

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**  
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET L'UNIVERS  
**DEPARTEMENT DE PRODUCTION DES HYDROCARBURES**

N° Série: ...../2018



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**  
**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER**  
**Option : Production académique**

Présenté par :

**BOUGDAH Issam, SAOUDI Jaber**

-Thème -

---

Modélisation et analyse de performances de  
production des puits de gisement de HASSI  
R'MEL (cas de champ sud - 2018 - )

---

Soutenu le : 24 / 06 / 2018 devant le jury :

<b>Président</b> : Mr. DADEN Abdelghafour	M.C	UKM, Ouargla
<b>Encadreur</b> : Mme. ROBEI Sarra	M.A.A	UKM, Ouargla
<b>Encadreur</b> : Mme. BELMILOUD Fatima	M.A.A	UKM, Ouargla

**Promotion : 2018**

# Remerciements



Nous remercions avant tous **ALLAH** le bon dieu qui a éclairé notre chemin et le tout puissant de nous avoir donnés le courage, la volonté et la patience pour achever ce modeste travail.

Il est très agréable de remercier chaleureusement notre encadreuse **M<sup>elle</sup> ROBEI Sarra** pour ses orientations, ses conseils qui ont été très précieux. Nous tenons à vous d'exprimer notre gratitude et reconnaissance.

Nos vifs remerciements s'adressent aussi à **M<sup>elle</sup> HABIBI Rachida** Et **Mr Derradji Mohamed Monir** pour nous avoir accueillis au sein du service Engineering & Développement et pour ses orientations et leurs discussions fructueuses durant toute la période de notre stage pratique.

Nous adressons également nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département production qui ont contribué à notre formation.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.



**SAOUDI JABER & BOUGDAH ISSAM**



## *Dédicace*

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail ...*

*A La personne qui est la source de succès dans ma vie, avec ses prières  
ses encouragements et sa tendresse*

*Ma très chère mère...*

*A celui qui était toujours près de moi, le symbole de sacrifices*

*Mon cher père...*

*Le jour est venu pour leur dire Merci ...*

*A mes très chères frères et sœurs.*

*A toute mes oncles et mes tantes et mes cousins.*

*A tous mes amies qui ont été toujours présents*

*A toute la famille BOUGDAH et CHAOUCH*

*ISSAM...*



## *Dédicace*

*Au terme de mes études, je dédie ce modeste travail...*

*A ma très chère mère, l'espoir de vivre et la source de succès*

*dans ma vie qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père pour ses encouragements, son soutien et son sacrifice.*

*Le jour est venu pour leur dire Merci ...*

*A mes très chères frères et sœurs.*

*A tous mes amis qui ont été toujours présents.*

*A toute la famille*

***JABER...***



## Résumé :

Dans le cadre de la mise en œuvre d'un plan de développement global au niveau de champ de Hassi R'mel et dans le but d'activer ; améliorer la production et renforcer ce réserve suite à l'apparition de nombreux problèmes techniques, ce qui a conduit des faibles taux de production ainsi qu'un impact direct sur leur performance et son efficacité, cela nécessite une étude et une évaluation du système de production actuel.

Cette étude s'articule autour de la modélisation et l'analyse de performances des puits situés dans le champ sud de Hassi R'mel à l'aide du logiciel PIPESIM avec une étude économique, où nous avons obtenu des résultats prometteuse qui sont réalisables pour atteindre les objectifs précédemment établis.

**MOTS-CLÉS :** Hassi R'mel, performance, modélisation, activation, réserve, Pipesim.

## ملخص:

في إطار تنفيذ مخطط تطويري شامل على مستوى حقل حاسي الرمل ويهدف تحفيز وتحسين الإنتاج و تعزيز احتياطي هذا الخزان بعد بروز العديد من المشاكل التقنية، مما أدى إلى انخفاض في معدلات الإنتاج وتأثيرا مباشرا على أدائه و كفاءته ما يستوجب دراسة و تقييما في منظومة الإنتاج الحالية. تتمحور هذه الدراسة حول نمذجة و تحليل أداء الآبار الواقعة بالحقل الجنوبي لحاسي الرمل استنادا إلى برنامج بايبسيم و دراسة اقتصادية حيث توصلنا إلى نتائج واعدة قابلة لتحقيق الأهداف المسطرة سابقا.

**الكلمات المفتاحية:** حاسي الرمل، أداء ، نمذجة ، تحفيز، احتياطي ، بايبسيم.

## Abstract:

As part of the implementation of a global development plan at Hassi R'mel field, in order to activate, improve production and strengthen this reserve after the appearance of many technical problems, which has led to a reduction in production rates and a direct impact on its performance and efficiency, what requires a study and evaluation of the current production system.

This study is based on the modeling and performance analysis of wells in the south of Hassi R'mel field, by using PIPESIM software with an economic study, where we obtained promising results that are feasible to achieve previously established objectives.

**Keywords:** Hassi R'mel, performance, modeling, activation, reserve, Pipesim.

# SOMMAIRE

Remerciements	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures et tableaux	IV
Liste des abréviations	V
Introduction générale	VI

## Chapitre I : Aperçu sur le champ de Hassi R'mel

Introduction .....	1
I.1.Situation Géographique .....	1
I.2.Historique de la recherche .....	2
I.3.Situation Géologique.....	3
I.3.1.Position .....	3
I.3.2.Structure .....	4
I.3.3.La stratigraphie .....	5
I.3.4.Les réservoirs .....	5
I.4.Présentation de la région d'étude .....	7
I.4.1.Situation géographique .....	7
I.4.2.Cadre géologique .....	7
I.4.3.Description Stratigraphique .....	7
I.5.Caractéristiques du réservoir .....	9
I.5.1. Lithologie .....	9

## Chapitre II : Performance du réservoir et Analyse nodale

Introduction .....	10
II.1.Les équations de performance du réservoir (Inflow Performance) .....	10
II.1.1.Ecoulement linéaire .....	11
II.1.2.Ecoulement radial .....	12
II.1.2.1.Application de la loi de Darcy pour un écoulement radial .....	12
II.1.3.Notion de l'indice de productivité .....	14
II.2.Types des IPR dans les puits verticaux d'huile .....	15

II.2.1.Méthode de Vogel.....	16
II.2.1.1.Application de la méthode de Vogel .....	17
II.2.2.Méthode de Fetkovich .....	19
II.3.Performances du Puits (Outflow Performances) .....	20
II.3.1.Régimes d'écoulements diphasiques verticaux.....	21
II.3.2.Les limitations des courbes de gradients de pression .....	22
II.4.L'Analyse Nodale .....	23
II.4.1.Conception de l'analyse nodale .....	24
II.4.2.Application de l'analyse nodale .....	25

## **Chapitre III : Activation et développement**

Introduction .....	27
III.1.Activation .....	27
III.1.1.Importance d'activation .....	27
III.1.2.Méthodes d'activation .....	28
III.1.2.1.Activation par pompage .....	28
III.1.2.1.1.Le pompage aux tiges .....	28
III.1.2.1.2.Le pompage centrifuge immergé .....	29
III.1.2.1.3.Le pompage hydraulique .....	30
III.1.2.2.Activation par gaz lift .....	31
III.1.2.3.Champ d'application des méthodes d'activation .....	33
III.2.Développement de Hassi R'mel sud .....	34
III.2.1.Historique de champ .....	34
III.2.2.Perspectives développement du réservoir A.....	34
III.2.3.Perspectives développement de la série inférieure .....	35
III.2.4.Étude technico-économique .....	36
III.2.4.1.Description des infrastructures industrielles .....	37
III.2.4.2.Description du Process (CTH sud) .....	38
III.2.4.3.L'économie et couts du projet .....	40
III.2.5.Résultats économiques .....	41

## Chapitre IV : Modélisation et analyse des performances

Introduction .....	43
IV.1. Aperçu sur le Simulateur (Pipesim) .....	43
IV.2. Modélisation des puits .....	44
IV.2.1. Le modèle réservoir .....	45
IV.2.1.1. Aperçu sur le modèle géologique de la série inférieure .....	45
IV.2.1.2. Résultats et perspectives du modèle .....	45
IV.2.1.3. Equation d'inflow de réservoir .....	48
IV.2.2. Type de complétion du puits .....	49
IV.2.3. Etude PVT et résultats des essais des puits .....	49
IV.2.3.1. L'étude PVT .....	49
IV.2.3.2. Résultats des essais de puits .....	50
IV.2.3.3. Détermination du débit maximal (AOFD) par PIPESIM .....	51
IV.2.4. Choix de la corrélation de l'écoulement vertical en tubing .....	52
IV.2.5. Réponse de pression de réservoir (Inflow Pressure) selon VOGEL .....	53
IV.3. Analyse des performances actuelle .....	54
IV.3.1. Evolution de déclin de pression moyenne de gisement .....	54
IV.3.2. Evolution de Water Cut .....	55
IV.3.3. Impact de déclin de pression de gisement et de Water Cut .....	56
IV.3.4. Identification du point de fonctionnement du puits .....	56
IV.3.5. Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM .....	58
IV.4. Méthodes d'activations .....	59
IV.4.1. Activation par pompage (ESP) .....	59
IV.4.1.1. Critères de Choix de la pompe .....	59
IV.4.1.2. Design donné de pompe par PIPESIM .....	59
IV.4.2. Activation par gaz lift .....	64
IV.4.2.1. Paramètres opérationnels du gaz lift .....	64
IV.4.2.2. Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift .....	64
IV.4.3. Etude économique .....	66
IV.4.3.1. Evaluation économique de la Pompe ESP .....	66
IV.4.3.2. Evaluation économique de gaz lift .....	67
IV.4.3.3. Discussion de résultats .....	68
<b>Conclusion générale et recommandations</b> .....	<b>70</b>
<b>Bibliographies</b> .....	<b>VII</b>
<b>Annexe</b> .....	<b>VIII</b>



## Liste des figures et tableaux

Figure.I.1. Situation géographique du champ de Hassi R'mel (Sonatrach HRM) .....	1
Figure.I.2.Situation géologique du champ de Hassi R'mel (Sonatrach HRM) .....	3
Figure.I.3. Plan de position de Hassi R'mel Sud, (WEC, 2007).....	4
Figure.I.4.Colonne stratigraphique de Hassi R'mel .....	6
Figure.I.5.Colonne stratigraphique type de Hassi R'mel Sud.....	8
Figure.II.1.Ecoulement linéaire .....	11
Figure.II.2.Ecoulement radial .....	12
Figure.II.3.L'indice de productivité pendant les différents régimes d'écoulement .....	15
Figure.II.4.Représentation graphique de la méthode de VOGEL .....	17
Figure.II.5.IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé .....	18
Figure.II.6.Régimes d'écoulement diphasique vertical .....	22
Figure.II.7.Perte de charge possible dans un système de production.....	24
Figure.II.8.Les différentes positions des nœuds .....	25
Figure.II.9.Point de fonctionnement du puits .....	26
Figure.III.1.Le pompage aux tiges (IFP training 2015) .....	29
Figure.III.2. Pompage centrifuge immergé (IFP training 2015) .....	30
Figure.III.3. Pompage hydraulique (IFP training 2015) .....	31
Figure.III.4.Process d'installation gaz-lift .....	32
Figure.III.5.Activation par gaz lift (SLB, Artificial lift) .....	32
Figure.III.6.Description de projet de développement HR Sud iniale (Sonatrach HRM) .....	36

Figure.III.7. Schéma général de process du CTH sud (Sonatrach HRM) .....	39
Figure.III.8.Bilan de production et de traitement via le Boosting et le module 2 .....	39
Figure.III.9.Résultats économique de projet HR sud (Sonatrach HRM, PED 2005) .....	41
Figure.IV.1.Procédure de modélisation des puits .....	44
Figure.IV.2.Modèle de porosité .....	46
Figure.IV.3.Modèle de perméabilité .....	47
Figure.IV.4.Modèle du volume d'argile .....	47
Figure.IV.5.Modèle de saturation en eau .....	48
Figure.IV.6.Courbe d'inflow de puits HRS 14 et HRS 30 .....	54
Figure.IV.7.Evolution de la pression moyenne des reservoirs .....	54
Figure.IV.8.Evolution de Water Cut pour le puits HRS 15 .....	55
Figure.IV.9. Impact de déclin de pression de gisement et de Water Cut .....	56
Figure.IV.10.Point de fonctionnement des puits HRS 14 et HRS 30 .....	57
Figure.IV.11.Design de pompe désiré pour le puits HRS14 .....	60
Figure.IV.12.Point de fonctionnement de puits HRS 14 par la pompe ESP.....	61
Figure.IV.13. Design désiré pour le puits HRS 30 .....	62
Figure.IV.14. Point de fonctionnement de puits HRS 14 par la pompe ESP .....	63
Figure.IV.15.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 14 .....	65
Figure.IV.16.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 30 .....	65
Figure.IV.17.L'apport d'activation à la production pour le puits HRS 14 et HRS 30 .....	68
Tableau.III.1.Champ d'application des méthodes d'activation .....	33

Tableau.III.2.Fiche technique des centres de traitement (Sonatrach HRM) .....	37
Tableau.III.3.Taux de production des différents produits (Sonatrach HRM, PED) .....	40
Tableau.III.4.Charges d'exploitation (Sonatrach HRM, PED) .....	40
Tableau.III.5.Prix des différents produits (Sonatrach HRM, PED) .....	41
Tableau.IV.1.Type de complétion des puits .....	49
Tableau.IV.2.Données d'étude PVT .....	49
Tableau.IV.3.Résultats des essais de puits .....	51
Tableau.IV.4.AOFP des puits de la série inférieure et de réservoir A .....	53
Tableau.IV.5.Résultats des différentes corrélations .....	53
Tableau.IV.6.Comparaison entre les données de PIPESIM et celles des tests des puits .....	58
Tableau.IV.7. Caractéristiques opérationnelles de la pompe ESP 14 .....	61
Tableau.IV.8.Caractéristiques opérationnelles de la pompe ESP 30 .....	63
Tableau.IV.10.Paramètres opérationnels du gaz lift injecté .....	64
Tableau.IV.11. Apport du gaz lift à la production pour le HRS 14 et HRS 30 .....	66
Tableau.IV.12. Apport d'ESP à la production pour le HRS 14 et HRS 30 .....	66
Tableau.IV.13.Apport du gaz lift à la production pour le HRS 14 et HRS 30 .....	68

## Liste des abréviations

<b>HR / HRM</b>	Hassi R'mel
<b>HRS</b>	Hassi R'mel Sud
<b>TAGS</b>	Trias argilo-gréseux supérieur
<b>K<sub>moy</sub></b>	Perméabilité moyenne
<b>Φ<sub>moy</sub></b>	Porosité moyenne
<b>IP</b>	Indice de productivité
<b>IPR</b>	Inflow Performance Relationship
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water
<b>CTH</b>	Centre de traitement d'huile
<b>CTG</b>	Centre de traitement de gaz
<b>SCS</b>	Station de compression
<b>MPP</b>	Module Processing Plant
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio
<b>WOR</b>	Water Oil Ratio
<b>AOFP</b>	Absolute Open Flow Potential
<b>ESP</b>	Electric submersible pump
<b>GLR<sub>optim</sub></b>	Gas Lift Rate optimum
<b>WEC</b>	Well Evaluation Conference (Sonatrach)
<b>SLB</b>	Schlumberger

<b>PED</b>	Petroleum Engineering & Development (Sonatrach)
<b>IFP</b>	Institut français de pétrole
<b>POT</b>	Pay Out Time
<b>CSTF</b>	Centre de stockage et de transfert
<b>SP</b>	Station de pompage
<b>GPL</b>	Gaz de pétrole liquifié
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquifié
<b>Pwf</b>	Pressure well flowing
<b>Pwh</b>	pressure well head

# **INTRODUCTION GENERALE**

## **Introduction générale**

---

### **Introduction générale**

Aujourd'hui, le secteur des hydrocarbures évolué dans un environnement concurrentiel, il s'appuie essentiellement sur un effort soutenu de l'activité recherche ; développement des gisements de pétrole et de gaz. Il s'agira donc sur l'innovation technologique et la mise en place d'une approche stratégique visant la performance et l'optimisation de production, en matière de renforcer les réserves des hydrocarbures et en vue de faire face à ces changements du marché pétrolier international, afin de garantir la sécurité énergétique du pays.

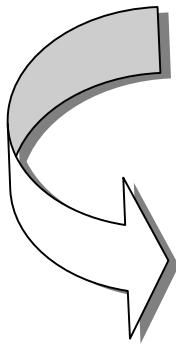
Dans le cadre de cette optique globale, le plan de développement doit être établi à l'aide d'une analyse ou d'une évaluation de performances de système de production (puits, complétion, réseau de collecte...) mis en place pour l'exploitation. Ensuite, la caractérisation et la modélisation du réservoir étudié permettent la construction d'un modèle type du champ pétrolier. Cela permettra d'aboutir au développement de ce réservoir à travers les futurs puits à forer ainsi que l'amélioration qui pourrait apporter une technique d'activation durant la vie du gisement.

Notre mémoire s'inscrit dans le cadre du développement de champ sud du gisement de Hassi R'mel suite à l'apparition de nombreux problèmes techniques avec des faibles taux de production dans les dernières années d'exploitation, il s'articule autour des objectifs suivants :

- Modéliser et analyser les performances de production actuelle sur la base du logiciel PIPESIM®.
- Etudier l'effet de déclin de pression de réservoir et l'évolution de Water Cut à la performance des puits.
- Optimiser la production des puits en fonction des contraintes techniques, économiques et stratégiques, en tenant compte la politique de soutirage du réservoir.
- Établir une technique d'activation appropriée à l'aide de modèle construit, dans le but d'optimiser le potentiel du réservoir en matière technique et économique.

Ce mémoire se déroule en quatre chapitres commençant par un aperçu sur le champ de Hassi R'mel en premier chapitre, passant par des bases théoriques sur la performance du réservoir et l'analyse nodale dans le deuxième chapitre, puis un troisième chapitre dédié à l'étude des différentes possibilités d'activation avec le plan de développement qu'il a mis en place au niveau du champ sud. Le dernier chapitre s'intéresse à la modélisation et l'analyse de performances des puits à la base du logiciel PIPESIM.

# **Chapitre I :**



**Aperçu sur le champ de Hassi  
R'mel**



**Introduction :**

Le géant gazier Hassi R'mel est au cœur de l'histoire des hydrocarbures de l'Algérie, il est le premier pôle gazier du pays, découvert en 1956 à une profondeur de 2200 m, à 550 km au sud d'Alger, sur une superficie de 4800 km<sup>2</sup>, se trouve le champ de Hassi R'mel. Il est considéré comme l'un des plus importants gisements de gaz au niveau mondial et le plus grand du continent africain produisant essentiellement du gaz à condensat et de l'huile sur sa périphérie est et sud.

**I.1.Situation géographique :**

Le champ de Hassi R'mel est situé au centre de la partie nord du bassin saharien algérien, à environ 550 km au sud d'Alger et à environ 110 km au nord de GHARDAIA et 100 km de LAGHOUAT entre les méridiens 2°55' et 3°50' est et les parallèles 33°15' et 33°45' nord. L'altitude moyenne de la région est de l'ordre de plus de 760 m. Il est considéré comme l'un des principaux gisements producteurs de gaz dans le monde (Figure.I.1).

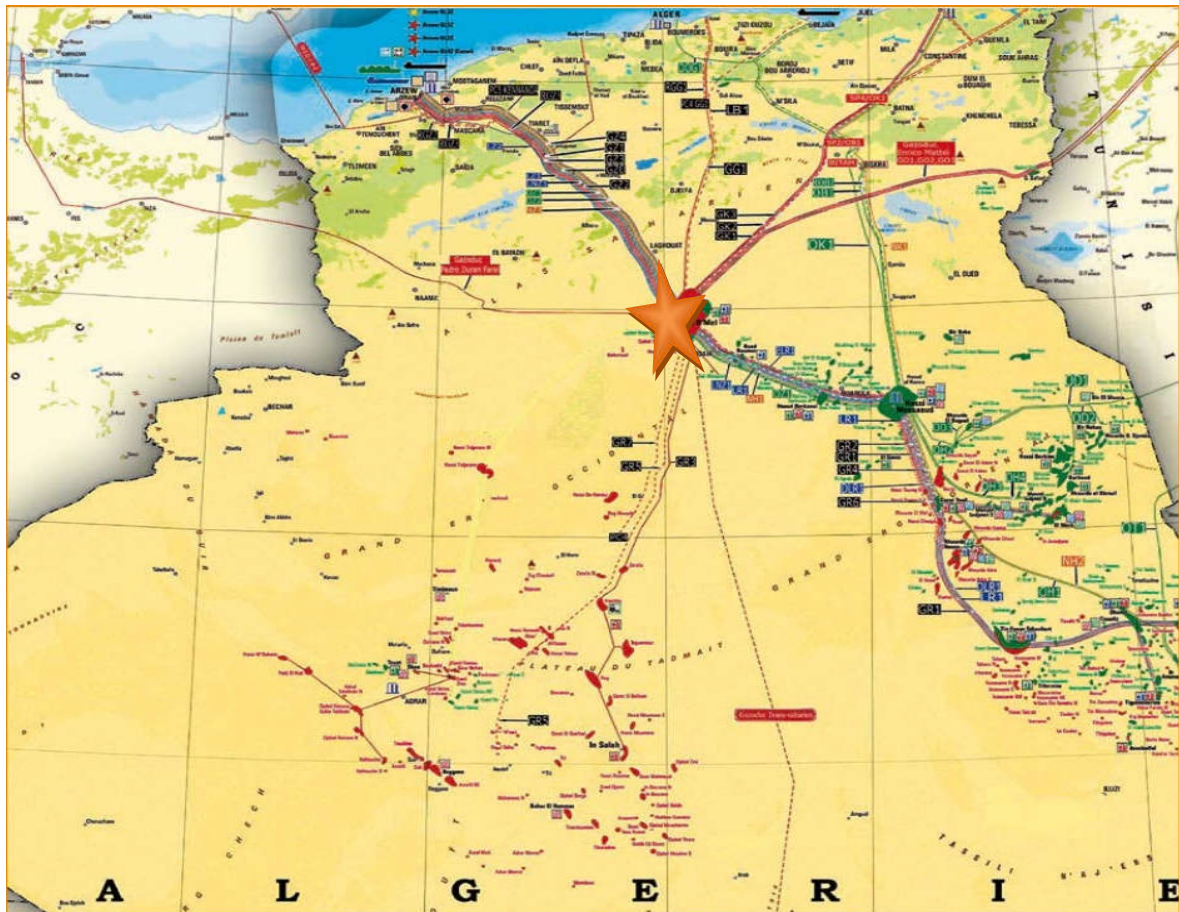


Figure.I.1. Situation géographique du champ de Hassi R'mel (Sonatrach HRM)

**I.2. Historique de la recherche :**

La structure de Hassi R'mel a été mise en évidence par une campagne de sismique de réflexion affectée en 1951 non loin de Bordj Tilghemt, que fut découverte la structure anticlinal du champ.

HR-1 est le premier puits implanté en 1956, sur le sommet d'un anticlinal, il a montré une importante accumulation de gaz à condensats dans le Trias argilo-gréseux à une profondeur moyenne de 2200 m. Ce puits a traversé trois niveaux producteurs : A, B, et C.

Très tôt, et grâce au forage du puits HR8 en 1958, la présence d'huile à Hassi R'mel fut décelée dans le secteur Sud-ouest du champ. Un certain nombre de puits était implanté sur le flanc sud-est du champ pour délimiter le gisement. Les puits HR154, HR166 et HR165 ont confirmé l'existence d'un anneau d'huile économiquement exploitable.

Depuis sa découverte, le champ de Hassi R'mel, est passé par plusieurs phases et plans de développement principaux :

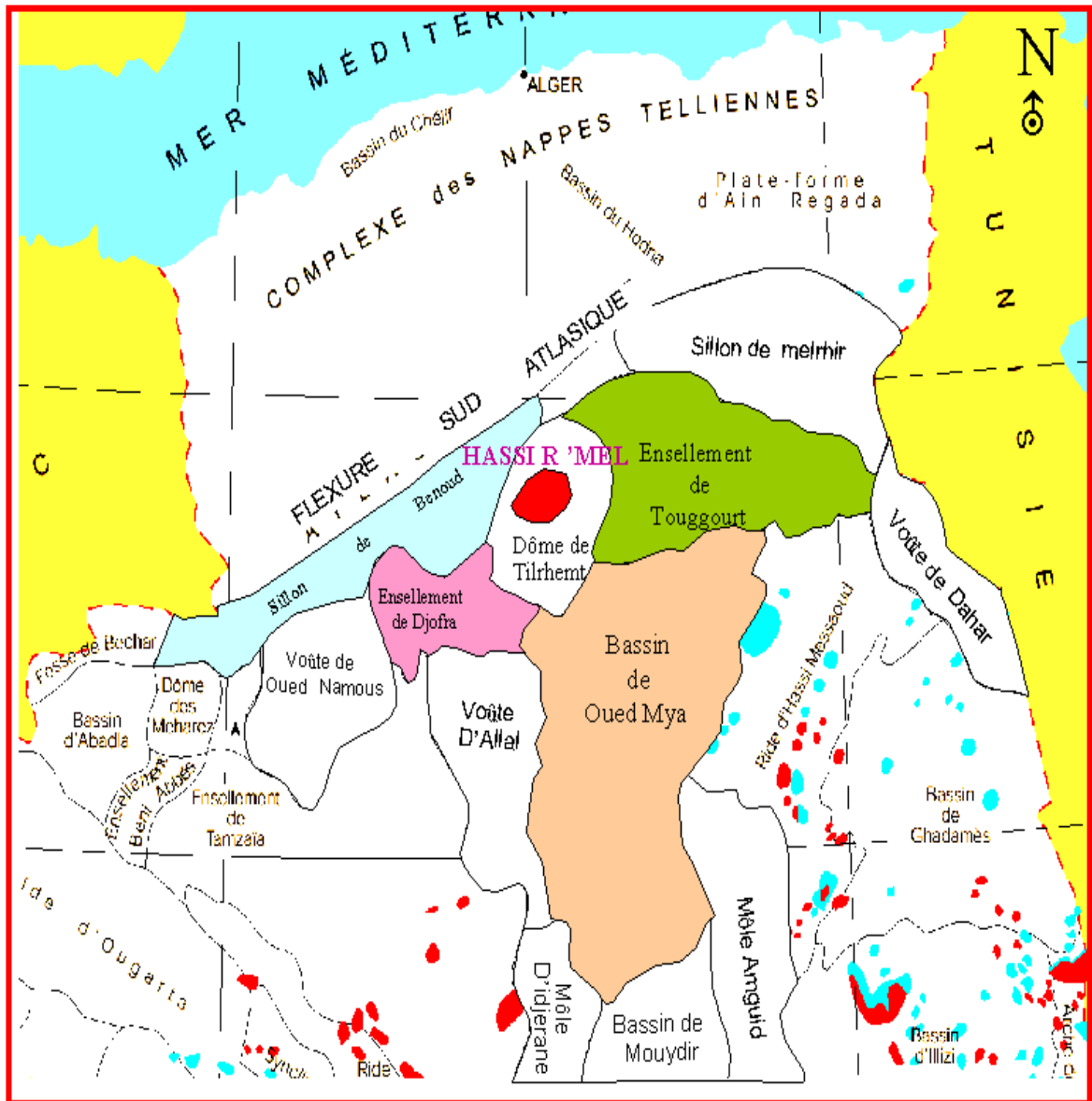
- **1961- 1974** : Mise en service de 12 unités de traitement de gaz pour atteindre une capacité de 14 MD m<sup>3</sup>/an.
- **1975-1980** : Plan directeur de développement (Forages des puits de gaz et réalisation de modules de traitement et stations de compression).
- **1982 à 1990**: l'exploration des limites de gisement de champ s'est poursuivie notamment au sud, et l'implantation des forages dans la partie sud du champ n'ont mis en évidence que le niveau A et la série inférieure du Trias
- **1990 à 2000**: forages des nouveaux puits horizontaux au niveau de l'anneau d'huile afin de développer leur potentiel.
- **2000 à 2008**: d'autres puits implantés dans la partie sud et la mise en service de recyclage de gaz cap.

Actuellement, le champ est en plein de développement, et d'autres puits ont été forés notamment dans la partie sud ; il compte plus de 400 puits producteurs de gaz et d'huile avec des puits injecteurs. [5]

**I.3.Situation Géologique :**

**I.3.1.Position :**

Le champ de Hassi R'mel est situé sur la plateforme saharienne dans la partie Nord-Ouest du bassin triasique sur la voute de Tilghemt, il est limité au Nord par la chaîne de l'Atlas saharien, à l'est par les structures de Djemaa Touggourt et le bassin d'Oued Mya, à l'ouest par le sillon de Benoud et au sud par la dorsale Edjirane M'zab (Figure.I.2).



**Figure.I.2.Situation géologique du champ de Hassi R'mel (Sonatrach HRM)**

**I.3.2. Structure :**

La structure de Hassi R'mel se prolonge vers le Sud-Ouest par la petite structure anticlinale du Djebel Bissa et vers le Sud par celle de Hassi R'mel sud qui est l'objet de cette étude, Il apparaît que la structure du champ est un anticlinal de pendage ( $0,567^\circ$ ) suivant la direction Nord-Ouest dont nous distinguons trois zones :

**Zone centrale** : Trois niveaux A, B et C sont présents avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques dont l'argile est la couche couverture.

