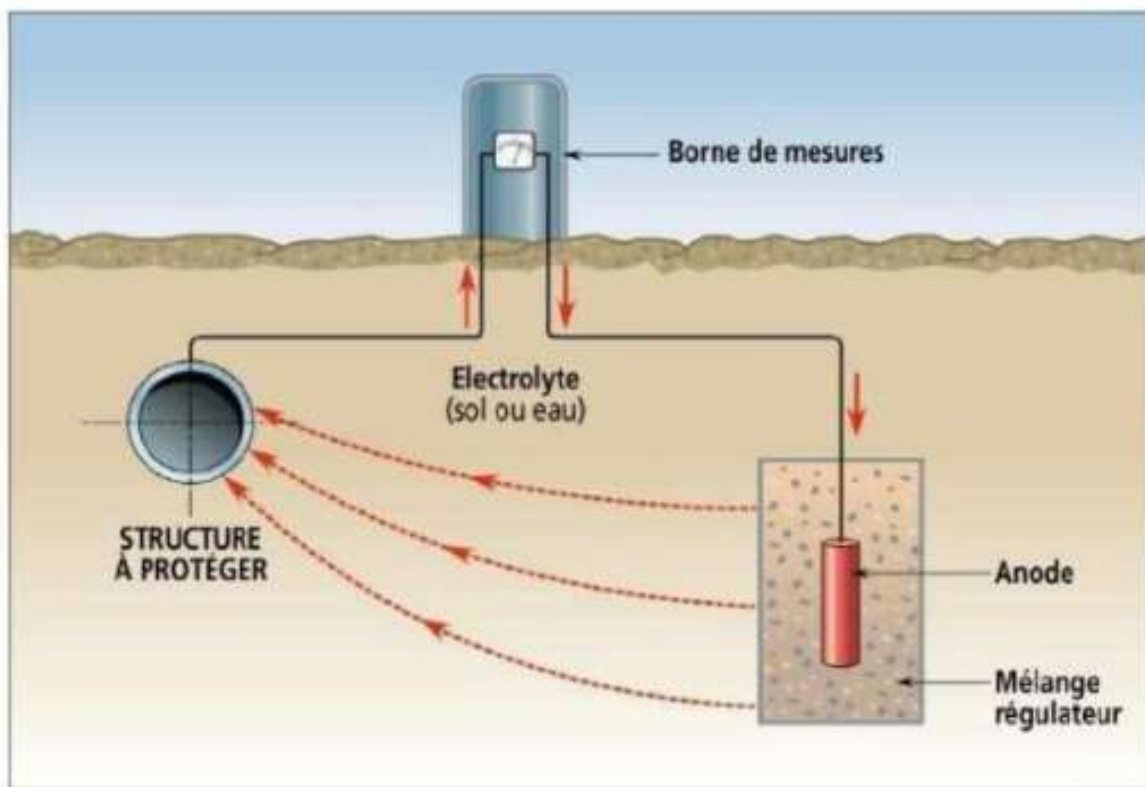


Figure V.22.Principe de la protection cathodique par des anodes sacrificielles.

CONCLUSION GENERALE

L'analyse nodale définie comme une méthode utilisée pour évaluer un système de production complet de prévoir le débit, c'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser les problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Donc, à partir de cette étude nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- Un diamètre de complétion (tubing) de OD= 4'' ½/ :c'est le diamètre actuel qui donne un bon débit et une pression de tête pas trop basse et pas trop importante par rapport aux puits raccordés dans le même manifold (pas de freinage).
- L'ouverture de la duse optimale qui donne des bons débits et conserve l'énergie du réservoir est de 32/64.
- Le diamètre optimal de la ligne de production entre le puits RHAE-1 au manifold MC9-1 est du 6'' Classe 900.
- la nécessité de l'installation d'une unité de démercurisation à l'unité de traitement de gaz de la phase A (usine ou l'effluent du puits RHAE-1 est déversé)
- la nécessité d'installer une protection contre la corrosion (inhibiteur de corrosion) à partir du puits afin de protéger toutes les installations en aval.

N.B :

- dans l'étude JGC les résultats obtenus :

La ligne de production est de 6''.

EVR = 0.17, Vitesse d'écoulement 2.17 m/s.

La pression de ligne : 101 bar.

Dans notre modèle :


La ligne de production est de 6''.

EVR = 0.34, Vitesse d'écoulement 2.54 m/s.

La pression de ligne : 105 bar.

Cette légère différence est due au débit pris en considération dans le « le rapport flow assurance JGC » est 75% le débit du test.

CONCLUSION GENERALE

	Job Number	OWNER's Doc. No.	Rev
	0-1803	1803-000-RD-C-0000101	A
	JGC DOC. No: F-000-1227-601		Sheet : 19 of 115
GATHERING NETWORK GASSI-TOUIL TO RHOURDE NOUSS (UTG)		RAPPORT FLOW ASSURANCE REGIME PERMANENT	

Les résultats de simulation de ce scénario sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Table 14 Pression & température au niveau des Manifold/Jonction, Scénario 1.1, débit 4.5 MMSCMD.