**Zone Sud** : Les réservoirs A, B et C sont présents et disparaissent en s'éloignant vers le sud.

**Zone Nord** : Zone tectoniquement complexe, avec la présence des trois niveaux nettement individualisés, dont l'épaisseur diminue progressivement vers l'est, (Figure.I.3).

Plusieurs missions sismiques, dans le cadre des projets d'études structurales du gisement triasique de Hassi R'mel ont eu lieu tel que la mission HRM-76 qui avait pour objectif de l'actualisation des données géologiques et géophysiques. [11]

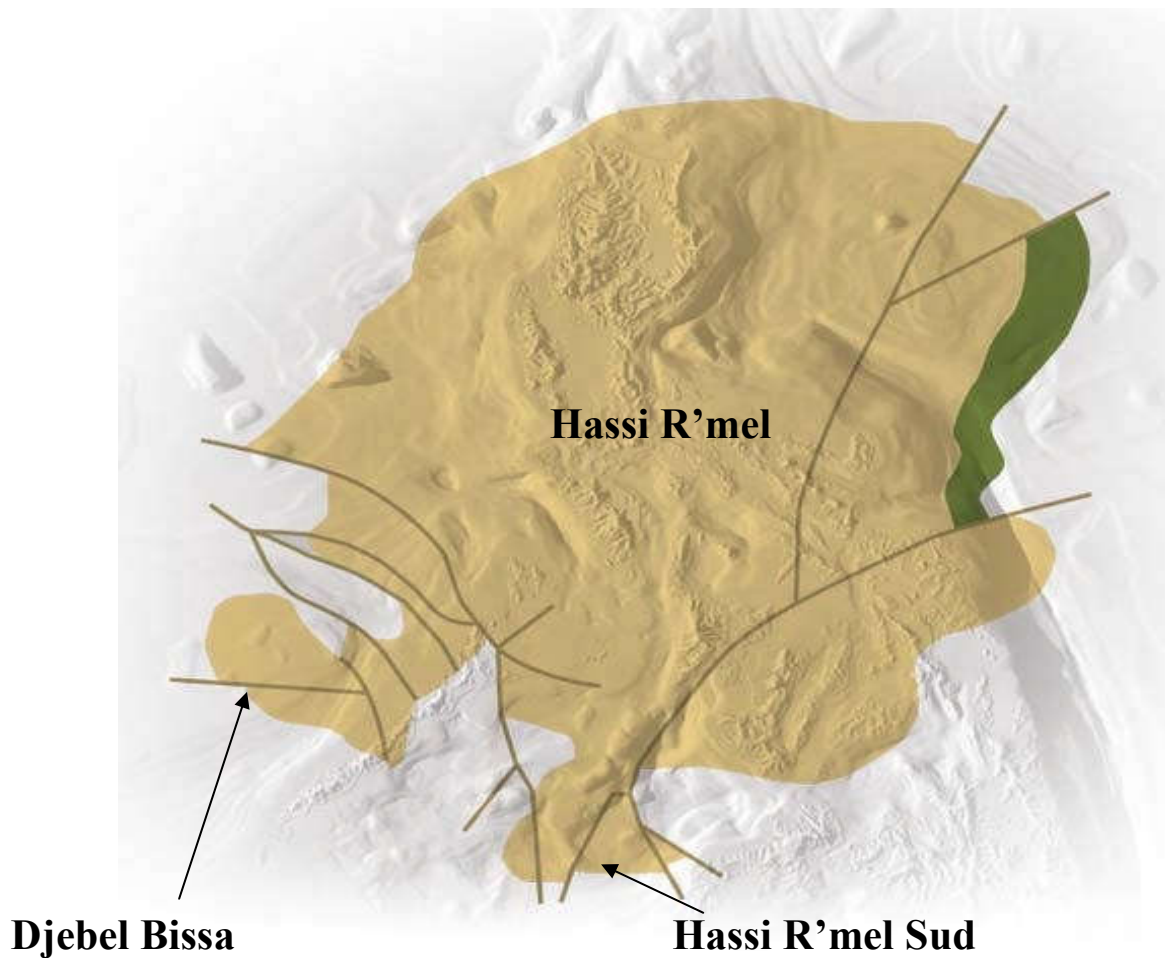


Figure.I.3. Plan de position de Hassi R'mel Sud, (WEC, 2007)

**I.3.3.La stratigraphie :**

La stratigraphie du champ de Hassi R'mel est relativement constante le long du champ. On rencontre les âges géologiques illustrés dans la colonne stratigraphique ci-après, la figure I.4 montrant la coupe stratigraphique du champ de Hassi R'mel.

**I.3.4.Les réservoirs :**

Le champ de Hassi R'mel est constitué de trois principaux réservoirs A, B et C du Trias argilo-gréseux supérieur (**TAGS**), considéré comme l'un des principaux réservoirs de la plateforme saharienne produisant à Hassi R'mel.

**Réservoir A :**

Il possède la plus grande extension, avec une superficie de 2640 km<sup>2</sup> et recouvre pratiquement la totalité du champ, à l'exception de la zone Sud-Ouest. Du point de vue lithologique, il est gréseux à grain fin à ciment anhydritique et parfois compacte.

**Réservoir B :**

Il est limité à la zone centrale et la zone nord du champ, représentant une superficie de 1150 km<sup>2</sup> et de 30 m d'épaisseur. La porosité est de 15 % et la perméabilité 250 md avec une saturation en eau de 28 % et ses réservoirs. Ils sont intercalés avec une série argileuse.

**Réservoir C :**

Il s'étend sur la majeure partie du champ, sauf dans la zone sud. Il couvre une superficie de 1780 km<sup>2</sup> et de 60 m d'épaisseur. Il possède les meilleures caractéristiques pétrophysiques que les autres réservoirs, avec une perméabilité environ 880 md, une porosité qui dépasse 18% et une saturation en eau qui atteint 13%. [5]

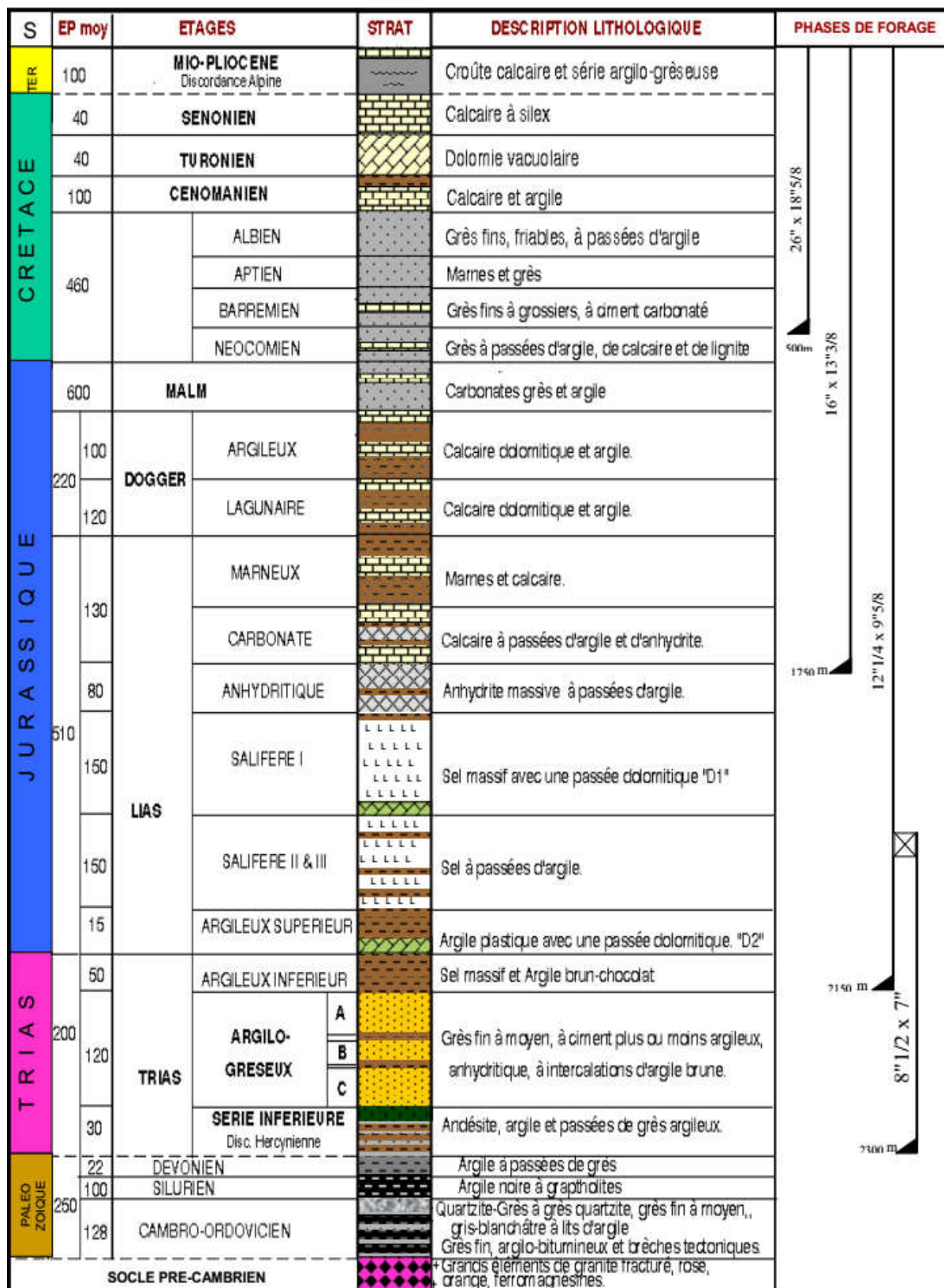


Figure.I.4.Colonne stratigraphique de Hassi R'mel (Sonatrach HRM)

**I.4.Présentation de la région d'étude :****I.4.1.Situation géologique :**

Le gisement de Hassi R'mel sud, est situé sur le périmètre Megadine, au sud du grand champ gazier de Hassi R'mel et au sud-est de Djebel Bissa entre les coordonnées suivantes : (X = 535 000 - 555 000 E), (Y = 205 000 - 225 000 N).

**I.4.2.Cadre géologique :**

Le champ de Hassi R'mel sud correspond au prolongement structural du périclinal sud du vaste dôme de champ de Hassi R'mel. Cette zone sud est tectoniquement très complexe, elle présente un réseau de failles normales d'une quinzaine de kilomètres, la configuration structurale complexe associée aux caractères fortement hétérogènes des grés de la série inférieure peut donner une suite logique aux questions qui se posent concernant la géométrie du réservoir et l'accumulation d'huile dans ce secteur.

**I.4.3.Description Stratigraphique :**

La stratigraphie de Hassi R'mel sud est similaire de celle rencontrée dans le champ de Hassi R'mel, mais le Trias argilo gréseux « T.A.G » présente des variations d'épaisseur et de faciès du nord vers le sud du champ.

Le champ sud est caractérisé par les dépôts paléozoïques et mésozoïques. Ces derniers reposent en discordance sur les formations cambro-ordoviciennes.

Dans la région sud, le Trias se résume par un seul niveau gréseux (A) déposé directement sur la série inférieure. La disparition des réservoirs B et C vers le sud est interprétés par variation latérale de faciès (figure.I.5). [6]

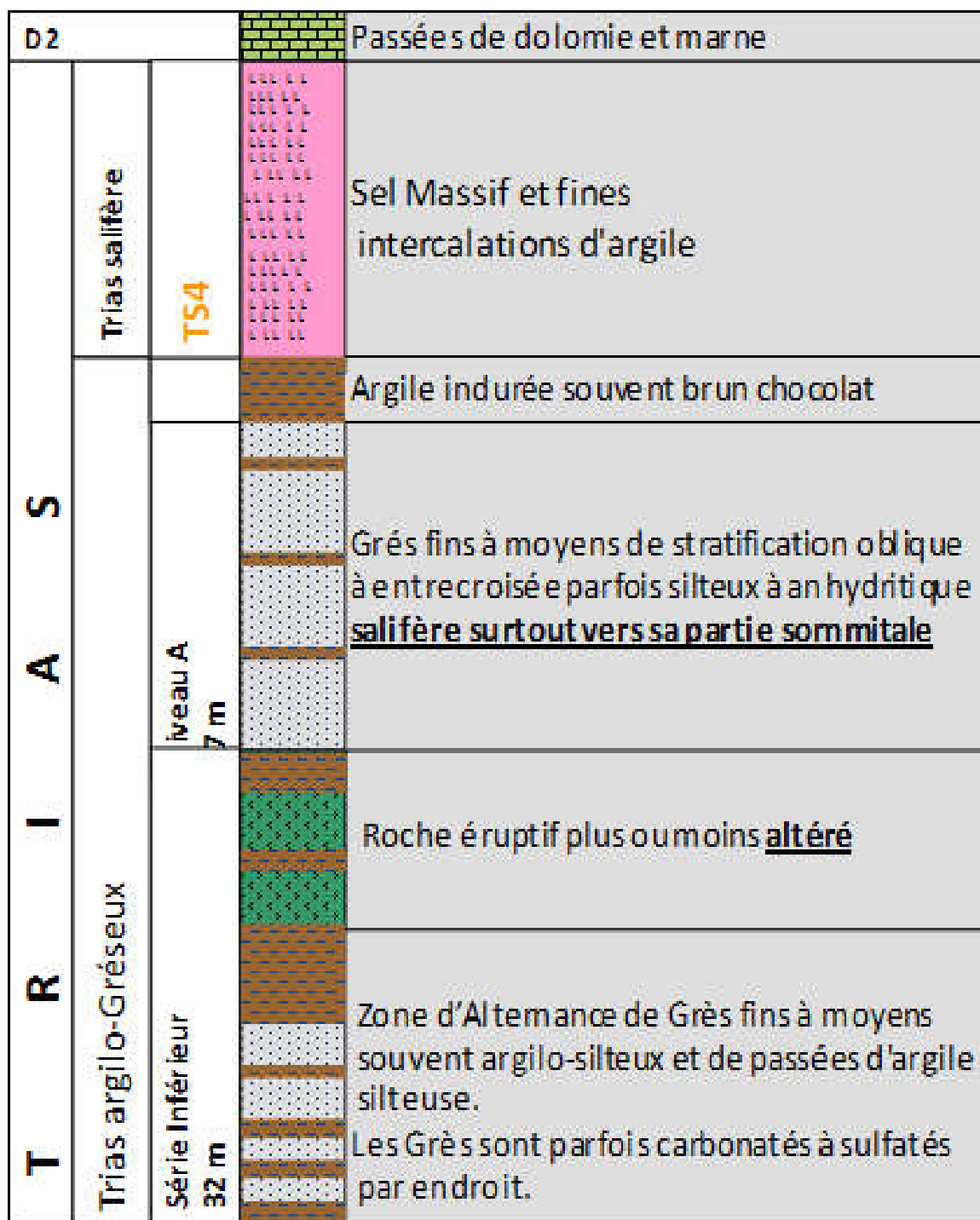


Figure.I.5.Colonne stratigraphique de Hassi R'mel Sud (Sonatrach HRM)



## I.5. Caractéristiques du réservoir :

### I.5.1. Lithologie

Le forage d'une trentaine de puits au niveau de Hassi R'mel sud, a permis de mettre en évidence deux réservoirs triasiques :

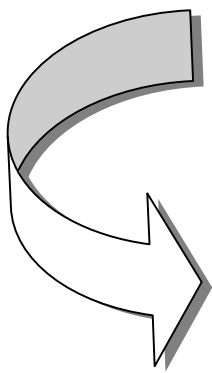
- Un réservoir gréseux (A) à huile, surmonté par un gaz cap avec de très bonnes caractéristiques pétrophysiques.
- Le niveau argilo-gréseux de la série inférieure révélant une autre accumulation d'huile avec des caractéristiques pétrophysiques plus au moins moyennes.

#### - Le réservoir A

Le réservoir (A) présente des faciès similaires à ceux rencontrés sur le champ de Hassi R'mel. Ce sont des grés gris clair à gris foncé, moyens à fins avec une cimentation anhydritique à la base passant à des argiles brun rougeâtres au sommet. Il est noté la présence des injections salifères parfois dans la partie sommitale du réservoir et d'autre dans tout le réservoir. L'épaisseur moyenne de ce réservoir (A) est de l'ordre de 18 m avec  $K_{moy} = 400$  à 450 md et  $\phi_{moy} = 13$  à 14%.

#### - Série inférieure

La série inférieure est une formation constituée d'une alternance argilo-gréseuse surmontée d'une roche volcanique. Il s'agit des grés gris clairs à gris sombre, fins à très fins à la base de silts. Il convient de noter que les faciès et l'épaisseur des grés de la série inférieure sont très variables, particulièrement dans sa partie nord, la disparition des grés s'effectue en faveur des argiles et des silts. Son épaisseur varie de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, avec les propriétés pétrophysiques suivantes : ( $K_{moy} = 10$  à 100 md et  $\phi_{moy} = 12$  à 14%). Elle est formée par des alternances argile-grés surmontée par des dépôts argileux. [6]



# **Chapitre II :**

**Performance du réservoir et  
analyse nodale**

**Introduction :**

Les performances d'un puits peuvent être scindées en deux horizons, un premier horizon qui ne dépend que du réservoir qui est nommé « performances internes ». Un second qui dépend de profile du puits nommé « performances externes ».

La relation pratique 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 et celles des fluides en place, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide et le skin.

Ce chapitre présente les équations pratiques en Reservoir Engineering qui sont conçus pour prédire la performance du reservoir d'huile. Le chapitre décrit également certains des facteurs importants qui régissent à l'écoulement des fluides et comment ces facteurs peuvent affecter la performance du réservoir.

**II.1. Les équations de performance du réservoir ( Inflow Performance ) :**

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits ( $P_r - P_{wf}$ ) est appelé « Inflow Performance », et la représentation graphique de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelée « Inflow Performance Relationship » ou IPR qui est défini comme la relation fonctionnelle entre le débit de production et la pression de fond dynamique, cette relation est présentée généralement sous une forme graphique. La combinaison d'une courbe IPR et d'une courbe reflétant la performance de la colonne de production identifie le point de fonctionnement du puits.

La loi empirique de l'écoulement de Darcy était la première prolongation des principes de la dynamique classique des fluides dans les milieux poreux. Une description simple de la loi basée sur l'évidence expérimentale, il peut être dérivé de l'équation de Navier-Stokes de mouvement d'un fluide visqueux. Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide (l'eau) et que le filtre de sable a été complètement saturé en eau, donc les effets des propriétés ou la saturation des fluides ne sont pas pris en considération et les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesses avec l'endroit. [1]

L'équation de Darcy s'écrit comme suit :

$$\mathbf{u} = - \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \quad (\text{II.1})$$

Tel que :

**K** : Perméabilité du milieu poreux

**u** : Vitesse apparente du fluide

**μ** : Viscosité du milieu

$\frac{dp}{dx}$  : Gradient de pression dans le sens d'écoulement

### II.1.1.Écoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire à travers une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (Figure.II.1) :

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

Par l'intégration :

$$P_2 - P_1 = - \frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L$$

Ou bien :

$$q = \frac{c \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \quad (\text{II.2})$$

Où : **C** est un facteur de conversion des unités (où C=1 en unités de Darcy, et C=1.127.10<sup>3</sup> pour les unités de champs).

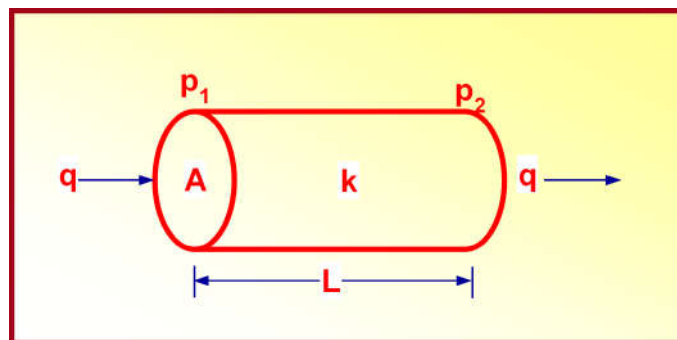


Figure.II.1.Écoulement linéaire

II.1.2.Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (II.1), référant à la figure.II.2, et après son l'intégration on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \tag{II.3}$$

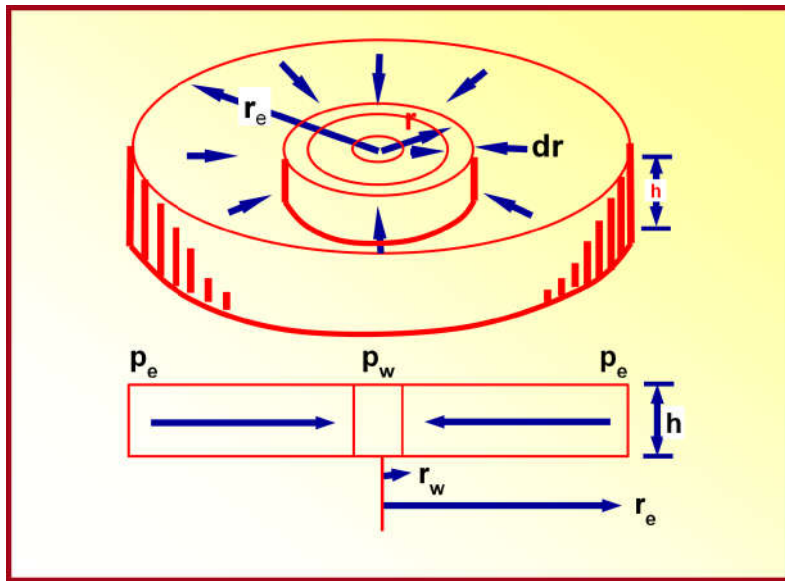


Figure.II.2.Ecoulement radial

II.1.2.1.Application de la loi de Darcy pour un écoulement radial :

Pour appliquer l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans le réservoir, on suppose que l'huile est légèrement compressible.

Le petit changement de q avec la pression est manipulé avec le facteur de volume de formation B<sub>o</sub>, de sorte que le débit d'écoulement d'huile puisse être exprimé en volumes de surface ou de réservoir. Pour l'écoulement polyphasique, l'équation (II.3) devient :

$$q_o \cdot B_o = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_o}{\mu_o} \cdot \left(\frac{dP}{dr}\right)$$

$$\Rightarrow q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 2\pi h \cdot \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \quad (II.4)$$

En intégrant cette équation, on suppose que l'expression  $\frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o}$  est indépendante de la pression ou qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits.

En utilisant cette supposition et en intégrant l'équation (II.4) le long du rayon de drainage du puits, l'équation (II.4) devient:

$$q_o = \frac{2\pi \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Dans le système des unités du champ, l'équation s'écrit comme suite :

$$q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (II.5)$$

Tel que :

**q<sub>o</sub>**: Débit entrant, stb/jour

**k<sub>o</sub>**: Perméabilité effective à l'huile, md

**h**: Epaisseur du réservoir, ft

**P<sub>e</sub>**: Pression à  $r = r_e$ , psia

**P<sub>wf</sub>**: Pression dynamique de fond, psia

**r<sub>e</sub>**: Rayon de drainage du puits, ft

**r<sub>w</sub>**: Rayon du puits, ft

**μ**: Viscosité de l'huile, cp

**B<sub>o</sub>**: Facteur volumétrique de l'huile, bbl/stb.

L'équation (II.5) s'applique pour un état d'équilibre (écoulement permanent) ( $P_e = \text{constante}$ ), et pour un écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage.

Il est utile d'exprimer l'équation (II.5) en terme de pression moyenne de réservoir  $P_r$ , et pour le pseudo état d'équilibre (Pseudo-State), où l'écoulement stabilisé ( $P_r - P_{wf} = \text{constant}$ ) comme suit :

$$q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (P_r - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln \left( 0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (\text{II. 6})$$

Où  $P_r$ : La pression moyenne dans la zone de drainage du puits

### II.1.3. Notion de l'indice de productivité :

L'indice de productivité d'un puits (IP) est défini comme étant le nombre de barils de liquide qui peut être produit pour une valeur donnée de "Draw-Down" sur le réservoir. Les unités usuelles sont des 'barils par jour par psi' ou des 'm3 par heure par bar'.

La formule générale est comme suite :

$$IP = \frac{Q_{liq}}{P_r - P_{wf}} \quad (\text{II. 7})$$

Tel que :

$Q_{liq}$ : le débit de production de l'huile, stb/jour

$IP$  : L'indice de productivité, stb/jour/psi

$P_r$  : La pression moyenne de l'aie de drainage (pression statique), psi

$P_{wf}$  : La pression de fond, psi.

L'indice de productivité est mesuré généralement pendant un essai de production sur le puits. Il est important de noter que l'indice de productivité est une mesure valide du potentiel de productivité de puits seulement si le puits s'écoule au régime transitoire comme illustré sur le schéma ci-après (Figure.II.3). [9]

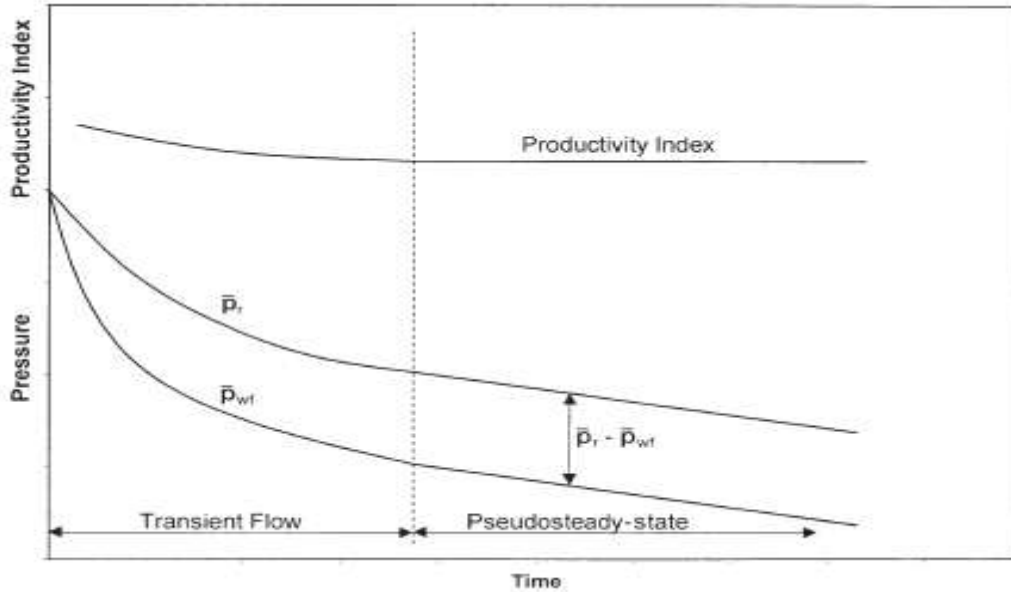


Figure.II.3.L'indice de productivité pendant les différents régimes d'écoulement

D'après l'équation (II.5) et l'équation (II.7), on peut exprimer l'indice de productivité :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln \left( 0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (II.8)$$

L'équation (II.8) est valable seulement si la fonction de pression  $f(P) = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o}$  est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme suit :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(P_r - P_{wf}) \cdot \ln \left( 0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w} \right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{p}_r} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \quad (II.9)$$

## II.2.Types des IPR dans les puits verticaux d'huile :

Il existe plusieurs méthodes empiriques conçues pour prédire la performance du réservoir d'huile dans le cas où les variables des équations d'Inflow sont rarement disponibles pour appliquer ces équations, ils nécessitent aussi au moins un test de stabilisation et plusieurs essais sur le puits dans lequel  $Q_0$  et  $P_{wf}$  sont mesurés. Parmi ces méthodes, on trouve les suivantes : méthode de Vogel, méthode de Wiggins, méthode de Standing, méthode de Fetkovich, et la méthode de Klins-Clark.



### II.2.1.Méthode de Vogel :

En 1968, Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour construire l'IPR d'un puits d'huile produisant à partir d'un réservoir saturé, l'étude a traité plusieurs types de réservoir comprenant ceux qui ont des valeurs différentes : des caractéristiques d'huile, des perméabilités, des facteurs de skin et des espacements entre les puits.

L'équation finale de Vogel est basée sur des calculs effectués sur les données de 21 réservoirs différents.

La méthode a été proposée pour les réservoirs saturés, à gaz dissous seulement, mais il s'est avéré par la suite que cette méthode s'applique pour n'importe quel type de réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente avec le déclin de la pression de réservoir, la méthode originale de Vogel ne tient pas compte des effets du facteur de skin, mais une modification postérieure donnée par Standing a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.

Suite à la représentation des courbes IPR adimensionnelles pour les cas considérés, Vogel est arrivé à la relation suivante entre le débit et la pression adimensionnelle :

$$q_o = q_{o\max} \left[ 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (II.10)$$

Tel que :

$q_o$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$  .

$q_{o(\max)}$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $(P_{wf} = 0)$  (**AOFP**).

$P_r$  : Pression du réservoir.

$P_{wf}$  : pression de fond dynamique.