Jonction Manifold	Débit de gaz [MMSCMD]	Pression calculée [barg]	Température calculée [degC]	Commentaire
J 1	1.14	119.08	50.57	P>PMS
MC9-1	4.50	106.28	47.68	RH fermé
MFD 1	1.74	109.62	45.46	
MFD 2	0.70	117.56	52.22	P>PMS
UTG	4.50	80.00	36.00	

La pression générée par le débit maximal de 4.5 MMSCMD au niveau du MC9-1 (106 barg), entrainera :

- La fermeture (freinage) des puits de RH !
- Le dépassement de la pression maximale de service (110.6 barg) des Flowlines des puits ELNJ-2 (112 barg), ELJQZH-1 (111 barg), MFE-1(120 barg), RHAЕ-1(112 barg), RHQH-1(120 barg) et TOUS-1bis (121 barg).

Il est conclu que le réseau de collecte de la phase 1 ne permet pas de transporter 4.5 MMSCMD.

(2) Scénario 1.2 :

Le débit total de la phase 01 a été réduit à 3.4 MMSCMD :

Table 15 Pression & température au niveau des Manifold/Jonction, Scénario 1.2, débit 3.4 MMSCMD.

Jonction Manifold	Débit de gaz [MMSCMD]	Pression calculée [barg]	Température calculée [degC]	Commentaire
J 1	0.53	103.06	46.41	
MC9-1	3.40	95.44	46.04	Puits de RH soulagés
MFD 1	1.31	97.35	41.39	
MFD 2	0.86	101.82	47.44	
UTG	3.40	80.00	36.00	

Avec un débit réduit de 3.4 MMSCMD, La pression générée au niveau du MC9-1 est de 95 barg,

Par conséquent, il est constaté :

- Un soulagement relatif des puits de RH ;
- Les pressions de ligne sont au-dessous la pression maximale de service (110.6 barg) dans les Flowlines des puits ELNJ-2 (99 barg), ELJQZH-1 (99 barg), MFE-1(103 barg), RHAЕ-1(101 barg), RHQH-1(103 barg) et TOUS-1bis (104 barg).

CONCLUSION GENERALE




   <small>JGC Nigeria S. p. R.</small>	Job Number	OWNER's Doc. No.	Rev
	0-1803	1803-000-RD-C-0000101	A
	JGC DOC. No: F-000-1227-601		Sheet : 34 of 115
GATHERING NETWORK GASSI-TOUIL TO RHOURE NOUSS (UTG)		RAPPORT FLOW ASSURANCE REGIME PERMANENT	

Table 24 Scénario 1.1 - été : Résultats de simulation par branche

Pipe	De	À	Distance	Diamètre nominal	Débit	Vitesse d'écoulement	EVR	Pertes de charges	Pertes de charges
			[km]	[in]	[MMSCMD]	[m/s]	[frac.]	[bar]	[bar/km]
FL	ELJN-2	MFD-1	7.35	6	0.41	2.52	0.20	2.60	0.35
	ELQZH-1	MFD-1	4.98	6	0.19	1.17	0.09	1.55	0.31
	MFE-1	J-1	5.84	6	0.32	1.80	0.16	1.10	0.19
	RHAE-1	MC9-1	18.97	6	0.34	2.14	0.17	6.15	0.32
	RHAQZH-1	MC9-1	0.78	6	0.42	2.76	0.21	0.08	0.10
	TOUS-1bis	J-1	10.61	6	0.38	2.00	0.18	2.75	0.26
	RHQH-1	MFD-2	6.36	6	0.44	2.76	0.22	2.32	0.36
TL	J-1	MFD-2	5.86	8	0.70	1.97	0.18	1.42	0.24
	MFD-1	MC9-1	7.54	10	1.74	3.36	0.29	3.07	0.41
	MFD-2	MFD-1	11.97	8	1.14	3.44	0.30	7.11	0.59
	MC9-1	UTG	32.80	14	4.50	6.65	0.50	26.27	0.80

(2) **Scénario 1.2 : Débit réduit à 3.4 MMSCMD**

(a) Scénario 1.2- été

Table 25 Scénario 1.2- été : Pression de ligne calculée dans les Flowlines des puits

Puits	Débit	Température de tête	Pression de tête	Pression de ligne calculée	Commentaire
	[MMSCMD]	[degC]	[barg]	[barg]	
ELJN-2	0.31	72.00	294.37	99.60	P< PMS
ELQZH-1	0.14	70.00	181.70	99.02	P< PMS
MFE-1	0.24	79.00	212.70	103.84	P< PMS
RHAE-1	0.26	75.00	267.90	101.79	P< PMS
RHAQZH-1	0.32	71.00	250.40	95.44	P< PMS
RHQH-1	0.33	88.00	283.50	103.29	P< PMS
TOUS-1bis	0.29	65.00	234.50	104.88	P< PMS
Puits de RH	1.51	50.00	---	---	
Total	3.4				