A partir de cette équation, Vogel a développé une courbe de référence (Figure.II.4), la courbe est une relation "pression – débit" pour toute valeur de la pression de fond en écoulement mais avec une pression statique de réservoir constante dans le temps. Il est possible de calculer aussi le débit maximum que le réservoir peut produire, il correspond à une pression de fond d'écoulement nulle ( $P_{wf} = 0$ ) avec un Draw-Down sur la formation maximal et est égale à la pression statique de réservoir  $P_r$ . [9]

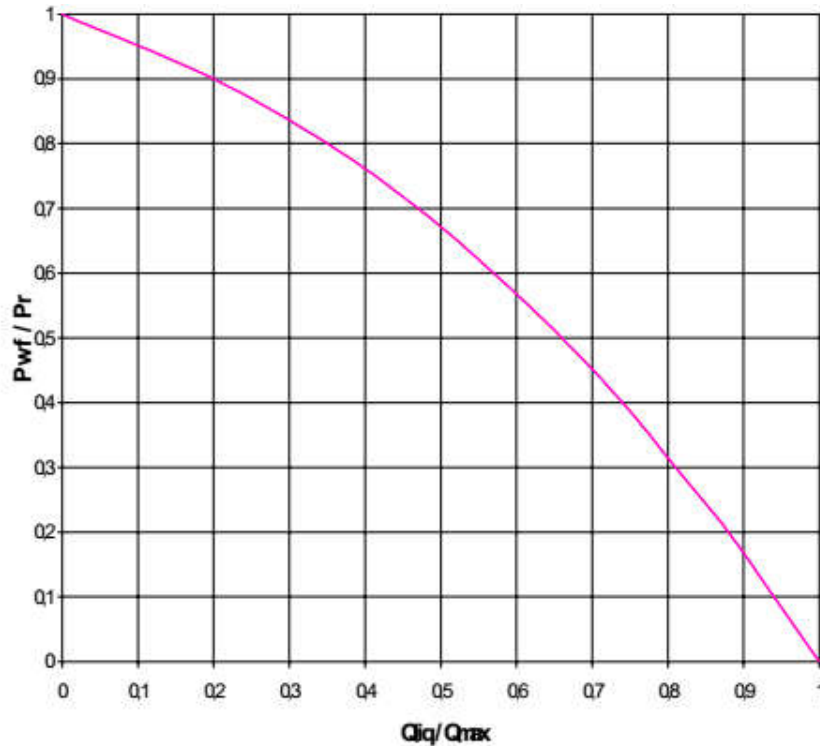


Figure.II.4.Représentation graphique de la méthode de VOGEL

### II.2.1.1.Application de la méthode de Vogel

#### a.1 Réservoir saturé : $P_r \leq P_b$

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{II.11})$$

#### a.2 Réservoir sous saturé : $P_r \geq P_b$

Pour pouvoir appliquer la méthode de Vogel pour un réservoir sous saturé, il faut prendre en considération que la pression d'écoulement au fond du puits peut être supérieure ou inférieure à la pression de bulle. Beggs, en 1991, a précisé cela en appliquant la méthode de Vogel pour les réservoirs sous saturés.

#### 1<sup>ier</sup> Cas : $P_{wf} \geq P_b$

Beggs a établi la procédure suivante pour déterminer l'IRP quand la pression stabilisée de fond est supérieure ou égal à la pression de bulle  $P_{wf} \geq P_b$ :

1. Calculer  $J$  en utilisant les données de test et l'équation :

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (II. 12)$$

2. Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation :

$$q_{ob} = J \cdot (P_r - P_b) \quad (II. 13)$$

3. Générer les IPR en utilisant l'équation :

$$q_o = J \cdot (P_r - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (II. 14)$$

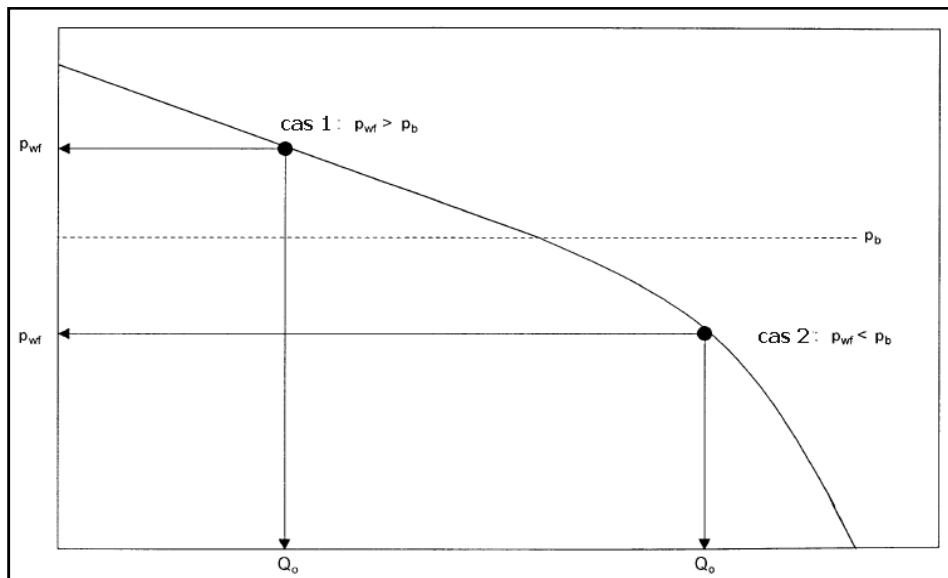


Figure.II.5.IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé

**2<sup>ème</sup> Cas :  $P_{wf} \leq P_b$**

Quand la  $P_{wf}$  enregistrée de l'essai d'écoulement stabilisé est au-dessous de la pression de point de bulle  $P_b$ , suivant les indications du schéma, la procédure suivante a été proposée pour générer la courbe de l'IRP :

1. Calculer  $J$  en utilisant les données de test et l'équation:

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (II. 15)$$

2. Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation (II.13)
3. Générer les IPR en utilisant l'équation (II.14) pour ( $P_{wf} \leq P_b$ )

### II.2.2.Méthode de Fetkovich :

Fetkovich a proposé une méthode pour déterminer la performance d'Inflow pour les puits d'huile en utilisant le même type d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz.

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante:

$$q_0 = C \cdot (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{II. 16})$$

Avec:

$q_0$  : Débit de production.

$P_r$  : Pression moyenne du réservoir.

$P_{wf}$  : Pression dynamique de fond.

$C$  : coefficient d'écoulement.

$n$  : exposant dépendant des caractéristiques du puits.

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

L'application de l'équation de Fetkovich pour analyser les puits d'huiles est justifiée par l'écriture de l'équation de Darcy comme suit:

$$q_o = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + s} \cdot \int_{P_{wf}}^{P_r} f(P) \cdot dP \quad (\text{II. 16})$$

$$\text{Avec: } f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o}$$

Pour un réservoir sous-saturé, l'intégrale est évaluée pour 2 régions:

$$q_o = C \cdot \int_{P_{wf}}^{P_b} f_1(P) \cdot dP + C \cdot \int_{P_b}^{P_r} f_2(P) \cdot dP \quad (\text{II. 17})$$

Où:

$$C = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + s}$$

Pour  $P > P_b$ ,  $k_{ro}$  est égale à 1 et  $\mu_o, B_o$  doit être considérés constants, et ils sont évalués

$$\text{à } P = \frac{(P_r - P_b)}{2}.$$

Pour  $P < P_b$ ,  $f(P)$  doit être exprimée comme étant une fonction linéaire de pression:

$$f_1(P) = a \cdot P + b$$

En faisant une substitution dans l'équation (III.17) et par intégration on obtient:

$$q_o = C_1 \cdot (P_b^2 - P_{wf}^2) + C_2 \cdot (P_r - P_b) \quad (\text{II.18})$$

Une fois les valeurs de C et n sont déterminées par les données de test, l'équation (II.18) peut-être utilisée pour générer un IPR complet. Et puisque on a deux inconnues (C et n), il nous faut au moins deux tests pour les déterminer. [9]

### II.3.Performances du puits (Outflow Performances):

Un des problèmes majeurs rencontrés lors de la conception d'une installation de gaz lift est le calcul de la pression en écoulement à une côte donnée du puits. Ce calcul fait intervenir de nombreux facteurs, souvent complexes et mal maîtrisés.

Depuis près de 90 ans, de gros efforts ont été déployés par les scientifiques pour prédire les performances du puits. Le premier article sur le sujet est signé par "Davis" et "Weidner" en 1914. Les corrélations qui sont développées tentent de prédire la pression à une côte donnée dans un puits produisant en multiphasique (mélange d'huile, de gaz et d'eau) en tenant compte de toutes les caractéristiques du tubing et des facteurs affectant l'écoulement.

Les corrélations de Orkiszewski écrites en 1965 furent l'une des premières à fournir une précision acceptable. Ce physicien reconnut que les solutions des équations diphasiques dépendent des régimes d'écoulement. [4]

De nombreuses corrélations ont été établies aussi sur les écoulements diphasiques dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées, citons celles de :

- DUNS & ROS
- BEGGS & BRILL
- AZIZ, GOVIER ET FOGARAZI
- POETTMAN & CARPENTER
- HAGERDORN & BROWN

### II.3.1. Régimes d'écoulements diphasiques verticaux:

La détermination du régime d'écoulement qui a lieu à une position donnée dans le puits est d'une extrême importance. Les corrélations empiriques utilisées pour estimer les pertes de charges varient avec le régime d'écoulement pour les multiphasiques ascendants, la majorité des auteurs reconnaît l'existence de quatre régimes d'écoulement comme suite (Figure.II.6) :

**a-Ecoulement en bulles (Bubble Flow) :** le gaz est sous forme de petites bulles et la proportion de gaz libre est faible, le tubing est presque complètement plein. Le liquide remonte dans le puits à une vitesse pratiquement constante et la phase gazeuse a peu d'influence sur le gradient de pression.

**b-Ecoulement en bouchons (Slug Flow) :** il est caractérisé par une série d'unités de bouchons. Chaque unité est composée d'une poche de gaz appelée "bulle de Taylor", un bouchon de liquide appelé "Slug" et un film liquide autour de la bulle de Taylor. Elle est une bulle gazeuse axialement symétrique ayant la forme d'une balle, cette bulle occupe presque toute la section de la conduite. Le bouchon liquide transporte les bulles de gaz et il sépare deux bulles consécutives.

**c-Ecoulement transitoire (Churn Flow) :** c'est un écoulement désordonné dans lequel les formes des bulles de Taylor et des bouchons liquides sont déformés. Aucune phase n'est continue. La continuité de la phase liquide est toujours interrompue par des zones à forte concentration du gaz. [4]

**d-Ecoulement annulaire ou brumeux (Annular Mist) :** il est caractérisé par une continuité axiale de la phase gazeuse. Le liquide s'y présente sous forme de film couvrant les parois du tubing ainsi que sous forme de gouttelette dispersée dans le gaz à des débits élevés, plus de liquide devient dispersé laissant un film liquide très fin s'écoulant le long des parois.

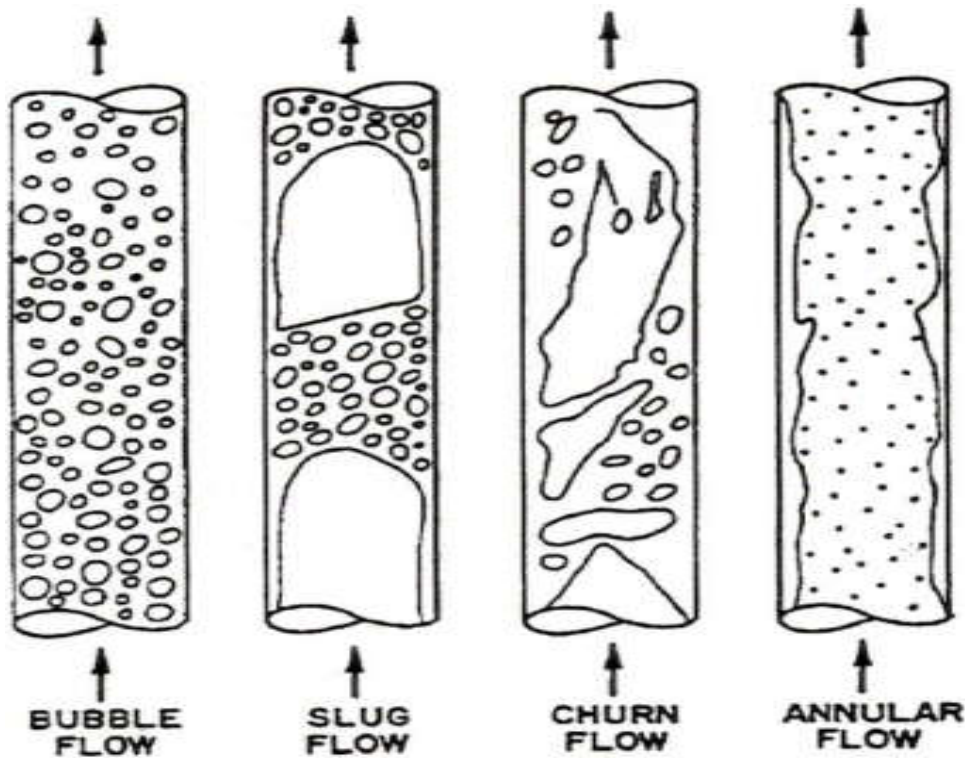


Figure.II.6.Régimes d'écoulement diphasique vertical

### II.3.2. Les limitations des courbes de gradient de pression :

Les courbes de gradients de pression restent fiables tant qu'aucune de leurs limites n'est atteinte. Ainsi il n'existe pas toujours de logiciels capables de calculer correctement des pertes de charges lorsque le fluide est émulsionné. De même, la totalité de l'intérieur du tubing doit être disponible pour l'écoulement du fluide et les dépôts faussent les calculs.

Le flot doit être relativement stable sans bouchons importants, ni fortes variations de pression. Les perforations ne doivent pas être noyées. Le puits doit être vertical car la plupart des corrélations ne tiennent pas compte de la déviation. Si les profondeurs forées (Drilled Depth) sont utilisées, les pressions seront trop fortes tandis que l'usage des profondeurs verticales (Vertical Depth) donne des pressions trop faibles.

Certaines corrélations sont plus précises dans certaines conditions telles qu'une importante concentration en eau, un tubing de faible diamètre, le concepteur devra déterminer par expérience la corrélation la mieux adaptée au champ à développer.

De nos jours, les calculs faits par les ordinateurs ont l'avantage d'être précis car les paramètres entrés dans le programme sont exactement ceux de l'étude en cours, leur emploi est très pratique car ils évitent d'avoir des courbes volumineuses et permettent de faire des études de sensibilité. Enfin ils tiennent compte des tests de puits et les comparent aux courbes afin de proposer la corrélation la mieux adaptée. [4]

### II.4.L'Analyse Nodale :

Les performances internes et externes du réservoir (Inflow and Outflow Performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond de puits. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut : tout ce qui entre dans le nœud est égal à ce qui en sort (Inflow = Outflow).

L'analyse nodale est une approche technique qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits, elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduire dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface. [4]

La figure II.7 représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

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



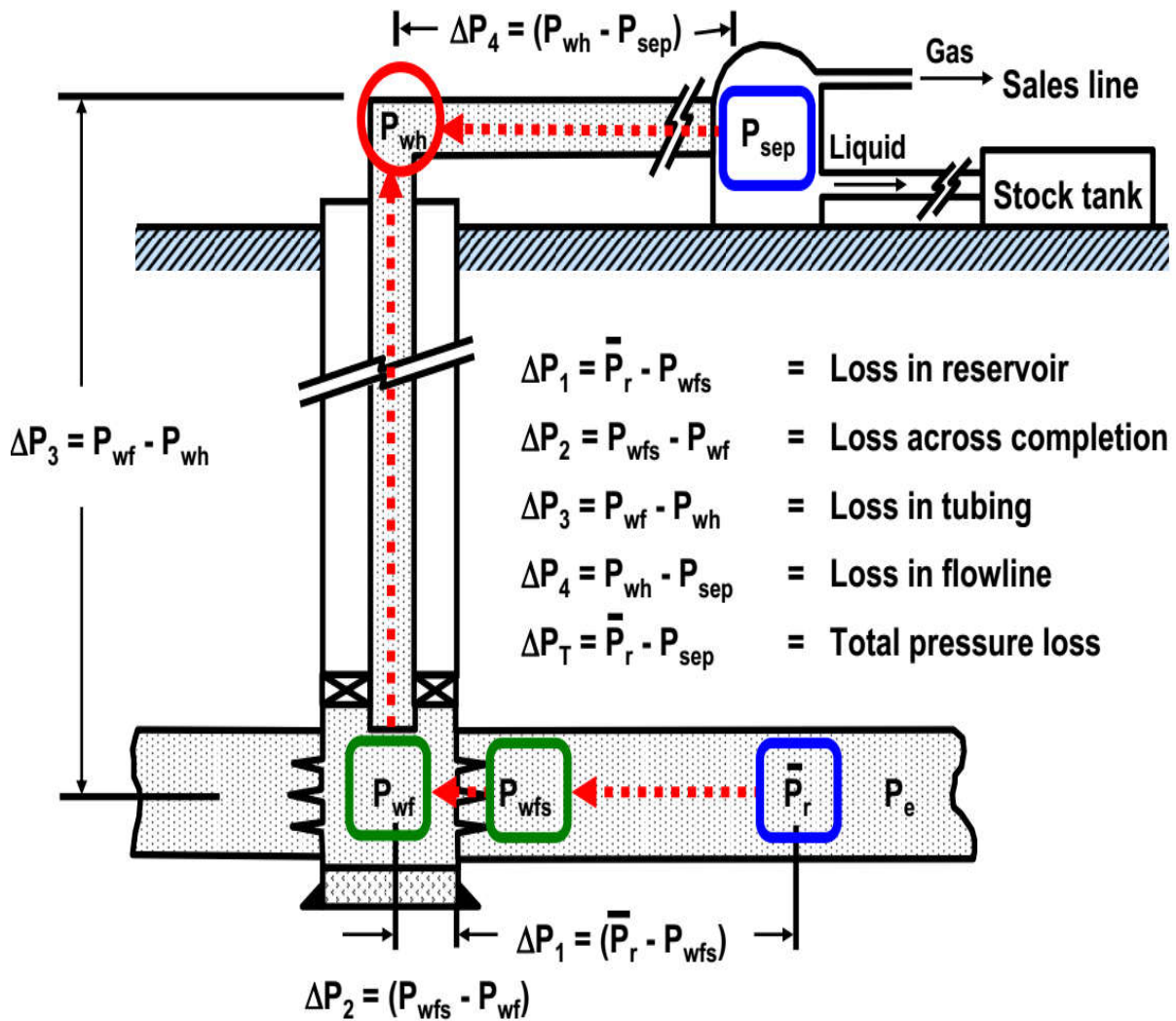


Figure.II.7.Perte de charge possible dans un système de production

II.4.1.Conception 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, la figure II.8 montre les emplacements des nœuds. ils sont classifiés à des 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 sont très important, mais en raison de l'interaction entre elles, la chute de pression dans l'une peut changer toutes les autres

pressions, ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de production étudié d'une manière plus économique dans lequel en isolant l'effet de chaque composante sur tout le système. [4]

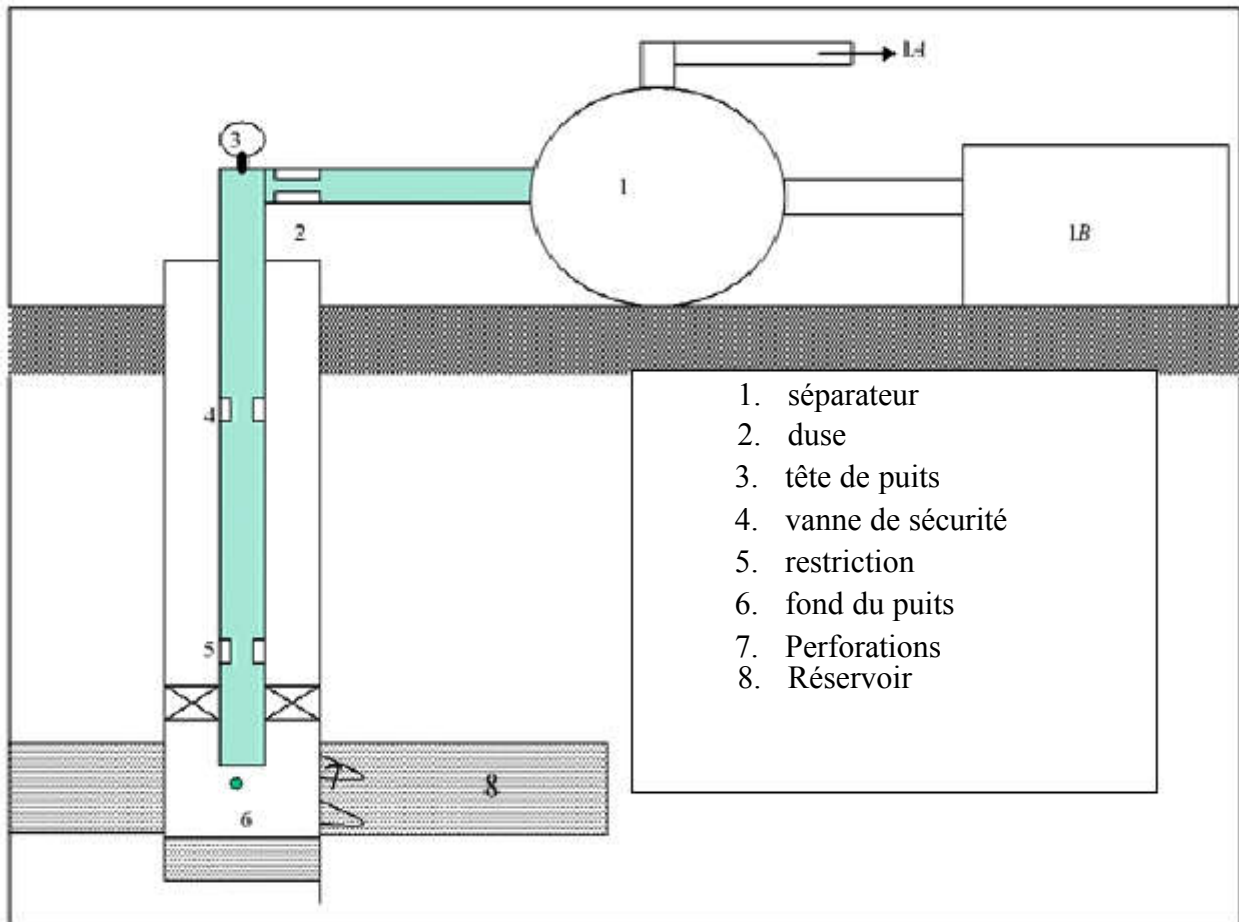


Figure.II.8.Les différentes postions des nœuds

#### II.4.2.Application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes de production 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.8. Tous les composants en amont du nœud compose 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, et 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-ci sortant.
- Une seule pression peut exister.

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

- Inflow :  $P_{\text{nœud}} = P_r - \Delta P$
- Outflow :  $P_{\text{nœud}} = P_{\text{sép}} + \Delta P$  où  $P_{\text{nœud}} = p_{\text{ête}} + \Delta P$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit  $q$ , et la représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point particulier c'est le point de fonctionnement du système. Il suffit de tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir (courbe d'IP suivant Vogel) et la réponse de Tubing ( les courbes de gradient ). Ces deux courbes se coupent en un point qui sera le point de fonctionnement du puits (Figure.II.9).

La même analyse nodale est à faire en surface où un deuxième nœud particulier se trouve au niveau de l'arbre de Noël. Une première courbe sera la réponse de l'amont (réservoir + Tubing) ou réponse du puits, tandis qu'une deuxième courbe sera la réponse de l'aval ou réponse de la surface (pipe + séparateur). [1]

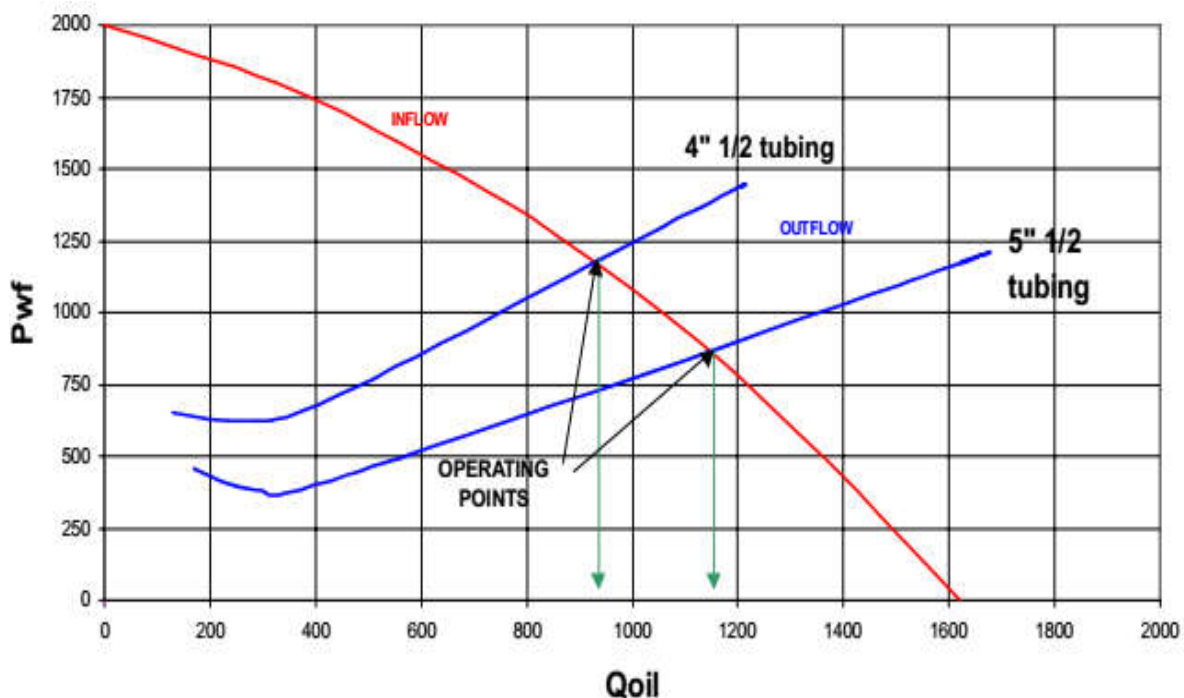
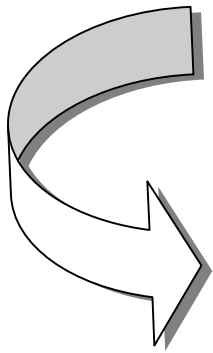


Figure.II.9.Point de fonctionnement du puits



# **Chapitre III :**

**Activation et développement**

**Introduction :**

Au cours de production, il y'aura une chute de pression de gisement, et après un certain temps les puits deviennent non éruptifs, ils peuvent être activés pour produire plus, mais surtout lorsque l'effluent n'a plus suffisamment d'énergie pour accéder à la surface. Les causes sont multiples mais on retiendra principalement la baisse de la pression statique du réservoir ou l'augmentation du BSW (Basic Sediment and Water) de manière importante par venue d'eau de formation ou d'eau d'injection.

La mise en place d'une méthode d'activation est dépend de plusieurs critères techniques et économiques, et la présélection finale sera à confirmer en fonction des problèmes rencontrés sur le puits.

Nous aborderons principalement dans ce chapitre les différentes possibilités d'activation au niveau du champ de Hassi R'mel sud, ainsi que le plan de développement qui actuellement pris en charge, afin de réaliser une récupération maximale d'hydrocarbures.

**III.1.Activation :****III.1.1.Importance d'activation :**

Dans le passé, les méthodes de récupération assistée étaient rarement prises en compte dès le début du développement d'un champ. De nos jours, il est devenu impérativement de prévoir un soutirage artificiel durant la vie du gisement. Au fur et à mesure et vu que le puits devient non ou insuffisamment éruptif suite à :

- La diminution de la pression statique du réservoir (ou pression statique iniale trop faible).
- Un endommagement aux abords du puits provoquant une augmentation des pertes de charge.
- Un Tubing ou un réseau de collecte qui n'est plus optimum par rapport aux conditions d'écoulement de fluide.
- L'augmentation du BSW et l'apparition des dépôts (sels, paraffines, carbonates...) au niveau de tubing et aussi à les perforations provoquant une augmentation des pertes de charges correspondantes.

Pour cela et comme indiqué plus haut, l'insuffisance du drainage naturel dans un réservoir a conduit à mettre en œuvre des moyens d'activation artificiels pour amener le fluide à la surface, la méthode la plus élémentaire étant le pompage ou le gaz lift.

### **III.1.2.Méthodes d'activation :**

Le soutirage artificiel assisté peut réaliser sous forme de deux procédés principaux pour reprendre l'éruptivité d'un puits, ils sont présentés ci-après :

- Activation par pompage
- Activation par gaz lift

#### **III.1.2.1.Activation par pompage :**

Une pompe placée sous le niveau dynamique de fluide dans le puits relève le brut jusqu'en surface, c'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui ne sont pas profonds, il existe plusieurs types de pompe, et les modes les plus répandus sont :

##### **III.1.2.1.1.Le pompage aux tiges :**

Une unité de surface généralement à balancier chevalement imprime le mouvement alternatif au piston par l'intermédiaire d'un train de tiges, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux clapets, l'un fixe et l'autre mobile qui a une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et ouverture se basent sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné depuis la surface par l'intermédiaire d'une tige, la descente de cette tige fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions (Figure. III.1). [2]

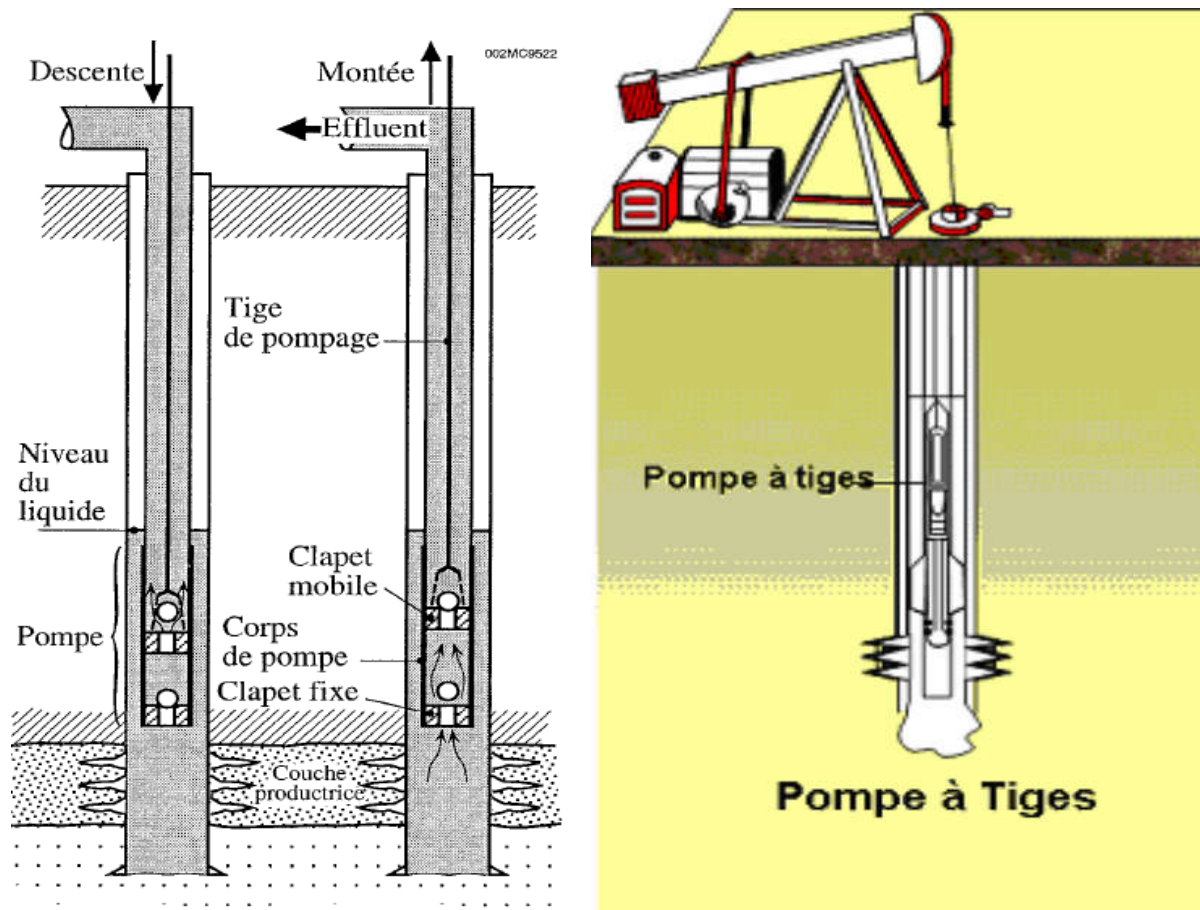


Figure.III.1. Le pompage aux tiges (IFP training 2015)

#### III.1.2.1.2. Le pompage centrifuge immergé :

L'énergie électrique est acheminée au moteur depuis la surface par un câble triphasé déroulé et fixé au tubing. Au fur et à mesure de la descente, la pompe centrifuge multi-étagée est reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur électrique submergé, le tout pendu au bout de Tubing. La pompe et le moteur peuvent être placés à n'importe quelle profondeur, ceux-ci étant conçus pour fonctionner aux pressions que l'on peut rencontrer dans le puits, de plus les pompes centrifugées immergées sont en principe destinées à aborder des fluides monophasiques (Figure. III.2).

Pour définir le fonctionnement d'une pompe centrifuge, il faut connaître sa courbe caractéristique "débit – hauteur différentielle" : c'est une courbe expérimentale donnée par le constructeur de la pompe, et la durée de vie de l'équipement dépend principalement de la température du moteur, de l'abrasivité du fluide, de la qualité du courant électrique fourni, et l'architecture du puits (déviation, dog legs). [2]

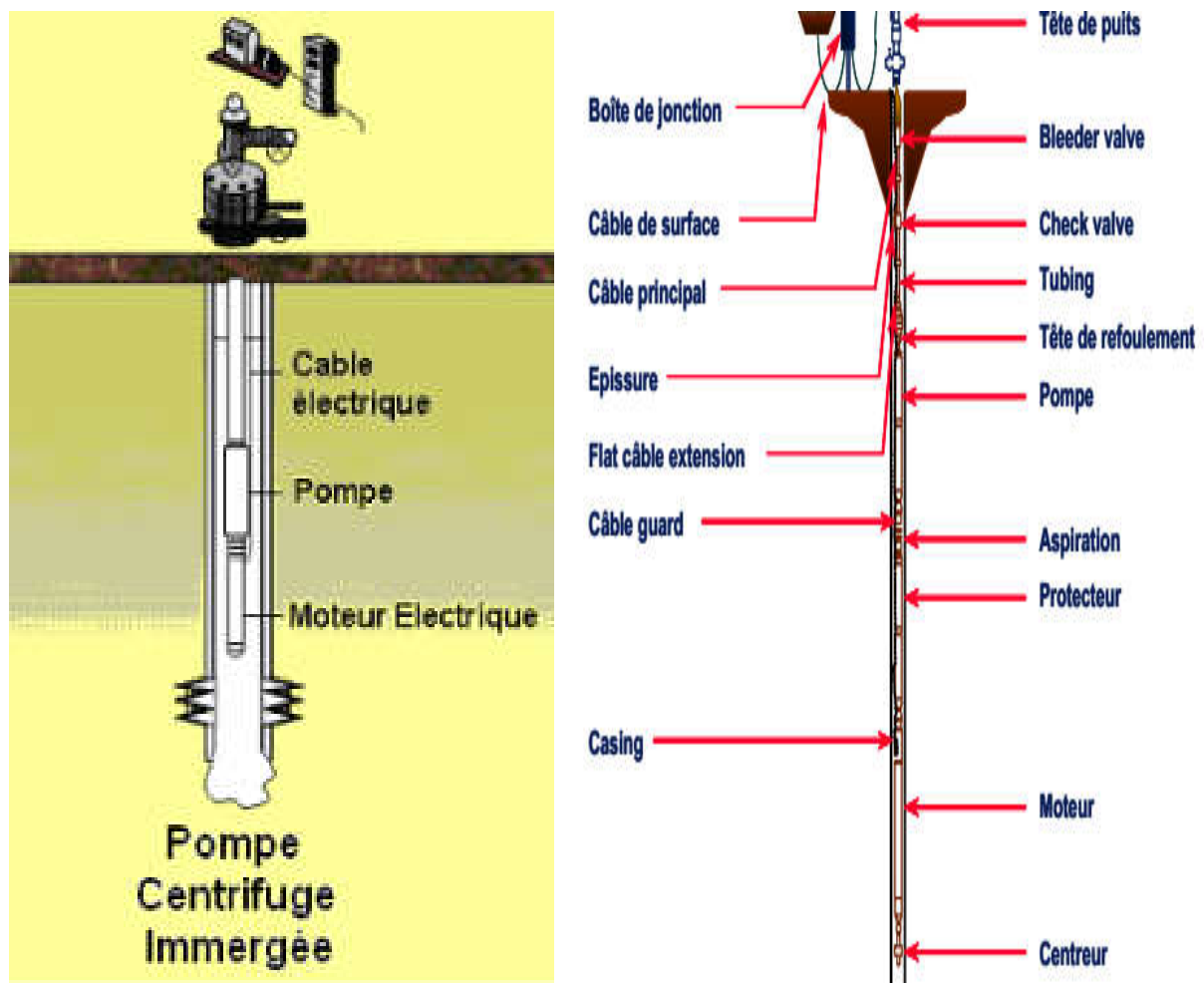


Figure.III.2. Pompage centrifuge immergé (IFP training 2015)

III.1.2.1.3. Le pompage hydraulique :

Une pompe de surface permet d’envoyer par un tubing d’alimentation, l’huile motrice dans un moteur à piston double effet situé en fond de puits ; un tiroir permet d’envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l’effluent produit remontent généralement ensemble par un même Tubing de production (concentrique au Tubing d’alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés (Figure. III.3).



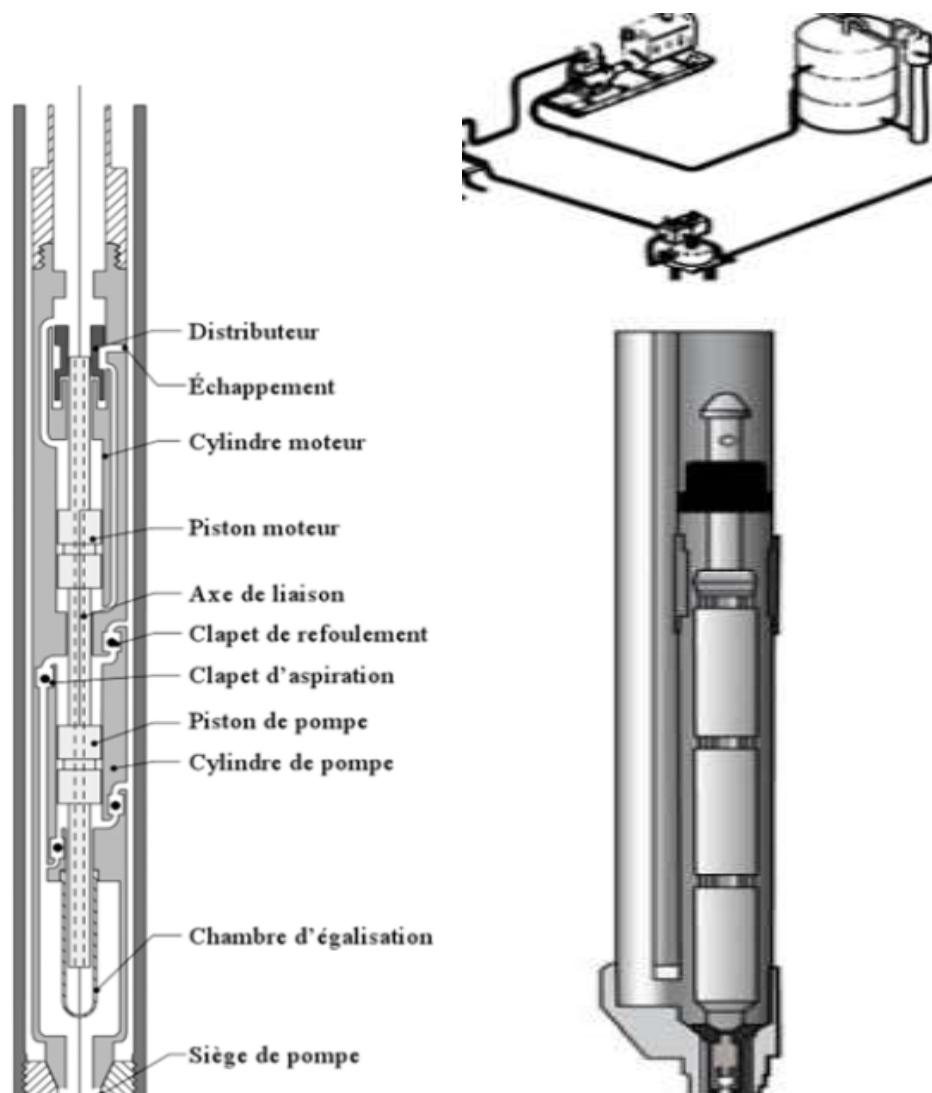


Figure.III.3. Pompage hydraulique (IFP training 2015)

### III.1.2.2.Activation par gaz lift :

Le gaz lift est un moyen d'activation de puits au principe très simple (Fig. III.4). L'effet de soutirage est obtenu en injectant du gaz au bas de la colonne du fluide produit. Le but est de modifier le gradient de pression de l'effluent en allégeant le poids de colonne hydrostatique, par l'injection de gaz à débit contrôlé et continu le plus bas possible dans le puits. On réduit ainsi les pertes de charge hydrostatiques et d'une manière générale, une production maximale une utilisation efficace du gaz, un coût minimum de l'ensemble investissements initiaux ainsi que les frais d'exploitation cumulés, résulteront d'un dimensionnement correct du système gaz lift. Le design doit aussi prendre en compte la déplétion naturelle du gisement, ainsi que l'augmentation du BSW au cours de production et le dimensionnement de la station de compression. [10]

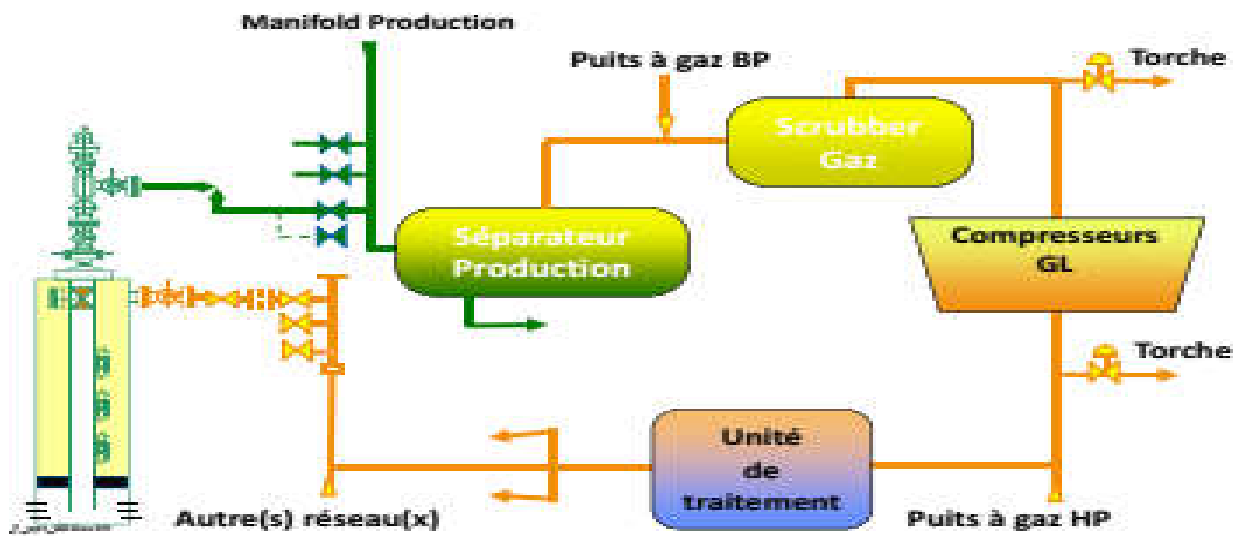


Figure.III.4.Process d'installation gaz-lift (IFP training 2015)

En ingénierie de production, le gaz lift continu est bien approprié pour les puits à bon indice de productivité ( $IP > 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$ ) et le gaz lift intermittent pour les puits à faible indice de productivité ( $IP < 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$ ) (Figure. III.5).

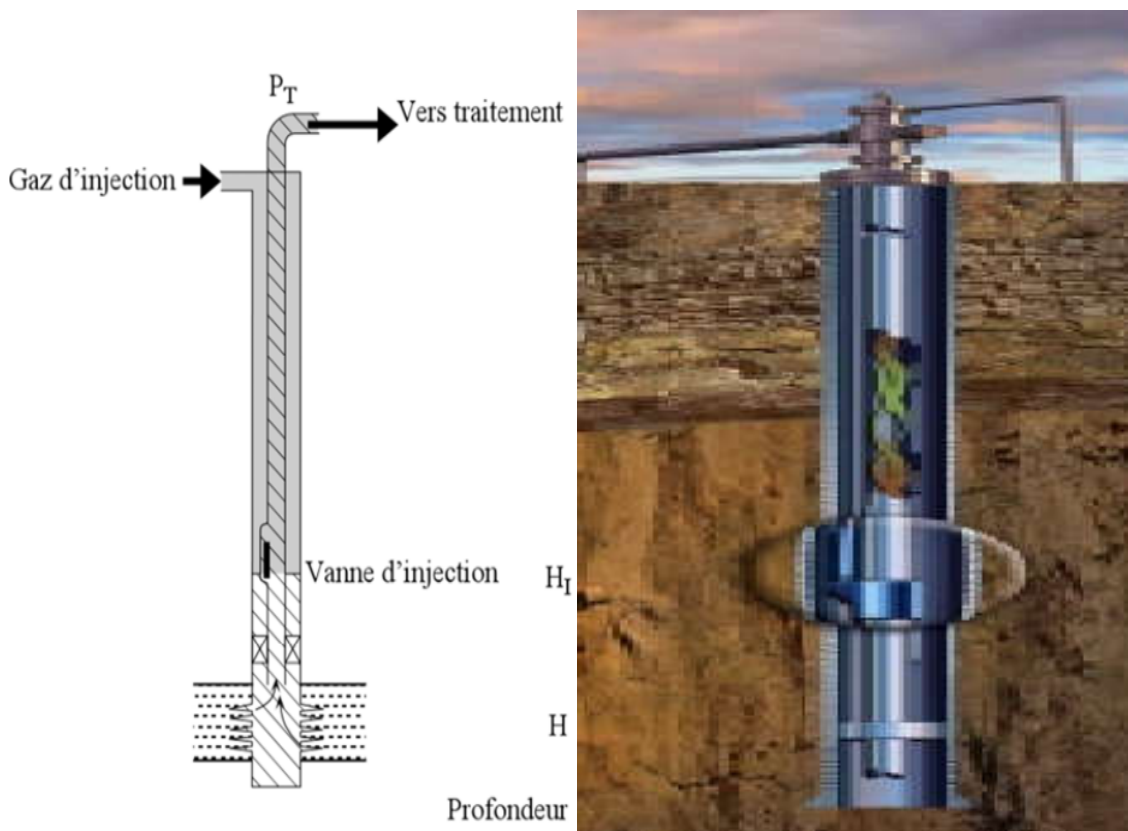


Figure.III.5.Activation par gaz lift (SLB, Artificial Lift)

III.1.2.3.Champ d’application des méthodes d’activation :

Avant d’entamer un projet ou une étude d’activation d’un champ, il faut prendre en considération certains paramètres qui peuvent influencer sur cette opération, s’il reste deux méthodes d’activation en concurrence, c’est souvent l’étude économique qui décidera le choix final (investissements et frais d’exploitation) (tableau.III.1).

Tableau.III.1.Champ d’application des méthodes d’activation (IFP training 2015)

Paramètre		Moyens d’activation			
		Pompage aux tiges	Pompage centrifuge immergé	Jet Pumping	Gaz lift continu
Débit	20 m <sup>3</sup> /j	OUI	NR	NR	NR
	200 m <sup>3</sup> /j	OUI	OUI	OUI	OUI
	1300 m <sup>3</sup> /j	NON	OUI	OUI	OUI
BSW	0 %	OUI	OUI	OUI	OUI
	80 %	OUI	OUI	OUI	NR
P <sub>fond</sub> à 1700 m	20 Bars	OUI	OUI	NON	NON
	70 Bars	OUI	OUI	OUI	OUI
P <sub>tubing</sub>	7 Bars	OUI	OUI	OUI	OUI
	45 Bars	NON	OUI	NR	NON
Gaz lift à la cote d’activation	10 %	OUI	OUI	OUI	OUI
	60 %	NON	NON	NON	OUI

\*NR : non recommandé

## III.2.Développement de Hassi R'mel sud :

### III.2.1.Historique de champ :

Dans le cadre de la délimitation des réservoirs triasiques au sud du champ de Hassi R'mel, le premier puits HRS01 a été foré en 1971 sur une structure définie par la sismique de réflexion. Ce puits particulier a rencontré 15 m de gaz piégé dans les grès du Trias argilo-gréseux supérieur (Réservoir A).

En 1980, une accumulation d'huile surmontée par un gaz cap, a été mise en évidence dans ce même réservoir A, par le forage de HR162. Cette présence d'huile a été confirmée ultérieurement par le puits HRS08 en 1984. Une deuxième accumulation d'huile piégée dans le réservoir triasique de la série inférieure a été découverte par le sondage HRS07 en 1983. [6]

### III.2.2.Perspectives de développement du réservoir A :

#### a. Zone à gaz :

Le plan de développement initial du réservoir A, a été finalisé en 2010. Ce plan est basé sur une étude réalisée, permettant de mettre en évidence le schéma optimal de développement. Il consiste à forer 11 puits producteurs et 4 puits injecteurs, ceci pour une production de gaz de  $6 \cdot 10^6 \text{ Stm}^3/\text{j}$  avec un recyclage de 100%.

#### b. Zone à huile :

Deux accumulations d'huile dans le réservoir A ont été mis en évidence, ces accumulations se trouvent au Nord-Est et au Centre-Ouest du réservoir A. Afin de développer ce potentiel considérable d'huile, 15 puits verticaux ont été forés, dont 6 sont actuellement en production.

L'analyse du comportement du réservoir à partir de l'historique de pression et des données récentes de production, nous permet d'entreprendre des nouvelles études de modélisation afin de réaliser une récupération maximale d'hydrocarbures. Ceci est actuellement pris en charge par les dernières technologies d'intégration des différentes données (sismiques, géologiques, réservoir, production, réseau de surface). [6]

**III.2.3. Perspectives de développement de la série inférieure :**

Vu la structure complexe de la série inférieure, un modèle géologique construit et basé sur:

- Une étude sédimentologique à partir de 7 puits ayant atteint la série inférieure.
- Une caractérisation pétrophysique.
- Une étude relative à la répartition spatiale des fluides.
- Une étude thermodynamique PVT.

Ce modèle permis d'élaborer un modèle de réservoir permettant l'obtention un schéma optimal de développement, et qui consiste au forage de 6 puits sur cette structure sans apport de maintien de pression. Ainsi, une étude d'optimisation est en cours pour la mise en production de ce niveau tenant compte du développement du niveau A, ceci à l'aide des nouvelles méthodes intégrées de technologies du réservoir. Pour cela, le plan d'action dans ce réservoir est basé sur :

**a. Forage :**

La mise en production de ce niveau comprend le forage de 6 puits additionnels. Deux puits (HRS-26 & HRS-27) à objectif série inférieure ont été forés en 2005. Les quarts puits restants seront forés en 2006 et 2007 à raison de 2 puits/an.

**b. Stimulation :**

La prise en compte de la forte compaction ainsi que de la faible perméabilité du réservoir SI (22 md en moyenne) a amené à considérer l'entreprise d'une étude de rendement de stimulation (acidification et fracturation hydraulique) rattachée à l'étude réservoir.

**c. Installation de gaz lift :**

Vu que la disponibilité de gaz traité à la région et en tenant compte les densités et les viscosités élevées d'huile du réservoir SI, la possibilité d'introduire une installation de gaz lift, est également à l'étude. [6]

## III.2.4.Étude technico-économique :

L'objectif de cette étude est d'exposer l'évaluation économique et technique du projet « Hassi R'mel Sud » durant la période (2005-2025), afin d'étudier l'opportunité de son développement dans le cadre de la demande de son permis d'exploitation. La figure.III.6 résume les principales évaluations; techniques et économiques de projet de développement.

	<i>Niveau «A»</i>	<i>Série Inférieure</i>
<b>RESERVES :</b>		
	<b>GAZ (SM<sup>3</sup>)</b>	<b>38,89 10<sup>9</sup></b>
	<b>HUILE (M<sup>3</sup>)</b>	<b>0,134 10<sup>9</sup></b>
		<b>17,2 10<sup>6</sup></b>
	* Gaz associés inclus (soit 4,886 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	
<b>SUPERFICIE :</b>	<b>160 Km<sup>2</sup></b>	
<b>INVESTISSEMENT :</b>	<b>Partie devises :</b>	<b>68 10<sup>6</sup> \$</b>
	<b>Partie dinars :</b>	<b>5,5 10<sup>9</sup> DA</b>
<b>PLANNING :</b>	<b>Démarrage en décembre 99</b>	
<b>PRODUCTION :</b>		
	<b>GAZ SEC :</b>	<b>2,8 10<sup>9</sup> SM<sup>3</sup> / AN</b>
	<b>CONDENSAT :</b>	<b>541 450 T / AN</b>
	<b>GAZ ASSOCIES :</b>	<b>436 10<sup>6</sup> SM<sup>3</sup> / AN</b>
	<b>TOTAL GAZ PRODUIT :</b>	<b>3,26 10<sup>9</sup> SM<sup>3</sup> / AN</b>

Figure.III.6.Description de projet de développement HR Sud iniale (Sonatrach HRM)

## III.2.4.1. Description des infrastructures industrielles :

Au début, le projet comporte deux unités de traitement principal, l'un destiné à traiter le pétrole brut et l'autre destinée à traiter le gaz naturel et la récupération des hydrocarbures lourds (Tableau.III.2).

Tableau.III.2.Fiche technique des centres de traitement (Sonatrach HRM)

Installation	Superficie	Capacité de traitement	Date de mise en service
Centre de traitement d'huile CTH	0.16 km <sup>2</sup>	1000 (m <sup>3</sup> /j)	Juillet 1993
Centre de traitement de gaz CTG	0.32 km <sup>2</sup>	9. 10 <sup>6</sup> Stm <sup>3</sup> /j de gaz sec	Janvier 2000

Actuellement, d'autres installations de surface sont implantées au champ, dans le cadre de son développement et afin de réaliser une récupération maximale des hydrocarbures et éviter le torchage (Figure.III.7).

- **Station Boosting** : la station a pour but de la compression de gaz issu des puits producteurs de 56 bars à 100 bars afin d'avoir une détente importante, dont la récupération optimale des liquides.
- **Station de compression (SCS)** : le but est de réinjecter le gaz récupéré au champ pour le maintien de pression de réservoir et récupérer le maximum de liquide.
- **Module de traitement de gaz (MPP2)** : est le diminutif de module Processing Plant MPP, c'est une usine de traitement de gaz de capacité de 20 millions m<sup>3</sup> en produit fini :
  - Gaz de vente (C1, C2)
  - GPL (C3, C4)
  - Le condensât (C5<sup>+</sup>)

**III.2.4.2. Description du Process (CTH sud) :**

L'ensemble des infrastructures et les installations de surface qui sont installés au niveau de champ sud de Hassi R'mel garantissent les principales opérations suivantes :

**a. La séparation :**

L'huile passe dans un séparateur pour éliminer l'eau libre, l'huile déshydratée à 80% passe par un séparateur HP où le gaz se sépare du mélange est récupéré par le STG sud pour être comprimé et transféré ensuite au MPP2, L'huile passe ensuite dans un séparateur MP où tous les restes des impuretés sont éliminés (Eau, gaz, particules solides).

**b. Le stockage et stabilisation :**

L'huile traitée est stockée dans des bacs à toit couvert communiquant avec l'atmosphère par des soupapes. La décantation se fait par la différence de gravité et l'eau émulsionnée se décante sous l'action du produit désémulsionnant dont le temps de décantation est estimé de 8 heures et la stabilisation d'huile est assurée par son dégazage vers l'atmosphère.

L'huile déshydratée et stabilisée est expédiée vers le module MPP4 pour le comptage final et l'expédition vers les raffineries. Et pour le gaz acheminé au MPP2, il subit des différents traitements pour avoir des produits finis (gaz sec, condensats, GPL).

Le condensât et le GPL produits par tous les modules sont acheminés vers le centre de stockage et de transfert CSTF (centre de stockage et de transfert) qui se trouve dans la zone centrale de Hassi R'mel, ils sont débarrassés des éventuelles quantités d'eau résiduelle et comptabilisée avant d'être expédié vers SP4 et puis vers Arzew.

Les figures ci-après résument la chaîne de traitement de pétrole brut et le bilan de production du champ sud de Hassi R'mel. [6]



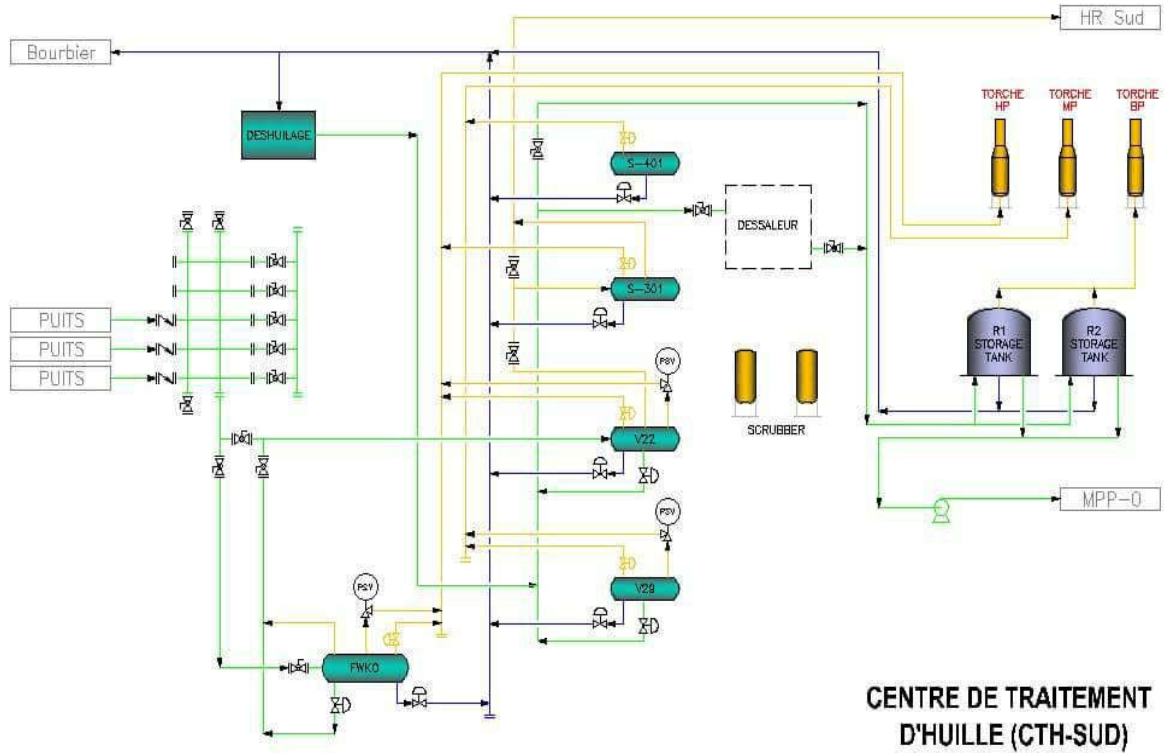


Figure.III.7. Schéma général de Process du CTH sud (Sonatrach HRM)

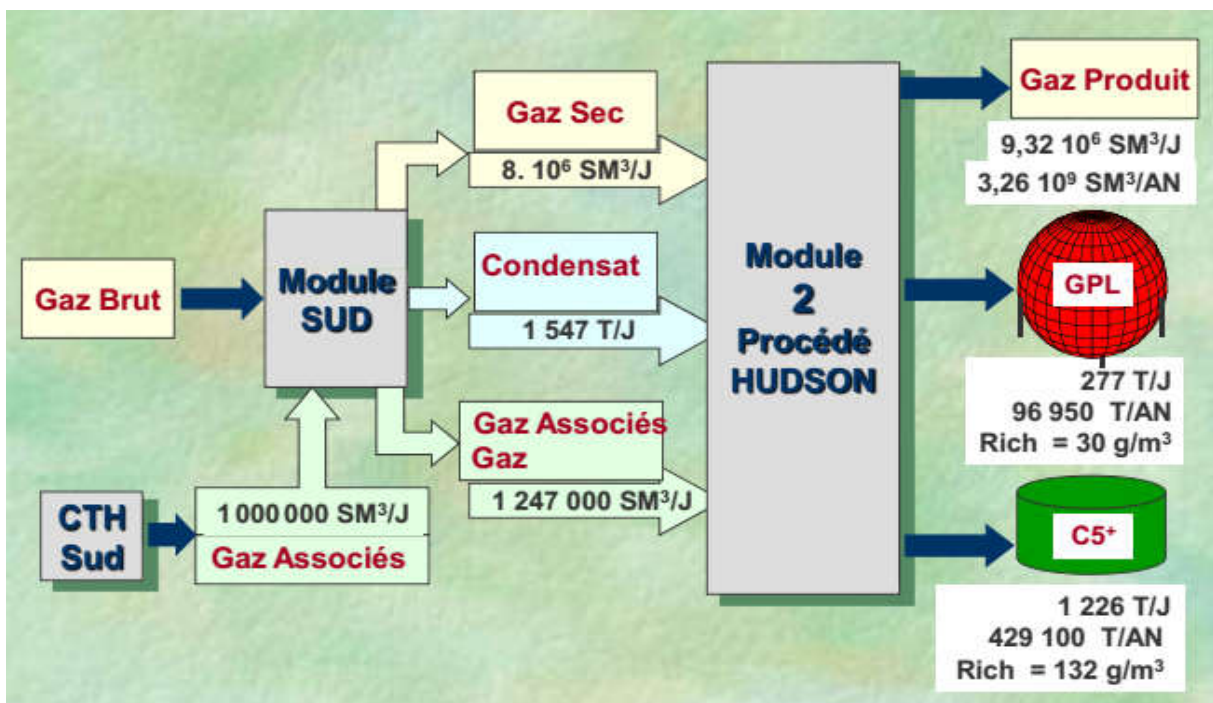


Figure.III.8. Bilan de production et de traitement via et le module 2 (Sonatrach HRM)

III.2.4.3.L'économie et couts du projet :

Depuis 2014, et face au choc pétrolier international sous l'effet de la baisse de prix de baril, les investissements au niveau de champ de Hassi R'mel sud ont connu des difficultés en matière économique, tant que les grands investissements prévus durant la période (2005-2010) ont été achevés. En chiffre nous aborderons certaines évaluations de projets dans les tableaux (III.3, III.4).

**Tableau.III.3.Taux de production des différents produits (Sonatrach HRM, PED 2005).**

	<b>Produit</b>	<b>Le cumul de la production (2005 – 2025)</b>	<b>Marché national</b>	<b>Exportations</b>	<b>GNL</b>
Liquide	Brut	18,11 millions de barils	17 %	83 %	/
	Condensat	4,04 millions de tonnes	0 %	100 %	
	GPL	0,71 millions de tonnes	15 %	85 %	
Gaz	Gaz de vent	9,212 milliards de m <sup>3</sup>	24 %	43 %	33 %

**Tableau.III.4.Charges d'exploitation (Sonatrach HRM, PED 2005)**

	<b>Produit</b>	<b>Coûts des opérations au champ</b>	<b>Frais de gestion et de commercialisation</b>	<b>Coûts de Transport</b>
Liquide	<b>Brut</b>	1,04 \$/bbl	0.95 \$/bbl	1,65 \$ <sub>05</sub> /bbl
	<b>Condensat</b>	2,83 \$/ tonne	4,56 \$/tonne	14,41 \$ <sub>05</sub> /tonne
	<b>GPL</b>	2,48 \$/tonne	12,27 \$/tonne	23,91 \$ <sub>05</sub> /tonne
<b>Gaz</b>	<b>Gaz naturel</b>	1,45 \$/000 m <sup>3</sup>	2,24 \$/000 m <sup>3</sup>	34,5 \$ <sub>05</sub> /000 m <sup>3</sup>

Tableau.III.5.Prix des différents produits (Sonatrach HRM, PED 2005)

	Produit	Prix à exportations
Liquide	Brut	19 \$/bbl
	Condensat	102% du prix du pétrole
	GPL	85 % du prix du pétrole brut
Gaz	Gaz naturel	2,19 \$/Mmbtu
	GNL	2,55 \$/MMbtu

III.2.5.Résultats économiques :

Les résultats économiques des différentes parties de projet durant la période (2005-2025) sont présentés comme suite :

	Act (MMS)	%
Opex	710,05	40,08%
Amorts Invest Nouveaux	14,72	0,83%
Amorts Anciens Invests	63,47	3,58%
Net Sonatrach	94,35	5,33%
Etat	888,95	50,18%
Recettes total	1 771,54	100%

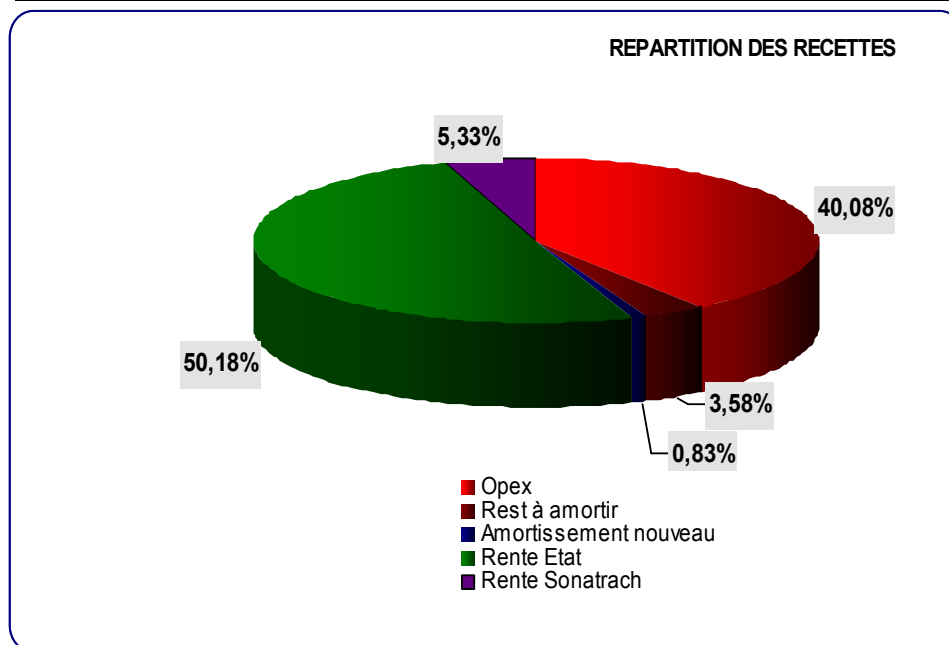
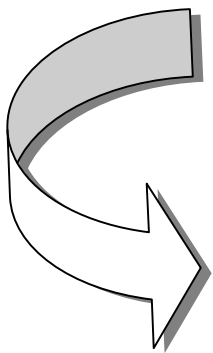


Figure.III.9.Résultats économique de projet HR sud (Sonatrach HRM, PED 2005)

D'après cette évaluation économique, le champ sud constitue une alternative prometteuse suppléant les ressources énergétiques à Hassi R'mel, les importants investissements réalisés au niveau du champ augurent d'importantes perspectives économiques s'ajoutant aux énergies conventionnelles du pays. Dans le but de renforcer notre trésor d'état en devise notamment dans cette période sensible à l'économie nationale.



# **Chapitre IV :**

**Modélisation et analyse de  
performances**

**Introduction :**

L'étude d'un gisement pétrolier a pour but, à partir de leur découverte d'établir un projet de développement qui cherchera à améliorer la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée, les spécialistes de gisement continueront aussi à étudier le réservoir pendant la durée de vie du champ afin de tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale, la simulation de réservoir est l'une des méthodes avancées qui peuvent permettre d'obtenir une image du réservoir un peu réelle de celle obtenue à l'origine par l'intégration des autres modèles ( géologique, puits, réseau...) et par la comparaison entre les résultats de production et ceux simulés par le modèle.

Pour cela notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et analyser les performances de production des puits de champ sud de Hassi R'mel à la base du logiciel PIPESIM, pour prévoir les possibilités d'activation en matière technique et économique dans le cadre de son développement.

**IV.1.Aperçu sur le Simulateur (PIPESIM 2017) :**

PIPESIM (Pipeline Simulator) est une technologie d'ingénierie de production qui couvre un large éventail d'applications pour l'industrie pétrolière et gazière grâce à ses algorithmes de simulation, il est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. PIPESIM vous aide aussi à optimiser vos opérations de production, mener des analyses nodales, concevoir des systèmes de levage artificiels, des réseaux de pipelines et des plans de développement. [3]

PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois le modèle du système a été établi aux vraies données de champ, il peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres.

Pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est de modeler et analyser les performances de production des puits de champ sud. Pour cela nous avons utilisé les modules suivants :

- Well Performance Analysis: ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le module du réseau.
- Network Analysis : il nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout le réseau.

## IV.2. Modélisation des puits :

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude d'écoulement dans nos puits, il suffit d'intégrer plusieurs aspects à la base du logiciel PIPESIM. Donc il faut définir certaines options du modèle tel que :

- Le modèle réservoir.
- Le type de complétion.
- L'étude PVT et résultats des essais des puits.
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- Le tracé des courbes Inflow et Outflow.

La figure suivante résume le principe et la procédure de notre modélisation qui sera effectuée à nos puits du champ sud.

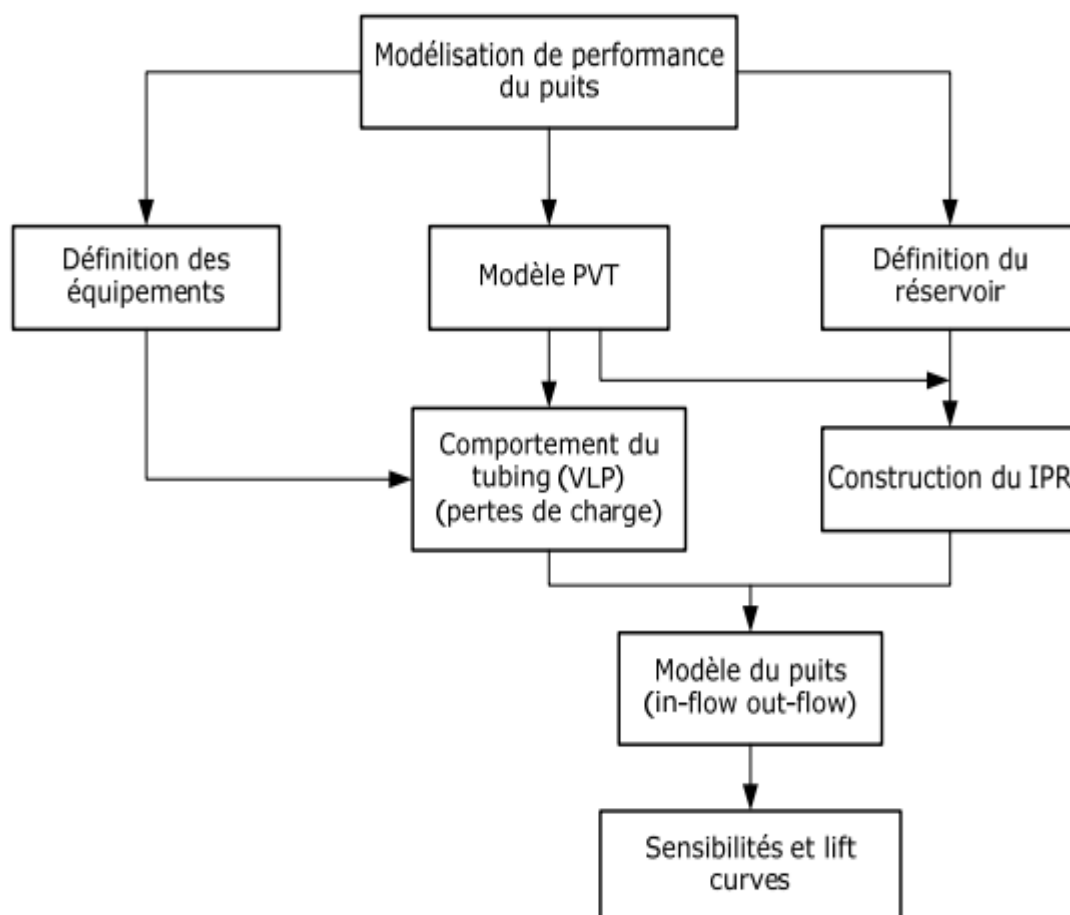


Figure.IV.1. Procédure de modélisation des puits

### IV.2.1. Le modèle réservoir :

Afin d'établir les modèles du IPR (Inflow Performance Relationship), il est important d'introduire les paramètres du réservoir au niveau local de chaque puits pour le réservoir A et la série inférieure. Ces paramètres déterminent le potentiel de production de chaque puits.

En raison de la complexité géologique de la série inférieure, et afin de permettre une identification précise du modèle réservoir étudié, et dans le but d'aider l'interprétation des résultats de modélisation, un modèle géologique de la série inférieure est disponible pour valider notre modèle, et ensuite il sera utilisé pour le développement du champ.

#### IV.2.1.1. Aperçu sur le modèle géologique de la série inférieure :

Un modèle géologique est le résultat de la répartition dans l'espace tridimensionnel des valeurs pétrophysiques ainsi que du faciès. Cette répartition spatiale est guidée par des lois géostatistiques qui sont des outils essentiels pour suivre la variabilité spatiale des paramètres. Pour arriver à un bon modèle géologique, il est nécessaire de suivre les étapes suivantes :

- Création du modèle structural ( Structural Modeling ).
- Le modèle des propriétés ( Proprety Modeling ). [7]

#### IV.2.1.2. Résultats et perspectives du modèle :

Cette étude de modélisation du réservoir de la série inférieure de la région sud de Hassi R'mel a été faite à l'aide du logiciel « Pétrel » ; c'est un programme de simulation numérique conçu par une compagnie pétrolière américaine.

Les résultats de la modélisation ont déterminé les modèles suivants :

- un modèle de porosité
  - un modèle de perméabilité
  - un modèle de saturation en eau
  - un modèle du volume d'argile
- 
- **Modèle de porosité** : il montre des valeurs de porosité variant entre 8 et 19% dans la structure haute de la partie sud de la région d'étude. Alors qu'au fur et à mesure qu'on s'éloigne du sud vers le nord, on remarque une diminution rapide de la porosité (Figure IV.2). [7]



- **Modèle de perméabilité :** (Fig.IV.3). Il illustre la concentration des meilleures valeurs de perméabilité de la série inférieure dans la zone haute de la partie sud, où elles varient de 1 à 127 md. Tandis qu'au fur et à mesure qu'on s'éloigne du sud vers le nord, la diminution de la perméabilité est rapide. [7]
- **Modèle de volume d'argile :**(Fig.IV.4). Ce modèle montre un volume d'argile moyen à fort le long de la structure, sauf au niveau de la structure haute de la zone sud du champ d'étude qui présente des valeurs inférieures à 20% d'argile. Ces faibles valeurs d'argile coïncident avec des bonnes valeurs de porosité et de perméabilité. [7]
- **Modèle de saturation :** (Fig.IV.5). Il présente une saturation d'eau très élevée sur toute la structure de la série inférieure, surtout au niveau des flancs. Le seul endroit qui présente des faibles proportions de saturation en eau est la zone haute de la partie Sud. Cette faible saturation en eau coïncide avec des bonnes valeurs de porosité et de perméabilité, ainsi qu'avec un faible volume d'argile. [7]

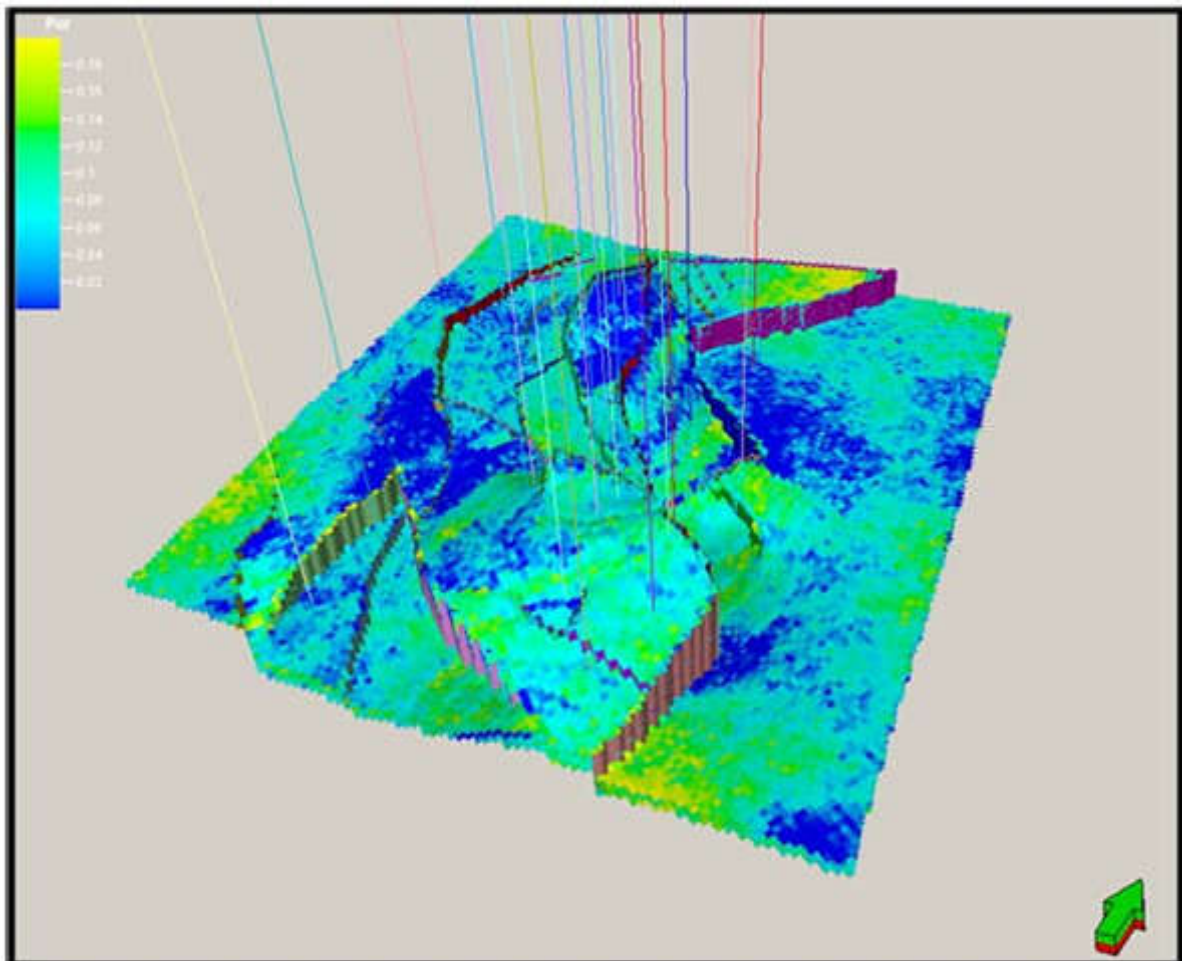


Figure.IV.2.Modèle de porosité

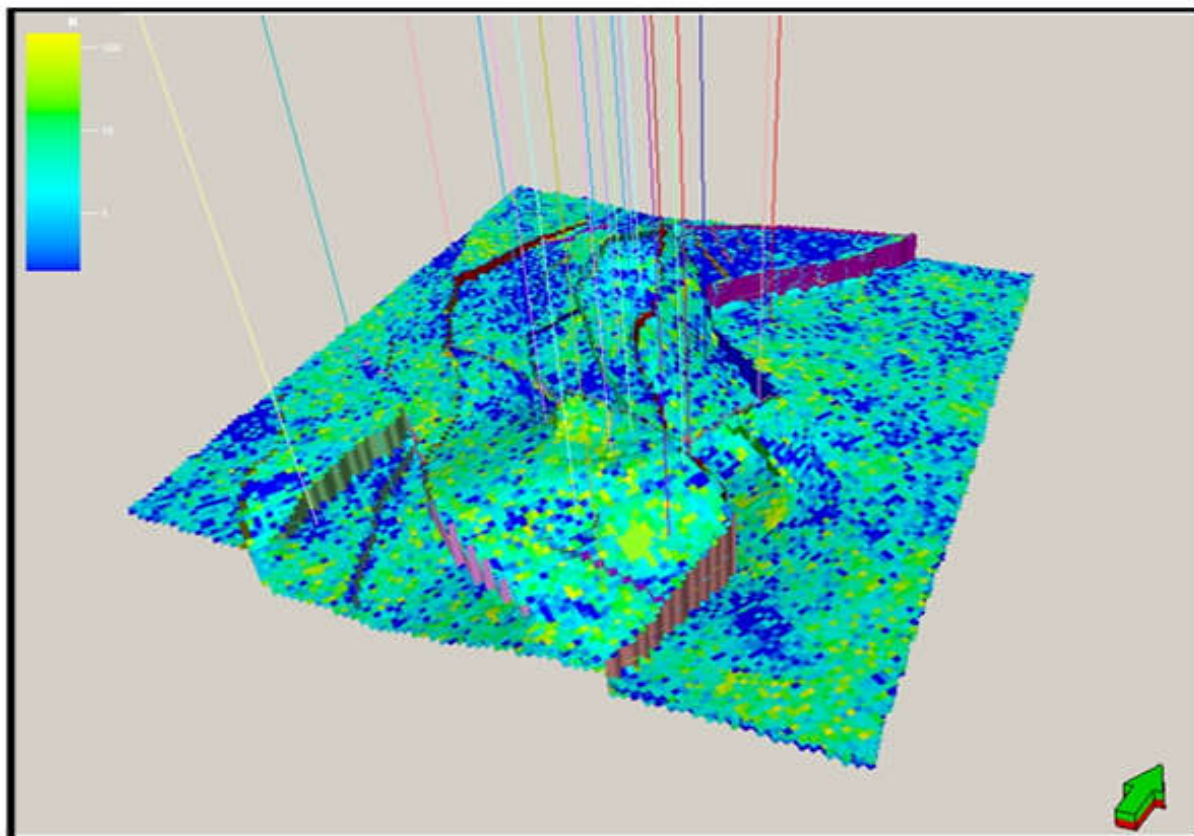


Figure.IV.3.Modèle de perméabilité

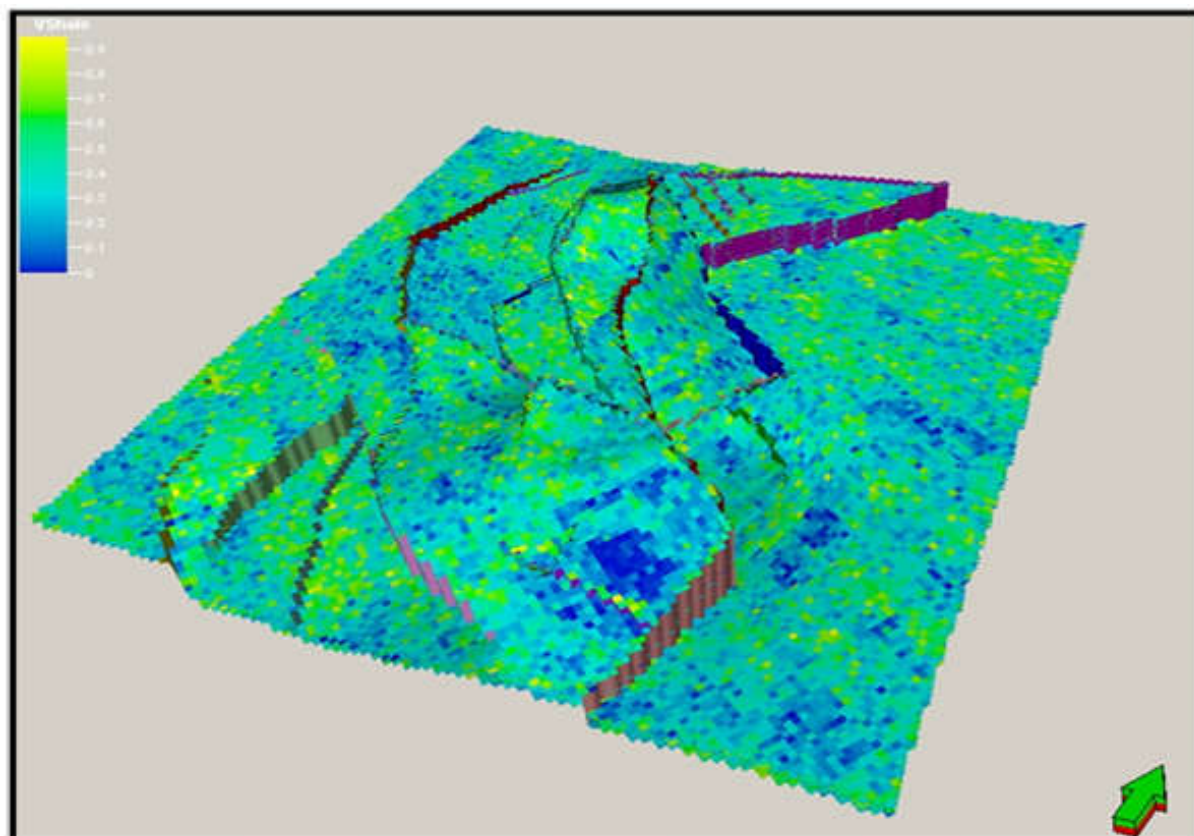


Figure.IV.4.Modèle du volume d'argile

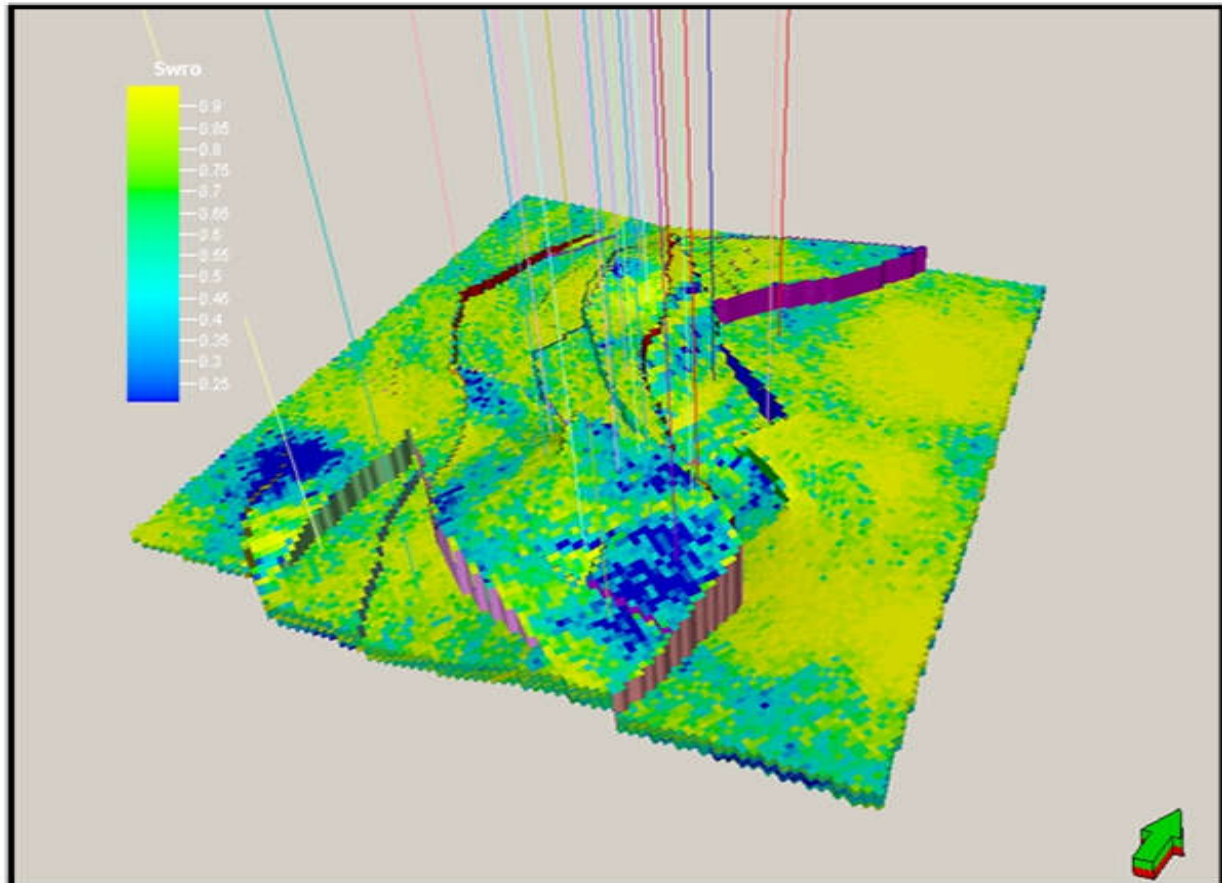


Figure.IV.5.Modèle de saturation en eau

#### IV.2.1.3.Equation d'inflow de réservoir :

Les réservoirs de champ de Hassi R'mel sud sont caractérisés par une pression de réservoir initiale égale à la pression de bulle ( $P_{r_i} = P_b = 311,1$  bars). Donc, l'écoulement dans les réservoirs est un écoulement diphasique. De ce fait, l'équation qui doit être utilisée pour calculer les pertes de charges dans le réservoir est l'équation de Vogel :

$$Q_o = Q_{o_{\max}} \left[ 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Pour qu'on puisse tracer les courbes IPR de nos puits, nous devons calculer les débits max (AOF) que ses puits peuvent délivrer. Pour cela nous devons utiliser les données des tests des puits qui ont été effectués sur eux.

**IV.2.2.Type de complétion du puits :**

Le modèle de puits à concevoir avec PIPESIM comporte une partie représente les caractéristiques de tubing, tubage.....Le tableau ci-dessous résume les données de nos complétions.

**Tableau.IV.1.Type de complétion des puits**

Puits	Côte des mid perfos (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominal du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
HRS26	2175,6	1982.96	3"1/2	3.16
HRS28	2196,7	2016.8	3"1/2	3.16
HRS30	2169	2069	3"1/2	2,992
HRS 14	2138.5	1949.56	3"1/2	2,992
HRS15	2215.25	2011.4	3"1/2	2,992
HRS 32	2224	2037.42	3"1/2	2,992

**IV.2.3.Etude PVT et résultats des essais des puits :**

**IV.2.3.1.L'étude PVT :**

L'intégration des données d'étude PVT des effluents de ces puits est nécessaire pour la modélisation des puits, Le modèle utilisé le modèle est le Black Oil. Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau .IV.2.

**Tableau.IV.2.Données d'étude PVT**

Puits	Densité d'huile g/cm	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Densité du gaz	WOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Water cut %	Pression de bulle (psi)
HRS26	0.839	139	0,67	0	0	4510
HRS28	0.803	238	0,67	0	0	4510
HRS30	0,837	136	0.67	0	0	4510
HRS 14	0.84	62	0.67	0	0	4425
HRS 15	0.802	3427	0.67	0.141	12.35	4425
HRS 32	0.844	183	0.67	2.416	29.27	4425

## IV.2.3.2. Résultats des essais de puits :

Les valeurs de pression et de température obtenus par les essais de puits sont réalisés au niveau des sièges, pour cela, on est obligés de faire la correction à l'aide du gradient statique de pression et de température. Pour corriger ces mesures, nous utilisons les relations suivantes:

$$P_{fs}(perfos) = P_{fs}(gauge) + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{st} * (Côte_{perfos} - Côte_{gage})$$

$$P_{fd}(perfos) = P_{fd}(gauge) + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{st} * (Côte_{perfos} - Côte_{gage})$$

$$T_{fs}(perfos) = T_{fs}(gauge) + \left(\frac{dT}{dh}\right)_{st} * (Côte_{perfos} - Côte_{gage})$$

Où

$P_{fs}$  : Pression de fond statique

$P_{fd}$  : Pression de fond dynamique

$T_{fs}$  : Température de fond statique

$\left(\frac{dp}{dh}\right)_{st}$  : Gradient statique de pression

$\left(\frac{dT}{dh}\right)_{st}$  : Gradient statique de température

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau.IV.3.

Tableau.IV.3.Résultats des essais de puits

		Série inferieure			Réservoir A		
Puits		HRS26	HRS28	HRS30	HRS 14	HRS15	HRS 32
Valeurs données	Côte de mesure (m)	2160	2190	2160	1970	2210	2220
	Côte des Mid Perfos (m)	2175.5	2196,7	2169	2138.5	2215.2	2224
	Débit de test Q <sub>0</sub> (Sm <sup>3</sup> /J)	35.30	60.40	70.80	186.90	41.80	38.90
	Diamètre de la Duse (in)	22/64	22/64	18/64	24/64	26/64	24/64
	Température de fond statique (°F)	171.23	170.69	170.39	169.10	170.2	177.44
	Pression de tête dynamique (psi)	464	580	600	554	1602	590
	Pression de fond statique (kg/cm <sup>2</sup> )	165.18	176.37	146.69	202.26	200.84	224.85
	Pression de fond dynamique (kg/cm <sup>2</sup> )	107	102.20	124.50	165.98	158.10	138.4
Valeurs corrigées	Température de fond statique (°F)	172.40	171.80	170.60	179.60	170.60	177.80
	Pression réservoir (kg/cm <sup>2</sup> )	168	178	148.05	214.189	201.2	225.319
Gradient statique	Pression (kg/cm <sup>2</sup> /m)	0.0717	0.034	0.0264	0.0708	0.0684	0.11738
	Température (°F/100m)	7,56	16,56	2,16	6.23	11.42	8.91

IV.2.3.3.Détermination du débit maximal (AOFP) par PIPESIM :

D’après les résultats précédentes des (Pr, Pwf et Q<sub>0</sub>), nous pouvons calculer le débit maximal (AOFP). Pour chaque puits, et cela en se basant sur l’équation de Vogel, Ces débits sont représentés dans le tableau.IV.4.

Tableau.IV.4.AOFP des puits de la série inférieure et de réservoir A

	Série inférieure			Réservoir A		
Puits	HRS26	HRS28	HRS30	HRS 14	HRS15	HRS 32
$Q_{0Max}$ AOFP ( $m^3/j$ )	66.34	98.57	280.66	631.94	120.36	68.04

A partir de ces résultats nous pouvons remarquer que :

- Pour la série inférieure, le puits HRS 30 a un bon potentiel par rapport a les autres puits voisins.
- Concernant le réservoir A, le puits HRS 14 a un très bon potentiel que les autres puits.

#### IV.2.4.Choix de la corrélation de l'écoulement vertical en tubing :

Pour avoir un modèle similaire a nos résultats réels, il suffit de choisir une corrélation d'écoulement verticale propice. Cette corrélation doit être celle qui donnera la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PIPESIM nous offre une multitude de corrélations (Tableau.IV.5).

Tableau.IV.5. certaines corrélations de l'écoulement vertical

Corrélation	Abréviation
Ansari	ANS
Aziz Govier Fogarasi	AGF
Beggs and Brill revised	BBR
Duns and Ros	DR
Hagedorn and Brown	HBR
Orkiszewski	ORK

A l'aide du logiciel PIPESIM, on peut choisir la corrélation qui donnera les meilleures prédictions des pertes de charge pour le puits HRS 14 et le puits HRS 30, nous procéderons comme suit :

- On fixe le débit du liquide en test, et la pression de réservoir (Inlet Pressure), puis on choisit la pression en tête (Outlet Pressure) comme une variable à calculer.

- On compare les résultats des différentes corrélations obtenus par PIPESIM à celle ci obtenu par le test de puits correspond.
- On calcule l'écart de chaque corrélation puis on prend la valeur la plus proche à la pression en tête pour calculer les pertes de charge au niveau de tubing pour chaque puits.

Les résultats des différentes corrélations sont représentés dans le tableau.IV.6.

**Tableau.IV.6.Résultats des différentes corrélations**

Corrélation	Pwh HRS14 (psi)	Pwh HRS30 (psi)	Ecart HRS14 (± %)	Ecart HRS30 (± %)
<b>ANS</b>	478.12	361.6878	13.69	39.71
<b>AGF</b>	450.48	255.8319	18.68	57.36
<b>BBR</b>	537.91	406.6235	2.90	32.22
<b>DR</b>	495.81	364.9287	10.50	39.17
<b>HBR</b>	552.96	599.147	0.187	0.142
<b>ORK</b>	550.02	411.8385	0.718	31.36

La corrélation d'écoulement vertical à choisir pour les puits HRS 14 et HRS 30 est celle qui donnera la plus proche résultat à la valeur réelle du test. Pour cela la corrélation Hagedorn and Brown est la plus convenable à nos puits. On peut calculer la perte de charge dans le Tubing comme suite :  $\Delta P = P_{wf} - P_{wh}$

- HRS 30  $\Delta P1 = 1770.8 - 600 = 1170.80$  psi
- HRS 14  $\Delta P2 = 2360.79 - 554 = 1806.79$  psi

**IV.2.5.Réponse de pression de réservoir (Inflow Pressure) selon VOGEL :**

La courbe donnée par PIPESIM est une relation "pression – débit" pour toute valeur de la pression de fond dynamique mais avec une pression statique de réservoir constante dans le temps. Pour notre cas d'étude, on va choisir le puits HRS 14 comme un puits pilote et quant à la série inférieure, on peut choisir le puits HRS 30 (Figure.IV.6).



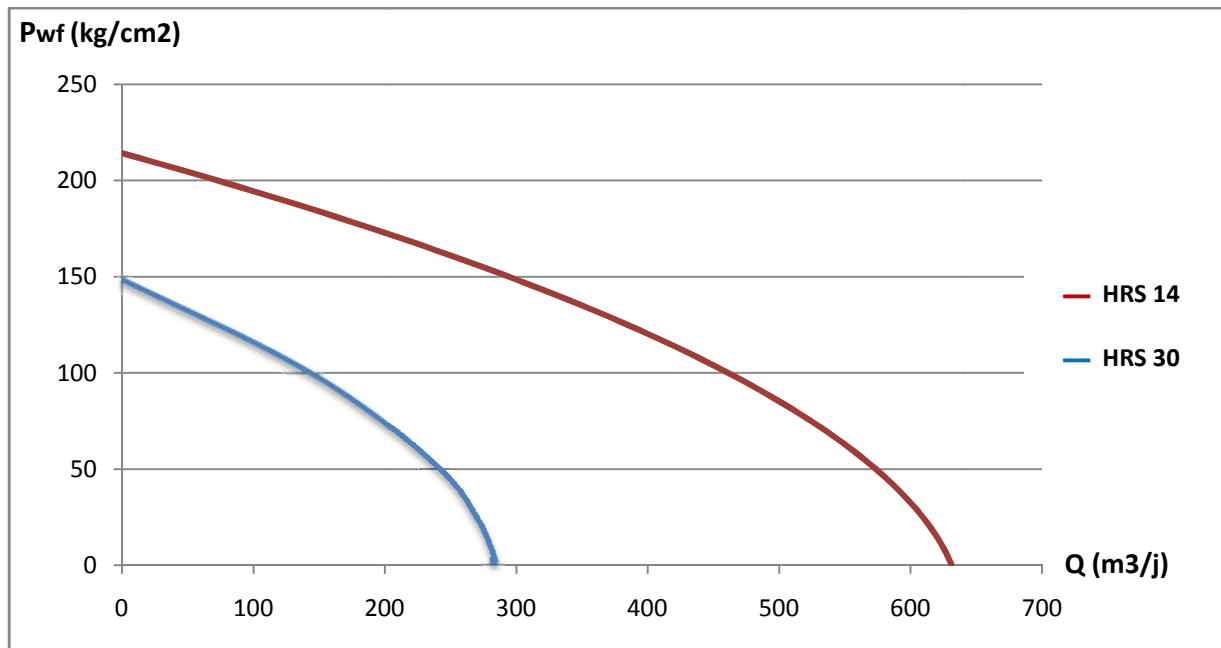


Figure.IV.6.Courbe d'inflow de puits HRS 14 et HRS 30

### IV.3.Analyse des performances actuelles :

#### IV.3.1.Evolution de déclin de pression moyenne de gisement :

Le déclin de pression de gisement influe sur la production puisqu'elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenue dans le réservoir, et si cette source devient très faible, on doit recourir à d'autres méthodes d'activation. Le graphe ci-dessous montre l'évolution de la pression de réservoir A et la série inférieure (Figure.IV.7).

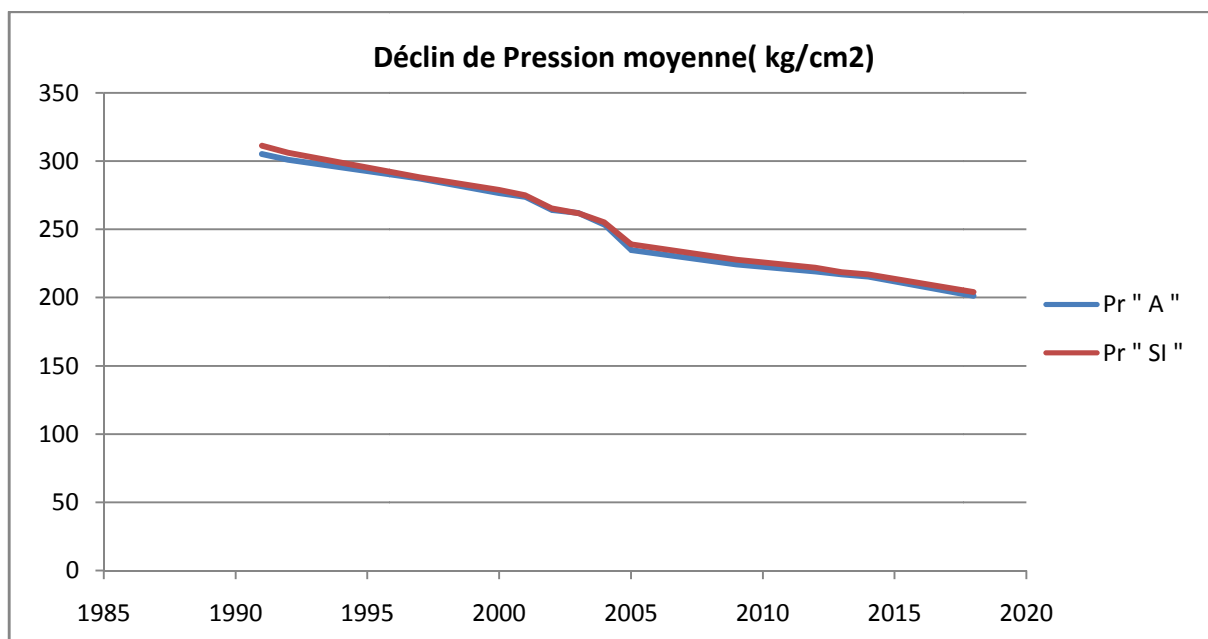
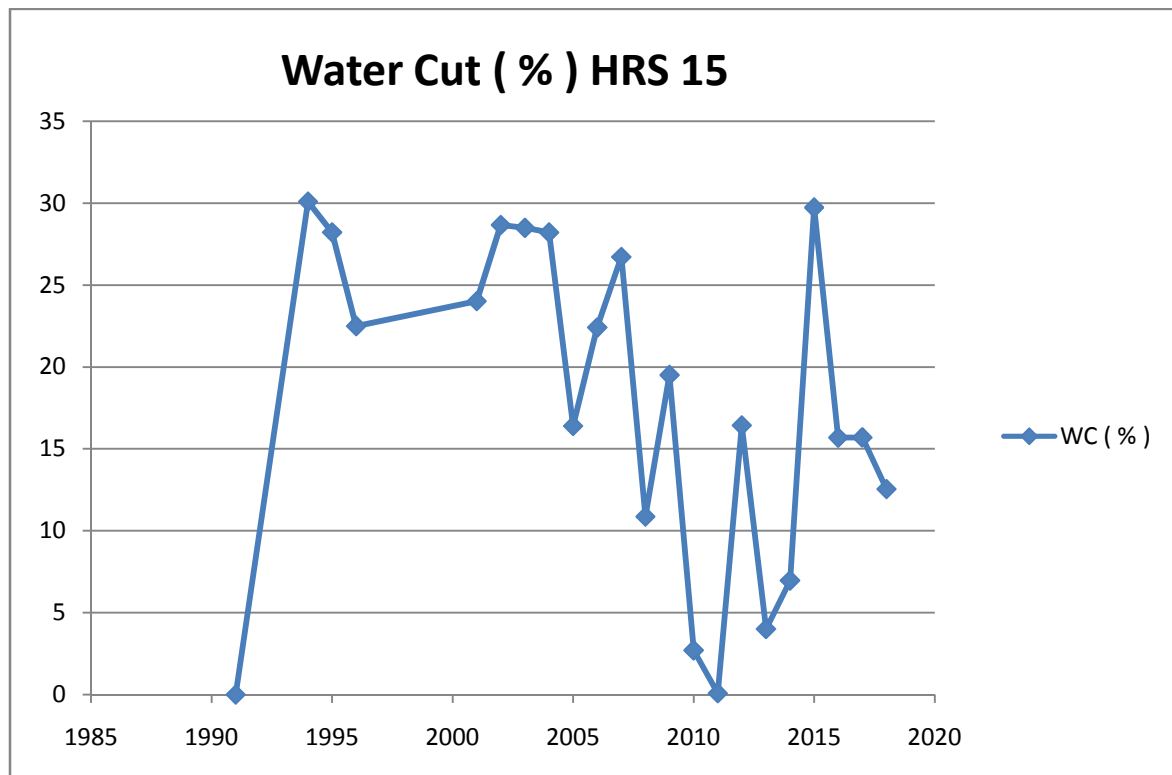


Figure.IV.7.Evolution de la pression moyenne des réservoirs

**IV.3.2. Evolution de Water Cut:**

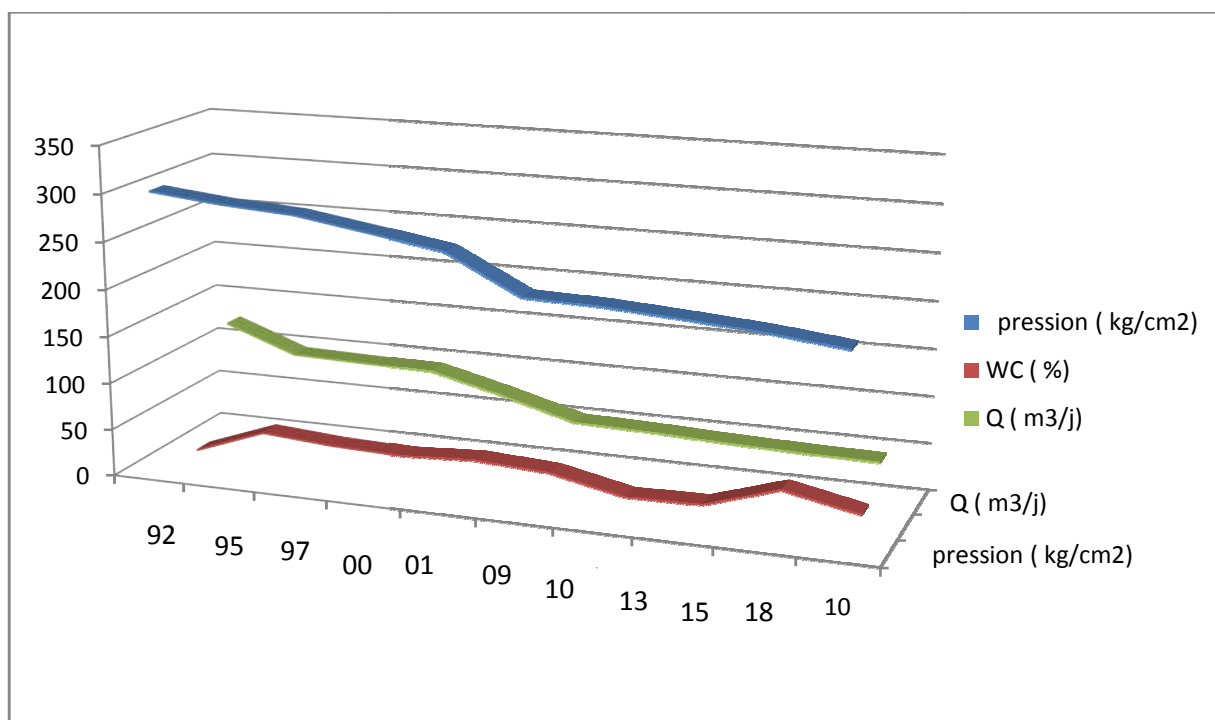
Le niveau iniale de contact huile – eau (WOC) au niveau du champ sud était prévu à 1498 pour le réservoir A, et à 1511 pour la série inférieure, au fur et à mesure de production, ce niveau va remonter dans le réservoir, ce qui augmente le Water Cut et les venues d'eau. La variation de Water Cut pour le réservoir A pour le puits HRS 15 est représenté dans le graphe ci-après.



**Figure.IV.8. Evolution de Water Cut pour le puits HRS 15**

**IV.3.3. Impact de déclin de pression de gisement et de Water Cut sur la production :**

L'impact de Water Cut et le déclin de pression de gisement aux performances des puits sont remarquable notamment aux puits du réservoir A, le double effet de ces paramètres est important suite à la chute considérable de production, en effet l'augmentation de taux du Water Cut engendra l'alourdissement de la colonne de production, ce qui provoque l'apparition du phénomène de Water Coning et les dépôts minéraux sous l'abaissement de pression de fond dynamique suite au déclin de pression de gisement. La figure suivante (Figure.IV.9) montre l'impact de ces paramètres sur la production.



**Figure.IV.19. Impact de déclin de pression de gisement et de Water Cut**

**IV.3.4. Identification du point de fonctionnement du puits :**

En se basant à l'analyse nodale pour étudier les performances actuelles des puits de champ sud afin d'identifier le point de fonctionnement de chaque puits à travers la combinaison entre la courbe Inflow et la courbe Outflow.

Prenons l'exemple des puits HRS 14 et HRS 30, les figures suivantes représentent leurs points de fonctionnement (Figure.IV.10).

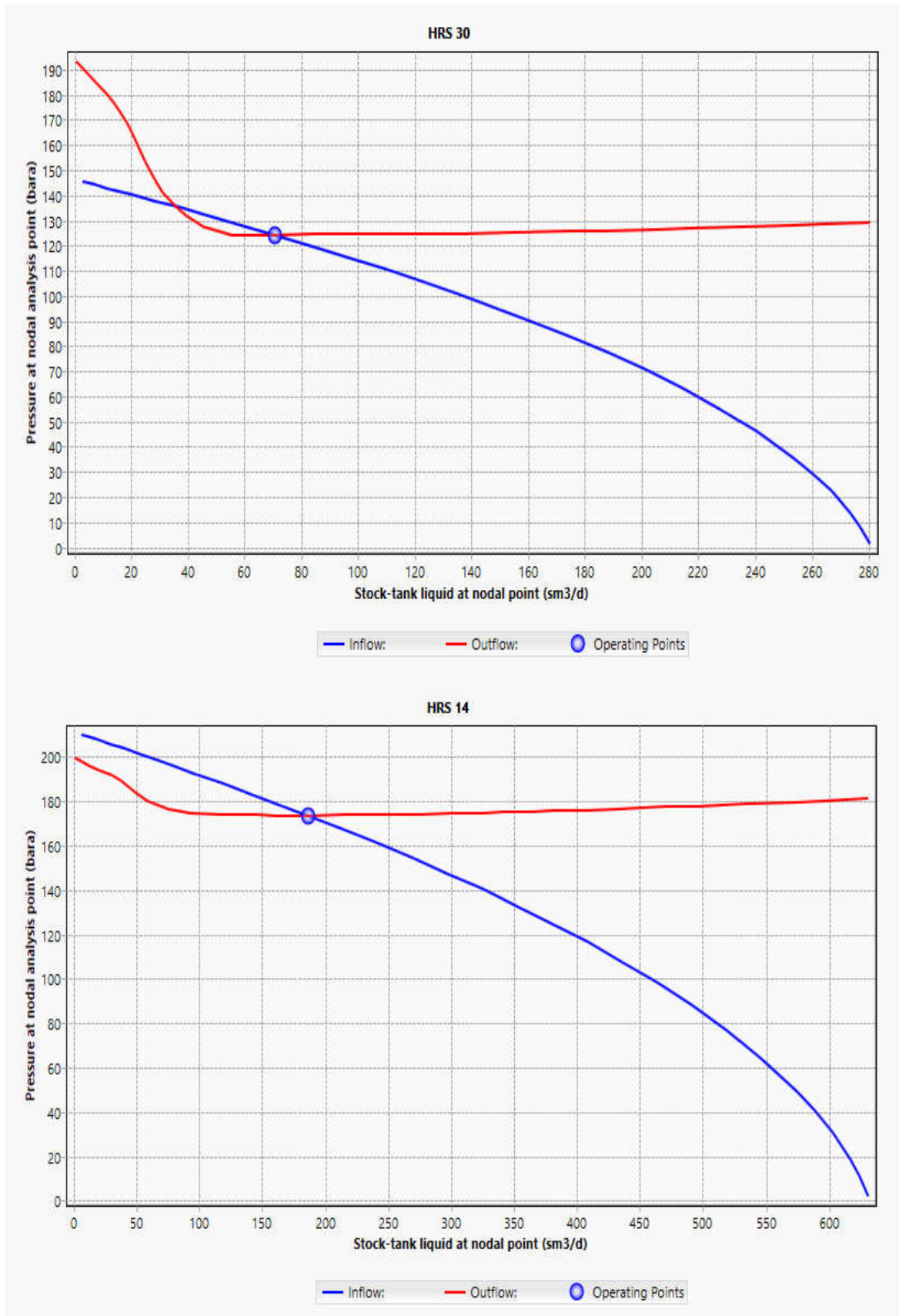


Figure.IV.10.Point de fonctionnement des puits HRS 14 et HRS 30

**IV.3.5. Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM :**

Pour s'assurer que les modèles construits représentent les puits avec suffisamment de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats sont représentés dans le tableau.IV.7.

**Tableau.IV.7. Comparaison entre les données de PIPESIM et celles des tests des puits**

		Réservoir A			Série inférieure		
Puits		<b>HRS14</b>	HRS15	HRS32	HRS26	HRS28	<b>HRS30</b>
Données du test	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	186.9	41.8	38.9	35.3	60.4	70.8
	Pwf (kg/cm <sup>2</sup> )	165.98	158.10	138.40	107	102.20	124.50
Données du PIPESIM	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	186.26	42.16	39.94	33.65	65.62	70.69
	Pwf (kg/cm <sup>2</sup> )	175.92	158.69	135.73	112.17	93.92	125.70
Ecart (en ± %)	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	0.34	0.86	2.67	4.67	8.64	0.16
	Pwf (kg/cm <sup>2</sup> )	5.98	0.37	1.92	4.83	8.10	0.96

**IV.4.Méthodes d'activations :**

La mise en place d'une technique d'activation repose sur certains paramètres qui peuvent influencer sur cette opération, c'est souvent l'étude économique qui décidera le choix final. On s'intéresse dans cette partie à établir une technique d'activation bien approprié pour le champ sud particulier de Hassi R'mel soit en gaz lift soit par pompage (ESP).

**IV.4.1.Activation par pompage (ESP) :**

Parmi les dernières technologies de soutirage artificiel, on trouve la pompe centrifuge immergée, elle a connue un champ d'application de plus en plus considérable grâce à leur haute gamme opérationnelle.

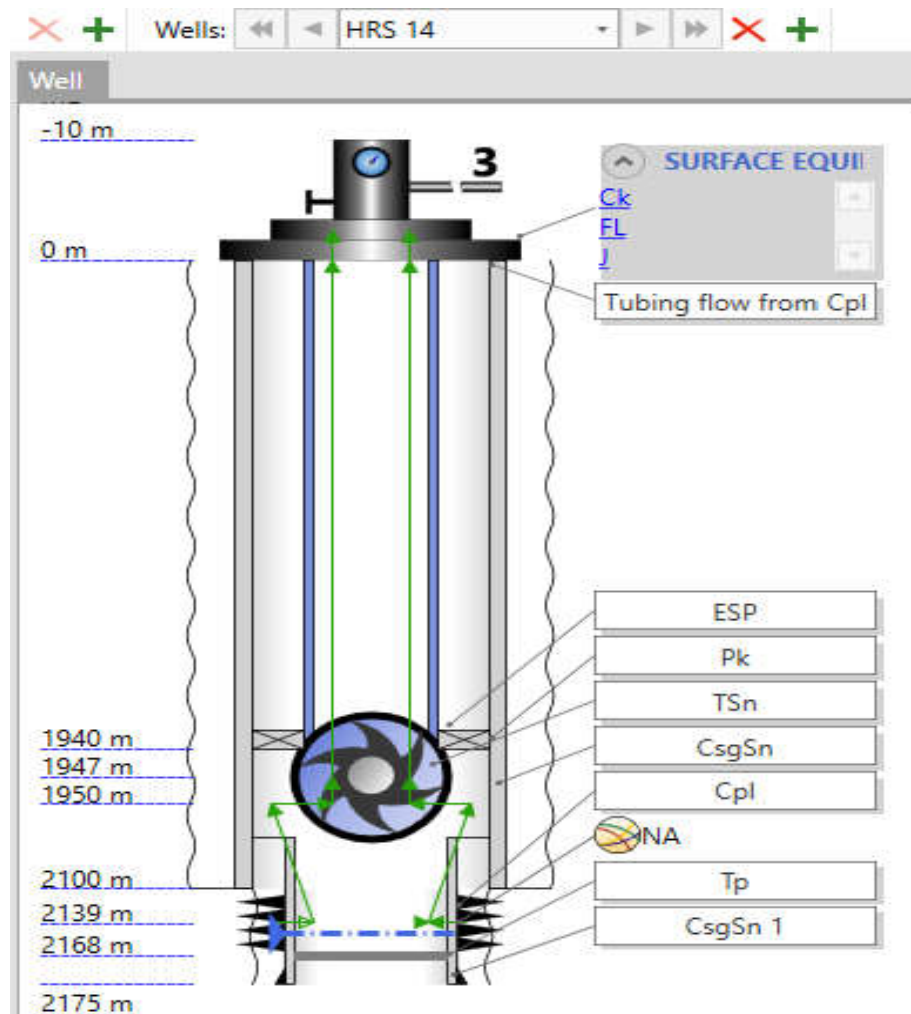
**IV.4.1.1.Critères de Choix de la pompe :**

Après avoir déterminé la série de la pompe à partir du diamètre intérieur du casing qui est dans notre cas 6,184 in et 8,681 in, on cherche le type de la pompe le plus approprié à notre potentiel du puits en débit, longueur, puissance, et rendement en basant dans cette tâche sur :

- Les performances actuelles de nos puits et leurs potentiels.
- La vérification que le débit désirable est incluse dans la gamme opérationnelle de la pompe en fonction du débit maximal de puits (AOFPP).
- la présélection finale sera à confirmer en fonction des paramètres économiques (coût total, durée de vie).

**IV.4.1.2.Design donné de pompe par PIPESIM :****a.1.Puits HRS 14 (Réservoir A) :**

Le design de notre puits candidat par la pompe ESP de type (REDA D2400N) ainsi que leurs caractéristiques mécaniques sont gouvernées dans la figure.IV.11.

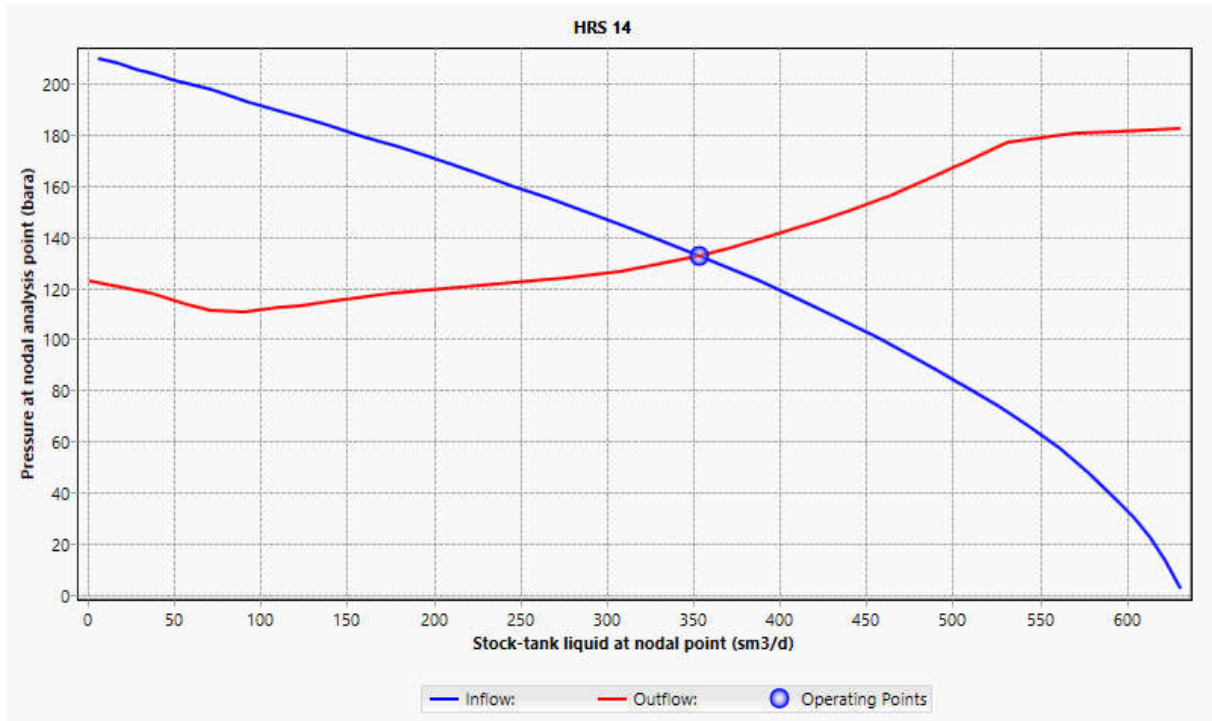


<b>ESP</b>	
Name:	ESP
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>
Measured depth:	1947 m
<b>PERFORMANCE DATA</b>	
Manufacturer:	REDA
Model:	D2400N
Diameter:	101.6 mm
Series:	400
Min. flowrate:	238.481 m <sup>3</sup> /d
Max. flowrate:	508.7594 m <sup>3</sup> /d
Base frequency:	60 Hz
Operating frequency:	60 Hz
Operating speed:	3499.992 rpm
Stages:	100
Head derating factor:	1
Rate derating factor:	1
Power derating factor:	1

Figure.IV.11.Design de pompe désiré pour le puits HRS14

**a.2. Performance de puits HRS 14 après installation de la pompe :**

En appliquant l'analyse nodale au point de fonctionnement de puits (Figure.IV.12), le tableau ci-après (Tableau.IV.8) résume les caractéristiques de la pompe utilisée.



**Figure.IV.12. Point de fonctionnement de puits HRS 14 par la pompe ESP**

**Tableau.IV.8. Caractéristiques opérationnelles de la pompe ESP 14**

<b>Operating Rate</b>	353.694 sm <sup>3</sup> / d
<b>Operating Pressure</b>	133.984 kg/ cm <sup>2</sup>
<b>ESP Head</b>	622.43 m
<b>ESP Efficiency</b>	65.98 %
<b>ESP Power</b>	33.71 kw



**b.1.Puits HRS 30 (série inférieure) :**

Le design de notre puits candidat par la pompe ESP (REDA D1050N) ainsi que leurs caractéristiques mécaniques sont gouvernées dans la figure.IV.13.

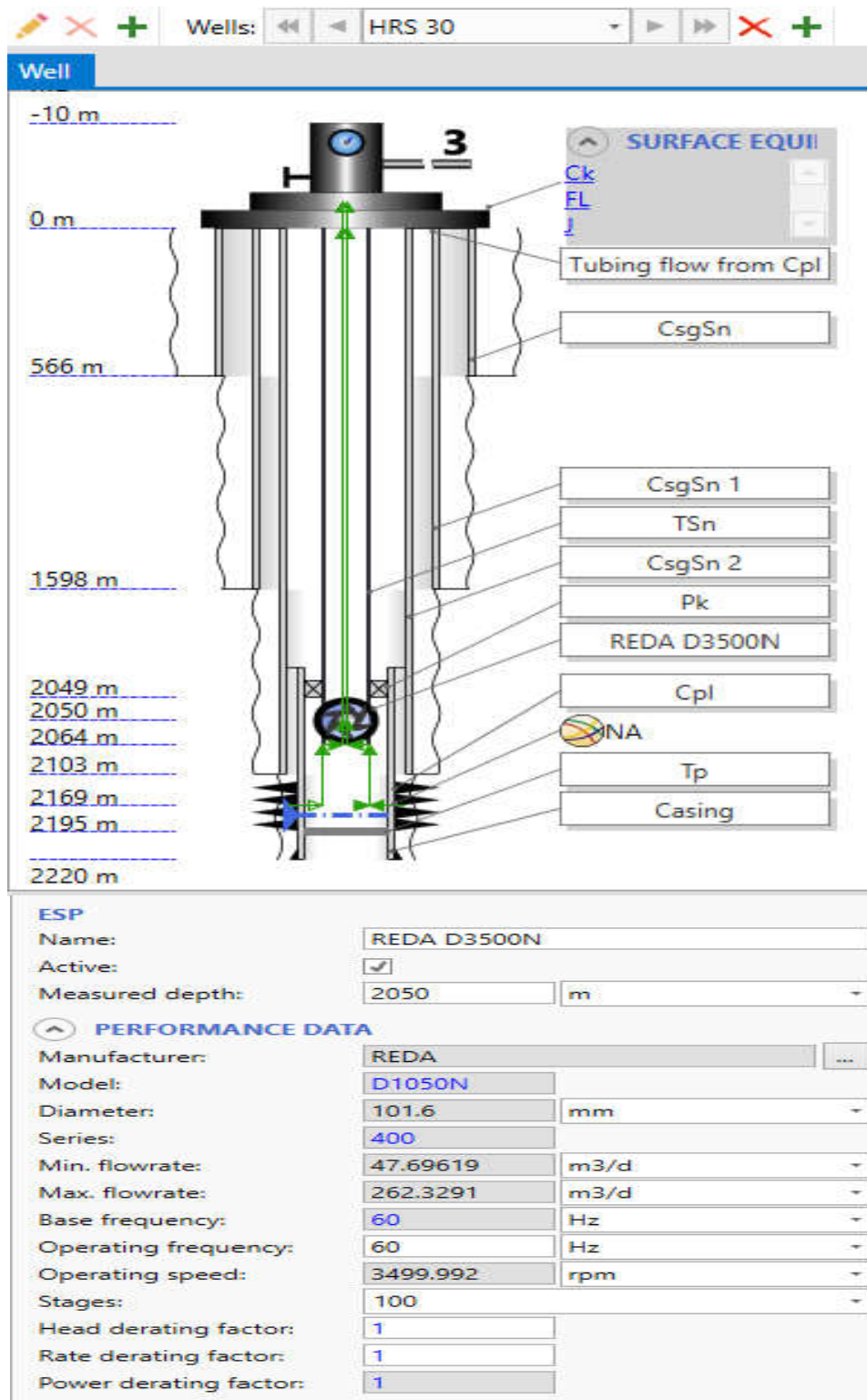
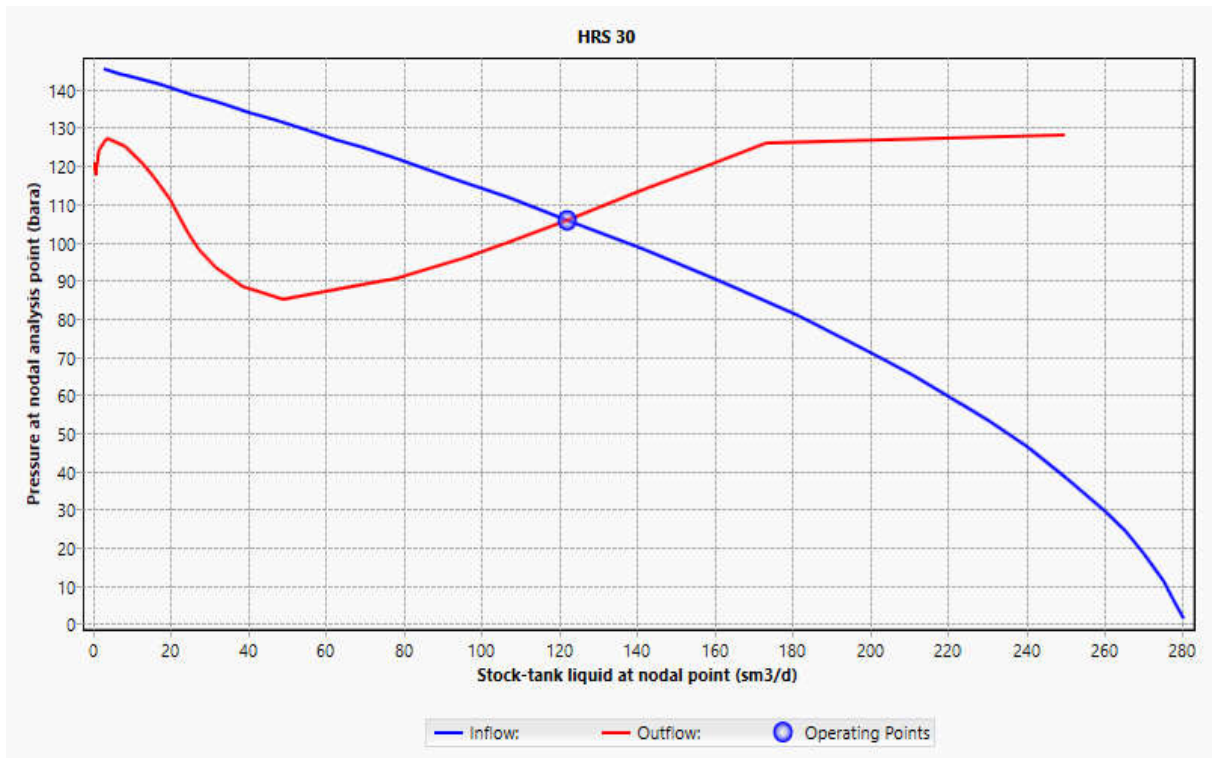


Figure.IV.13. Design désiré pour le puits HRS 30

**b.2.Performance de puits après installation de la pompe :**

En appliquant l’analyse nodale au point de fonctionnement de puits (figure.IV.14), le tableau.IV.9 résume les caractéristiques de la pompe utilisée.



**Figure.IV.14. Point de fonctionnement de puits HRS 30 par la pompe ESP**

**Tableau.IV.9.Caractéristiques opérationnelles de la pompe ESP 30**

<b>Operating Rate</b>	121.889 sm <sup>3</sup> / d
<b>Operating Pressure</b>	107.076 kg/ cm <sup>2</sup>
<b>ESP Head</b>	378.829 m
<b>ESP Efficiency</b>	49.11 %
<b>ESP Power</b>	10.00 kw

#### IV.4.2.Activation par gaz lift (injection suspendu) :

Au vu de la disponibilité du gaz dans le gisement de Hassi R'mel et aussi les stations de compression en quantité et en pression de surface, l'injection se fait au Tubing dans le point le plus bas possible et la production sera par l'introduction d'un nouveau tubing à l'intérieur. De ce fait, nous ne serons pas obligés d'optimiser la profondeur d'injection du gaz. A l'aide de la fonction Gas Lift Reponse du logiciel PIPESIM, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les puits HRS 14 et HRS 30.

##### IV.4.2.1.Paramètres opérationnels du gaz lift injecté :

Le choix optimal de paramètres opérationnels du gaz lift injecté est primordial lors de leur conception pour avoir des résultats efficaces à nos puits, ces paramètres sont présentés comme suite (Tableau.IV.10) :

**Tableau.IV.10. Paramètres opérationnels du gaz lift injecté**

Puits	HRS 14	HRS 30
<b>Profondeur d'injection maximale possible (m)</b>	<b>1910</b>	<b>2019</b>
<b>Pression d'injection</b>	<b>150 kg/cm<sup>2</sup></b>	
<b>Température d'injection</b>	<b>95 °F</b>	
<b>Densité de gaz</b>	<b>0.67</b>	

##### IV.4.2.2.Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift :

Le fait d'ajouter une quantité de gaz engendre une augmentation des pertes de charge par frottement puisque l'injection de gaz à augmenter la vitesse de l'effluent, d'autre part il faut diminuer leur densité et donc réduire les pertes de charge gravitaire, ces deux effets inverses ont un point de fonctionnement optimum qui correspond au  $GLR_{\text{optimum}}$ . Le point d'injection optimale sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente ou l'augmentation de débit devient inutile ou chuter la production.

Nous prenons l'exemple du puits HR 14 et HRS 30. Les graphes ci-dessous représentent le débit d'huile de ces puits en fonction du débit de gaz injecté.

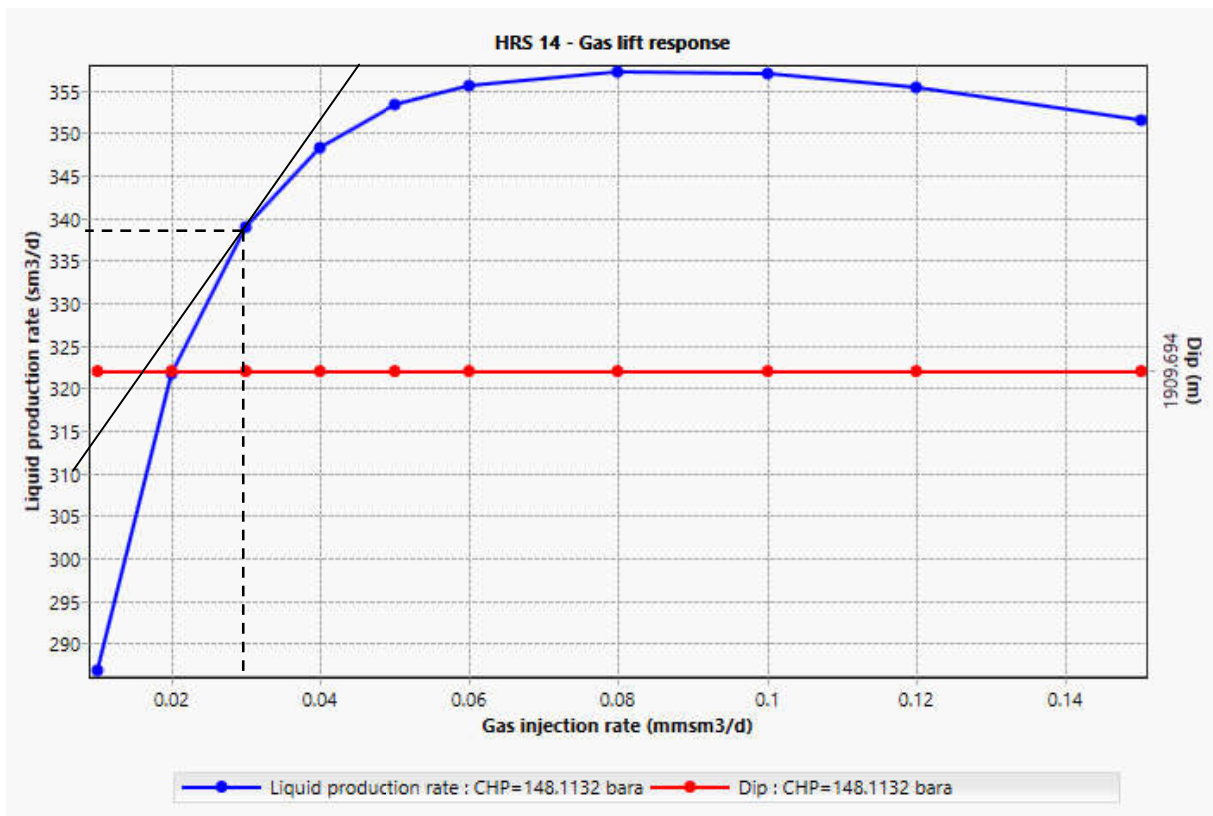


Figure.IV.15.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 14

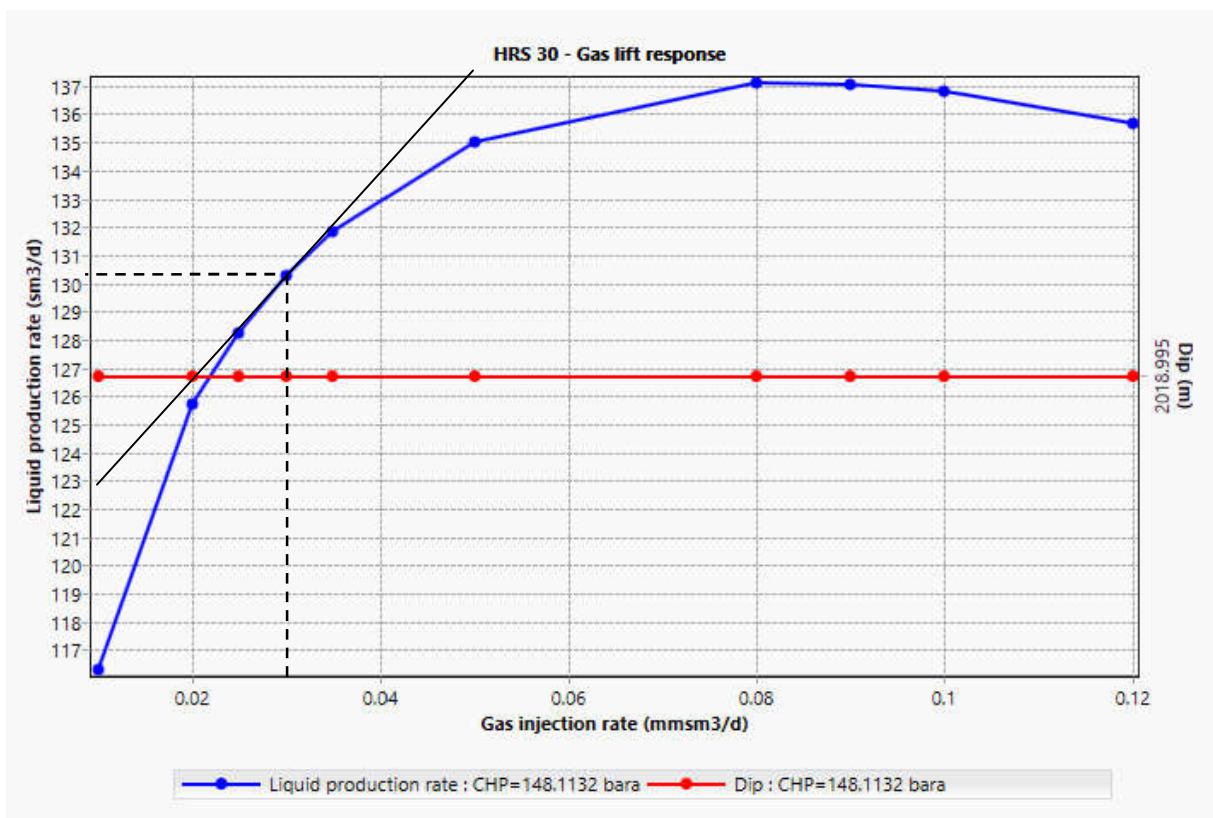


Figure.IV.16.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 30

D'après les courbes précédentes, on remarque que l'augmentation de débit de gaz injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes, nous notons également qu'au-delà d'un débit d'injection de  $30.10^3 \text{ sm}^3/\text{j}$ , l'apport du gaz lift est négligeable (Tableau.IV.11).

**Tableau.IV.11. Apport du gaz lift à la production pour le HRS 14 et HRS 30**

		Débit sans gaz lift	Débit optimal avec gaz lift	Débit économique
HRS 14	Débit de gaz injecté (Msm <sup>3</sup> /j)	/	100	30
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	186.9	375.16	328.96
HRS 30	Débit de gaz injecté (Msm <sup>3</sup> /j)	/	80	30
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	70.8	137.18	130.25

**IV.4.3. Etude économique :**

Le but de cette partie économique est d'avoir une idée sur le coût estimatif et l'évaluation de gain obtenu après l'activation proposée pour les puits pilote HRS 14 et HRS 30.

**IV.4.3.1. Evaluation économique de la Pompe ESP :**

La présélection finale de la pompe sera à confirmer après leur évaluation de faisabilité économique et le gain projeté après l'introduction de la pompe. Dans les calculs ci-après, on est basé sur les données du tableau.IV.12.

**Tableau.IV.12. Apport d'ESP à la production pour le HRS 14 et HRS 30**

	HRS 14		HRS 30	
	Cas actuel sans ESP	Avec ESP	Cas actuel sans ESP	Avec ESP
<b>Q<sub>0</sub> (m<sup>3</sup>/j)</b>	186.9	353.694	70.8	121.889
<b>Gain (m<sup>3</sup>/j)</b>	166.794		51.089	

**Calcul du POT (délai de récupération) :**

Le Pay Out Time « **POT** » est défini comme le temps nécessaire pour que le cumul des cash d'exploitation d'un projet devienne égal au capital d'investissement. Les données et les procédures nécessaires pour accomplir le calcul du **POT** sont :

- Le coût total de l'installation d'ESP pour les deux puits est : 950 000 \$
- Le coût du baril de pétrole en dollars : 70 \$ ( Juin 2018 ).
- Les impôts représentent 27 % de résultats brut.
- Le débit d'huile additionnel est  $Q = (166.794 + 51.089) = 217.883 \text{ m}^3/\text{j} = 1370.443 \text{ Baril/j}$

$$\text{POT} = (950\,000 / 70 * 1370.443 * 0.73) = 13.56 \approx \mathbf{14 \text{ jours}}$$

**IV.4.3.2.Evaluation économique du gaz lift :**

Au vu de la disponibilité de gaz ainsi que les stations de compression au champ de Hassi R'mel, le gaz lift reste facile à réaliser dans la région. Dans les calculs ci-après, on est basé sur les données suivantes :

- Prix du baril : 70 \$ Taux de conversion : 1 \$ = 115.78 DA
- Coût de location d'un appareil Workover : 2 058 198 DA/J
- Charges d'un appareil Workover :  $30 * 2\,058\,198 = 61745\,940 \text{ DA}$

(Nombre de jours estimé pour la reprise d'un puits est : 30 jours)

- Coût total des équipements de fond d'une installation gaz lift est : 23077527.98 DA
- Coût estimatif global = (charges de l'appareil + coût des équipements)

$$= (61745\,940 + 23077527.98) = 84823467.98 \text{ DA}$$

Les charges de Servicing pendant le Workover sont estimées à 20% du coût estimatif globale, donc le coût total devient à **101788161.576 DA**

- Gain de production : le tableau ci-dessous (tableau.IV.13) montre l'apport du gaz lift à la production pour les puits HRS 14 et HRS 30.

Tableau.IV.13.Apport du gaz lift à la production pour le HRS 14 et HRS 30

	HRS 14		HRS 30	
	Cas actuel sans gaz lift	Avec gaz lift	Cas actuel sans gaz lift	Avec gaz lift
<b>Q<sub>0</sub> (m<sup>3</sup>/j)</b>	186.9	328.96	70.8	130.25
<b>Gain (m<sup>3</sup>/j)</b>	142.06		59.45	

Calcul du POT (délai de récupération) :

$$POT = (101788161.576 \cdot 2 / (70 \cdot 115.46) \cdot 1267.46 \cdot 0.73) = 27.22 \approx 27 \text{ jours}$$

IV.4.3.3.Discussion de résultats :

L'apport d'activation à la production pour le puits HRS 14 et HRS 30 est représenté dans un histogramme (Figure.IV.17).

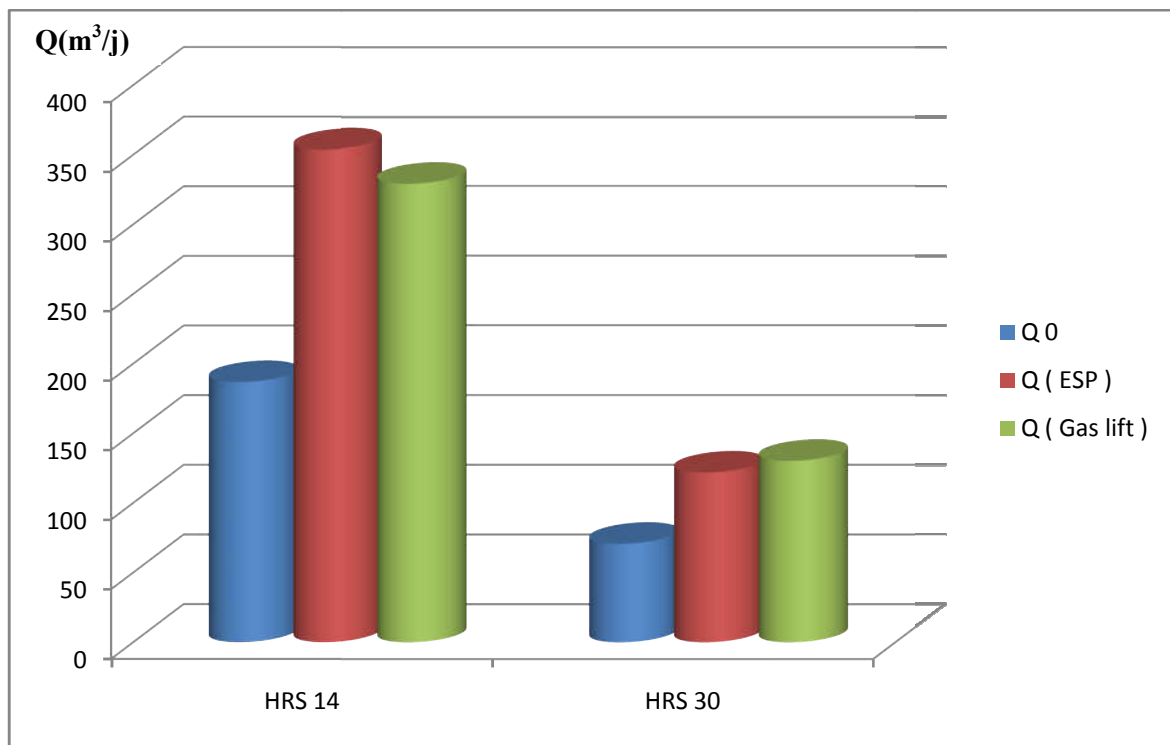


Figure.IV.17.L'apport d'activation à la production pour le puits HRS 14 et HRS 30

A la fin de cette évaluation économique du projet d'activation de champ sud de Hassi R'mel, on peut conclure notre étude par les points suivants :

- Généralement, les mécanismes d'activation qui sont introduit au niveau de champ sud de Hassi R'mel ont prouvé leur efficacité à améliorer la production, voir les résultats ce qu'on a obtenu par la simulation des autres puits du champ (annexe ci-après).
- Pour les puits de la série inférieure, l'activation par les pompes ESP permet d'augmenter la production tant que l'absence du gaz cap et de Water Cut au réservoir. Quant au gaz lift, leur rentabilité est importante mais il exige un processus d'analyse périodique du potentiel des puits pour quantifier le débit injecté optimal chaque fois, au vu de la complexité du réservoir.
- Pour les puits du réservoir A, les pompes ESP seront moins efficaces de point de vue technique car elles sont affectées par la présence du gaz cap et les dépôts au réservoir, ce qui provoque la défaillance et l'abrasivité de la pompe, donc elle sera exiger des interventions dispendieuses et des arrêts de production. Contrairement, le gaz lift reste le choix le plus convenable en ces conditions critiques pour les puits ayant des faibles GOR.
- D'autre part, la disponibilité du gaz au niveau de Hassi R'mel nous offre la possibilité d'activer le champ au long terme. A noter également que la pompe ESP a une valeur économique ajoutée au moyen terme grâce à l'avantage du POT, mais elle sera plus en plus couteuse en tenant compte leur durée de vie courte, donc la présélection finale de telle technique repose sur une vision technique et économique globale au long terme.



# **Conclusion générale et recommandations**

### Conclusion générale :

La modélisation et l'analyse de performance des puits au cours de production constituent un outil très puissant pour la gestion du potentiel d'un réservoir pétrolier. Les trois principales étapes de construction de notre modèle puits (élaboration du modèle réservoir, modèle PVT, complétion) sont d'une importance majeure dans la qualité des résultats obtenus. En effet, le modèle doit faire objet de mises à jour à chaque fois que des modifications auront lieu dans le système (fermeture et ouverture des vannes en surface, changement de complétion du puits, intervention dans le réservoir...).

Avec le modèle de puits qui a été construit, on a constaté que le champ sud constitue une alternative prometteuse supplantant les ressources énergétique conventionnelles de notre géant gazier Hassi R'mel. A noter également que les mécanismes d'activation introduits au niveau de champ sud ont prouvé leurs efficacité et leurs puissance à améliorer la productivité suite à les excellents résultats obtenus du débit en particulier les puits de la série inférieure. En effet, Cette valeur ajoutée de production à Hassi R'mel avec les infrastructures mis en place dans le prolongement de la zone sud augurent d'importances perspectives économiques selon les cadres dirigeants pour le champ lui-même et pour l'Algérie.

Finalement, notre étude est préliminaire dans le but de construire une image sur le projet d'activation de champ sud qui doit répondre aux performances actuel de puits et de réservoir, visant l'amélioration de production dans le cadre de développement globale du gisement de Hassi R'mel.

### Recommandations :

Au travers le travail que nous avons réalisé au champ sud de Hassi R'mel, nous pouvons tirer les recommandations suivantes :

- Notre réservoir connu par son hétérogénéité qui explique la diversité des réponses en pression et en débit notamment les puits de la série inférieure, pour cela il serait préférable que la fréquence et la durée des testes PLT soit bien étudiée selon le potentiel de chaque puits et leur stabilité pour avoir des résultats de qualité et actualiser le comportement de chaque puits.
- Actualiser les données pétrophysiques du modèle géologique pour pouvoir faire des prédictions de productions plus exacte dans le futur.
- Etudier la faisabilité des opérations de stimulation en matière technique et économique, telles que la fracturation hydraulique, l'acidification ou bien une reprise en short radius à la série inférieure pour atteindre les zones productrice.
- L'utilisation de l'énergie solaire au niveau de champ sud pour l'alimentation des pompes ESP au long terme est prometteuse vu la disponibilité de cette ressource à la région dans le but de minimiser les charges d'exploitation.
- Quant au gaz lift, il est important de refaire l'optimisation du débit d'injection de gaz en fonction des paramètres de production tels que la pression de réservoir, le GOR et le water Cut.

## Références Bibliographiques

- [1] DEROUICHE Abderrahime & BENLAÏB Boubakeur, modélisation et optimisation du système de production, mémoire d'ingénieur, univ boumerdes (2011), p 11, p 18.
- [2] IFP Training & Sonatarch, Techniques Puits, (2015), p169, p198.
- [3] PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide (2014), p 7, p 8.
- [4] Serpro S.N, Récupération Assistée Par Gas-Lift, Edition 2 - Septembre (2001), p 12-14
- [5] Sonatrach Hassi R'mel division production, document interne.
- [6] Sonatrach Hassi R'mel division production, permis d'exploitation de champ sud (2000).
- [7] TALAMALI SALIMA, caractérisation et modélisation du réservoir de la série inférieure, thèse de magister, univ boumerdes (2009), p105, p 111.
- [8] Tarek AHMED, Paul D. McKINNEY, Advanced Reservoir Engineering (2005), p 349.
- [9] Tarek AHMED, Reservoir Engineering Handbook, Fourth Edition (2010), p 484-514.
- [10] TOTAL, LE PROCESS, LE PUIITS ACTIVE PAR GAZ LIFT (2007), p 18.
- [11] Well Evaluation Conference (WEC), Sonatrach & Schlumberger.Algerie (2007).

## Annexe

Tableau.A.1.Erreur relative des différentes corrélations des pertes de charges verticales

	ANS	AGF	BBR	DR	HBR	ORK
<b>HRS 14</b>	13.69	18.68	2.9	10.5	0.18	0.71
<b>HRS 15</b>	11.57	11.22	0.6	0.09	5.89	8.8
<b>HRS 32</b>	54.65	73.18	80.6	47.98	1.73	53.92
<b>HRS 26</b>	65.54	90.53	97.11	67.9	1.1	66.3
<b>HRS 28</b>	31.02	56.48	48.47	44.43	11.8	32.6
<b>HRS 30</b>	39.71	57.36	32.23	39.18	0.14	31.36
<b>Erreur relative Moyenne (%)</b>	36.03	51.24	43.65	35.01	3.47	32.28

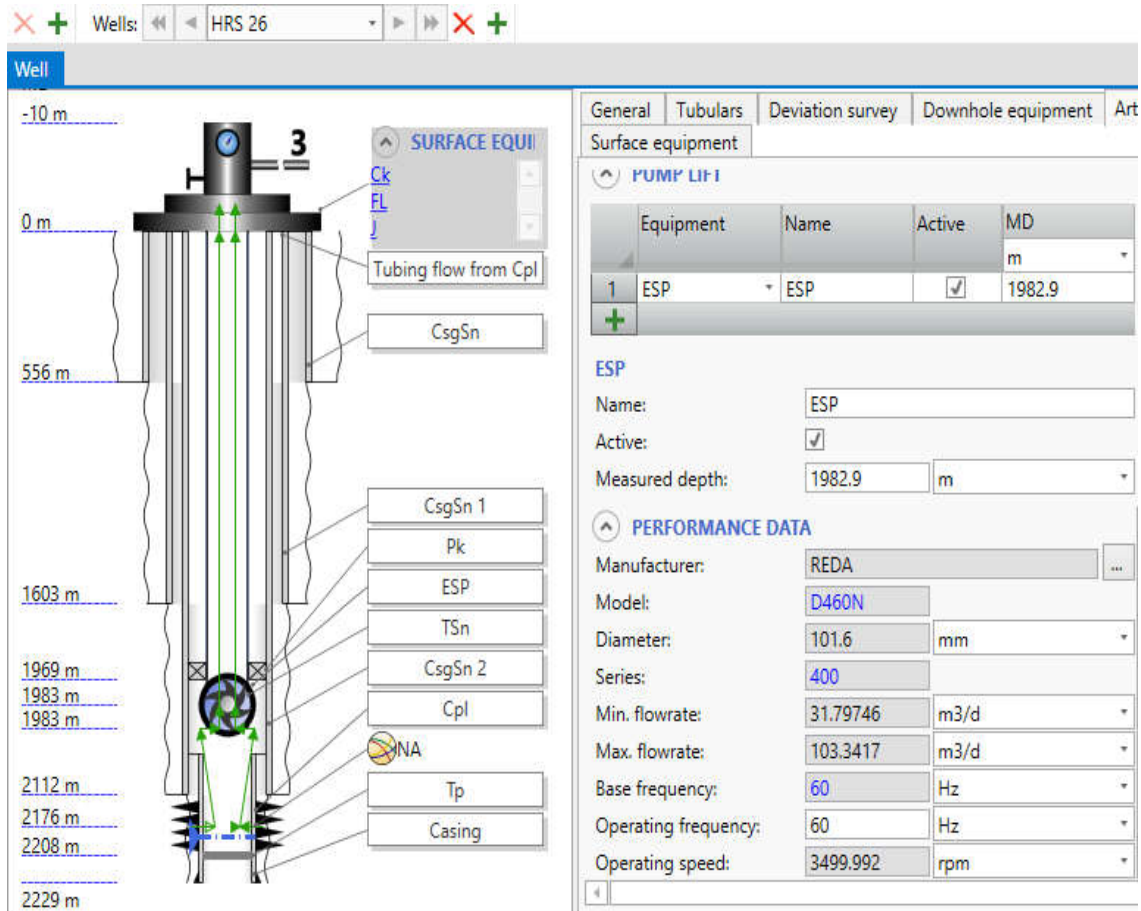
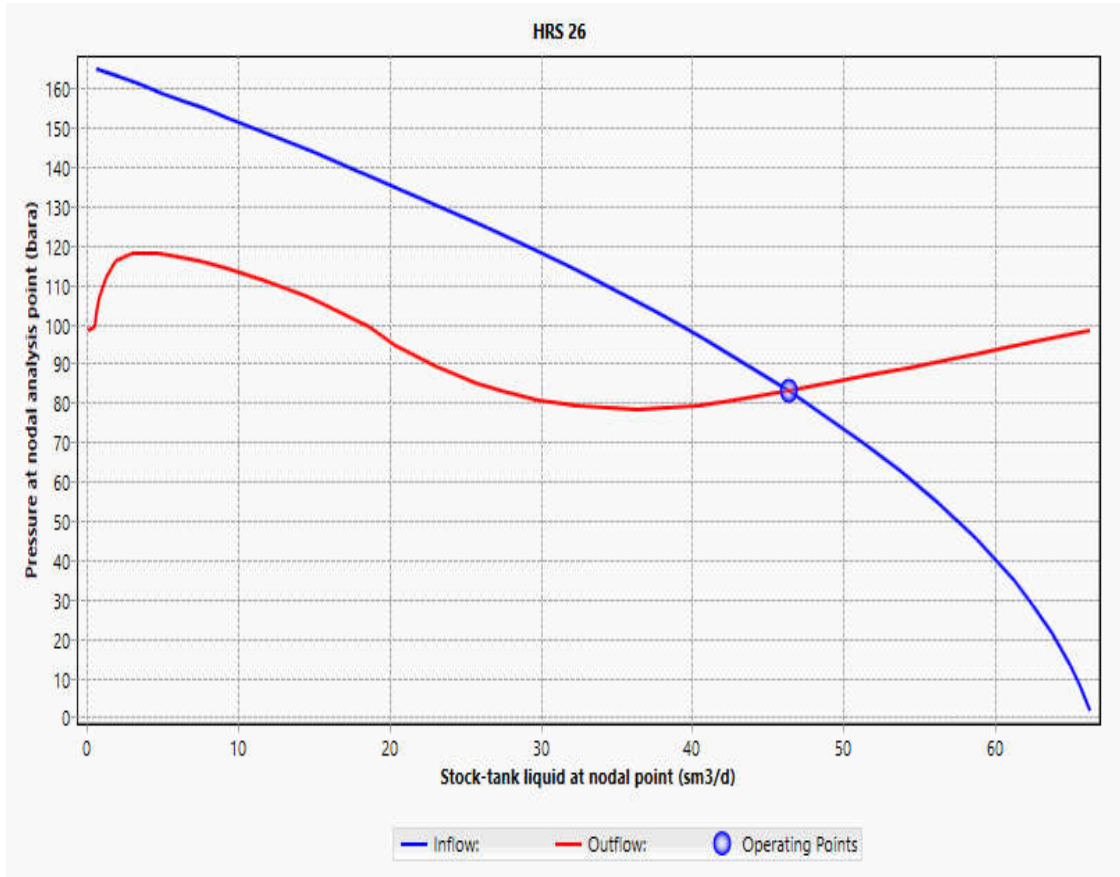


Figure.A.1.ESP Design désiré pour le puits HRS 26

## Annexe



**Figure.A.2.Point de fonctionnement de puits HRS 26 par la pompe ESP**

# Annexe

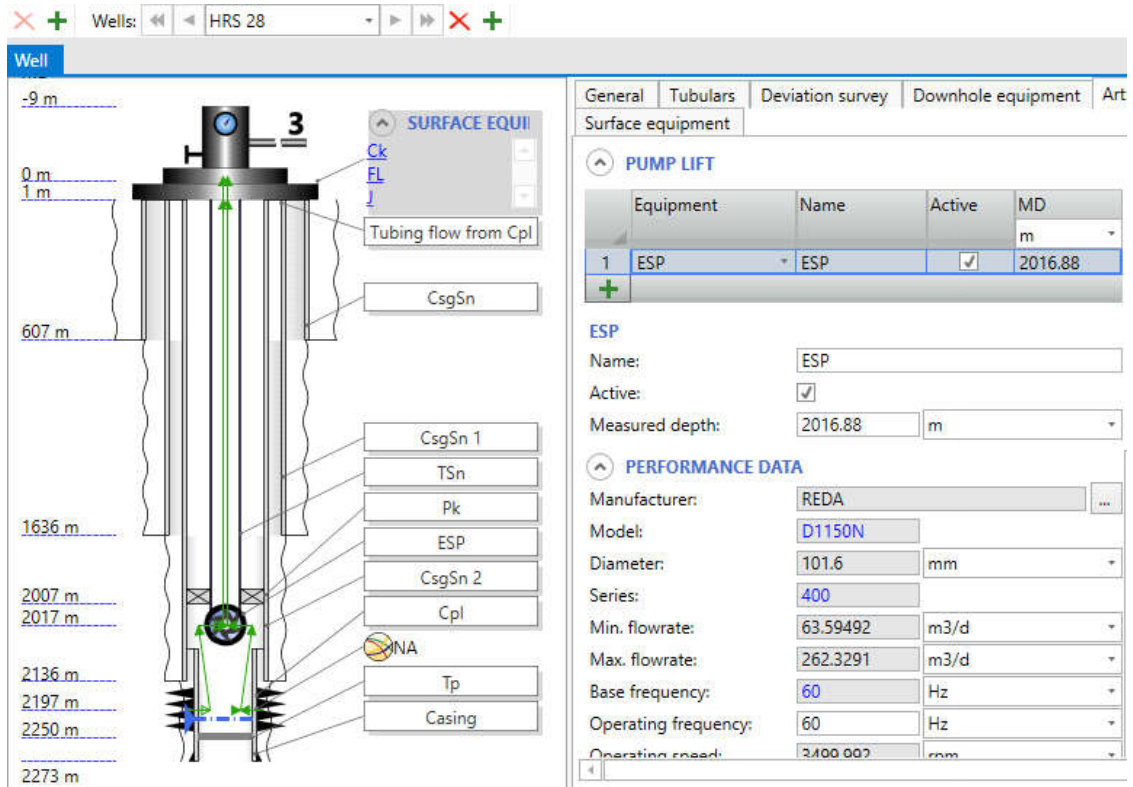


Figure.A.3.ESP Design désiré pour le puits HRS 28

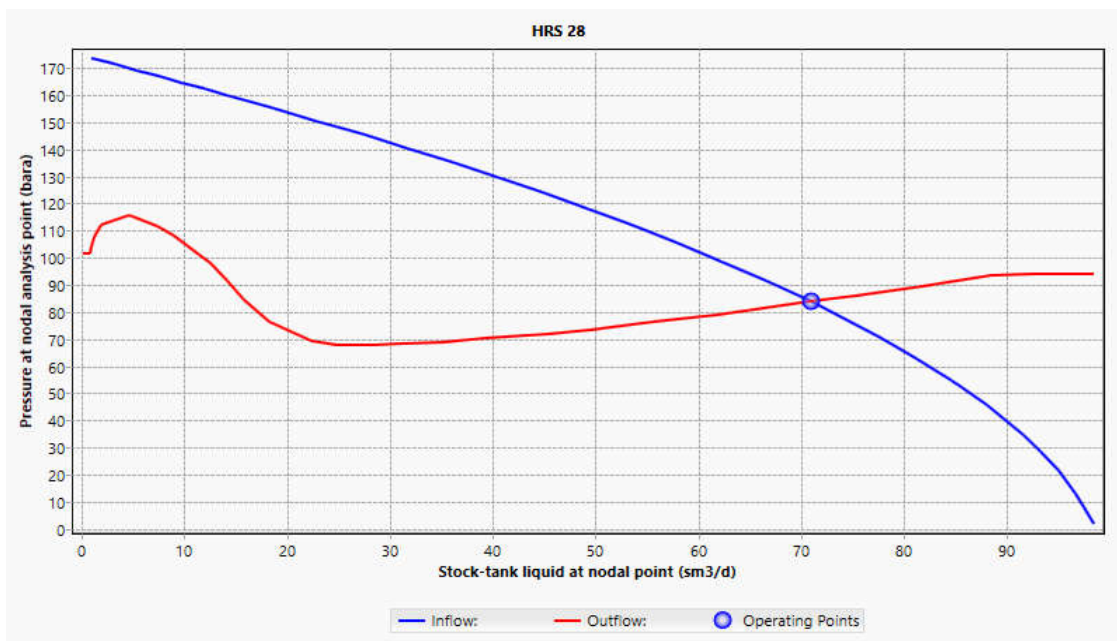


Figure.A.4.Point de fonctionnement de puits HRS 28 par la pompe ESP

# Annexe

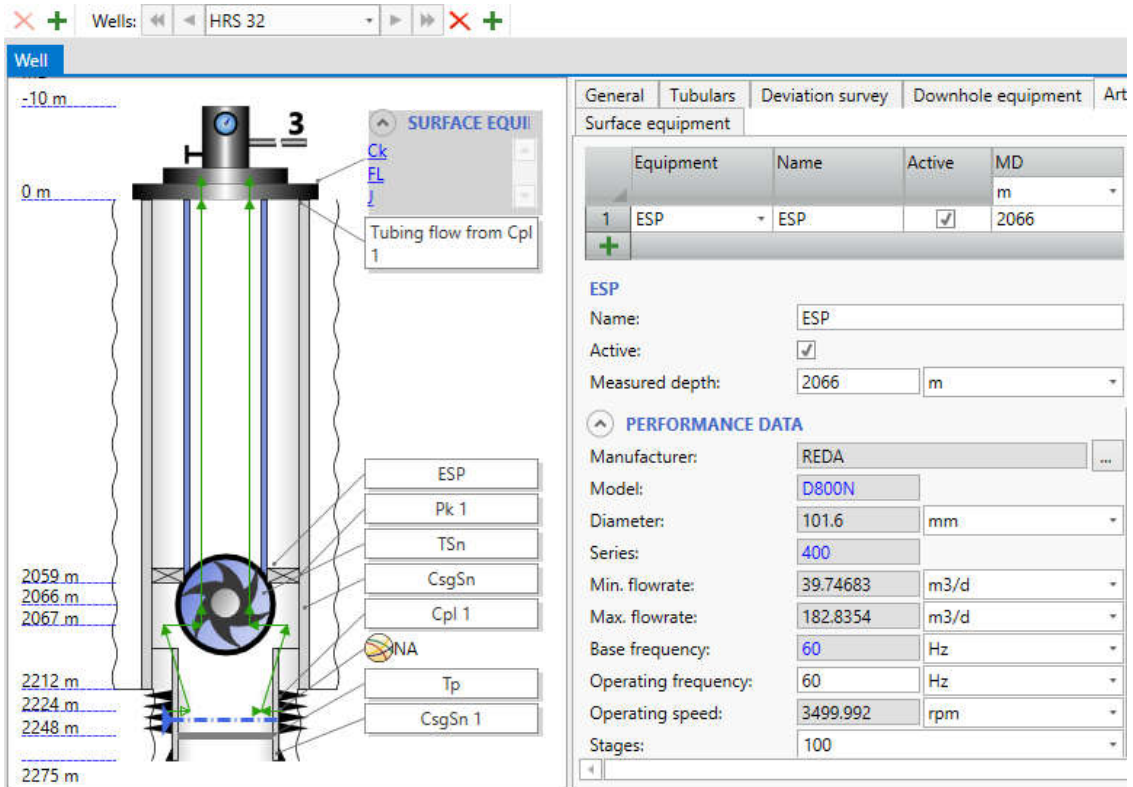


Figure.A.5.ESP Design désiré pour le puits HRS 32

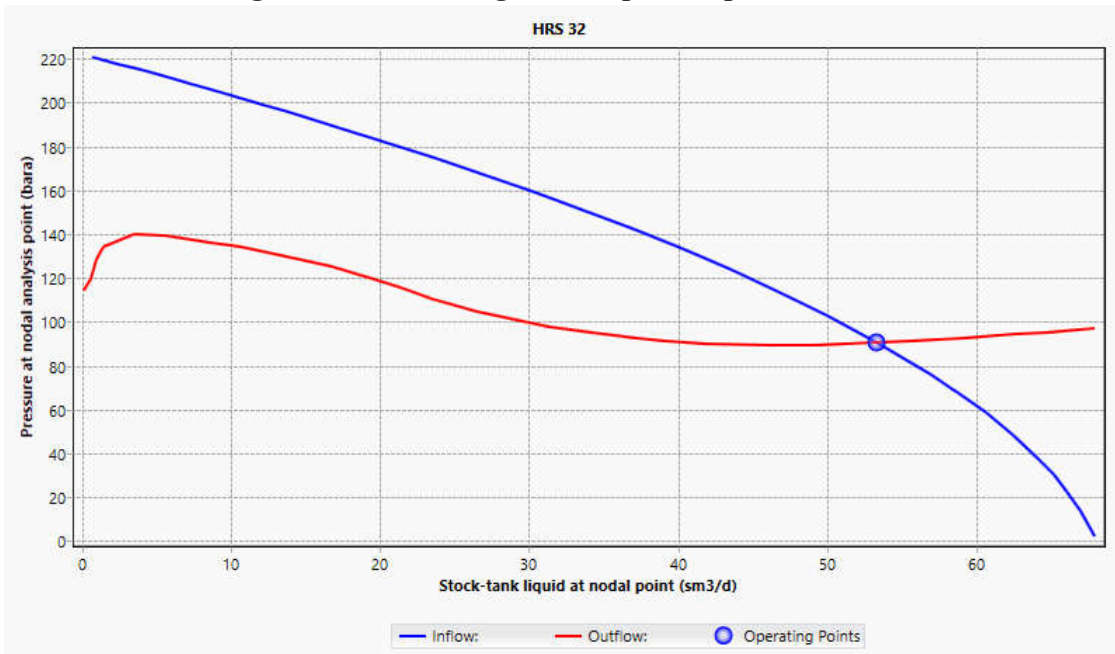


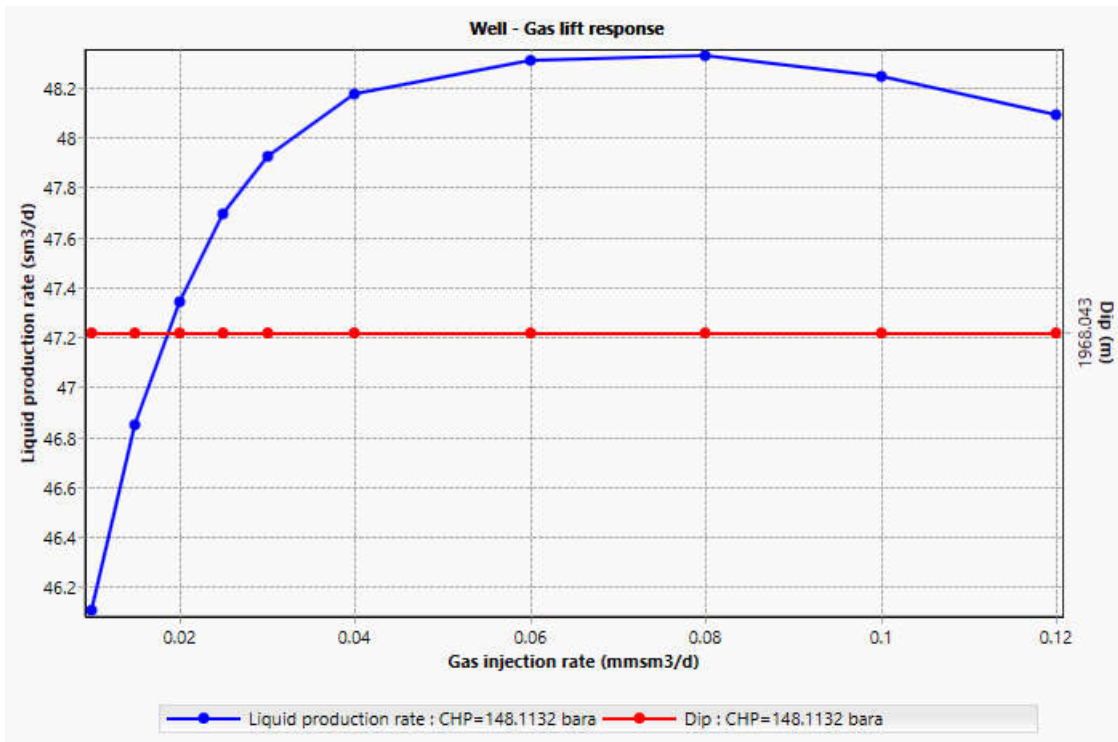
Figure.A.6.Point de fonctionnement de puits HRS 32 par la pompe ESP



## Annexe

**Tableau.A.2.Caractéristiques opérationnelles de la pompe ESP**

Puits	Operating Rate (m <sup>3</sup> /j)	Operating Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	ESP Head (m)	ESP Efficiency (%)	ESP Power (kW)
HRS 26	46.42	83.51	498.3	49.61	8.45
HRS 28	70.98	84.35	324.8	45.44	10.27
HRS 32	53.36	91.56	637.5	60.12	9.5



**Figure.A.7.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 26**

# Annexe

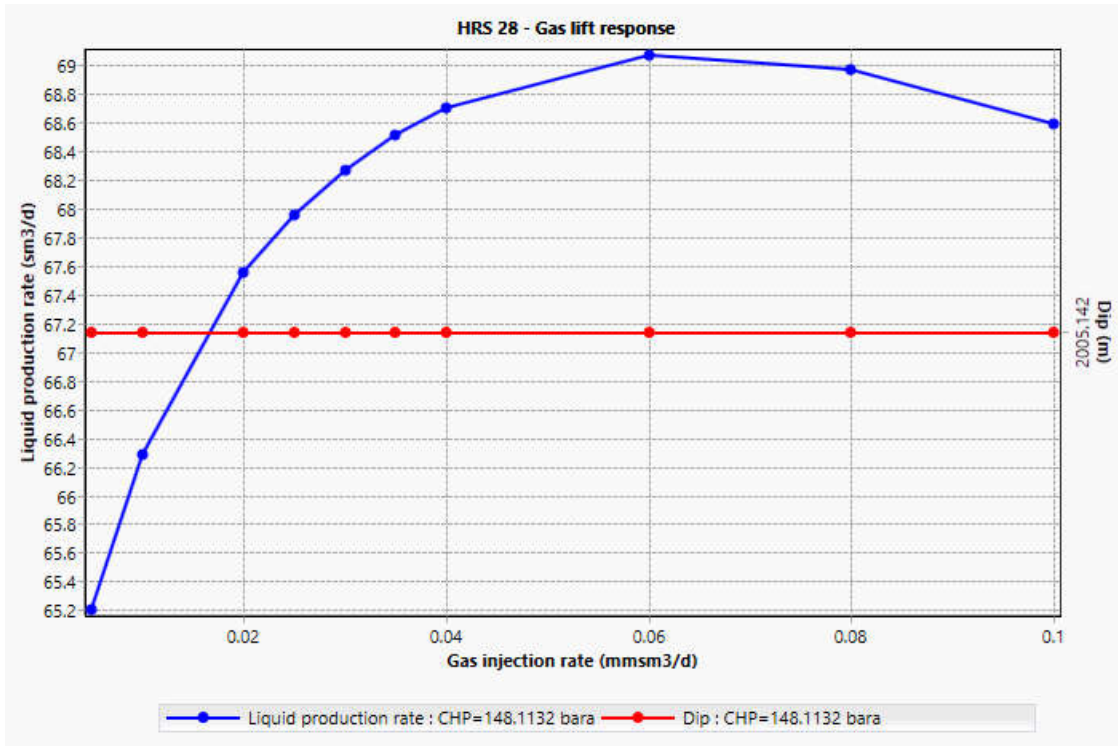


Figure.A.8.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 28

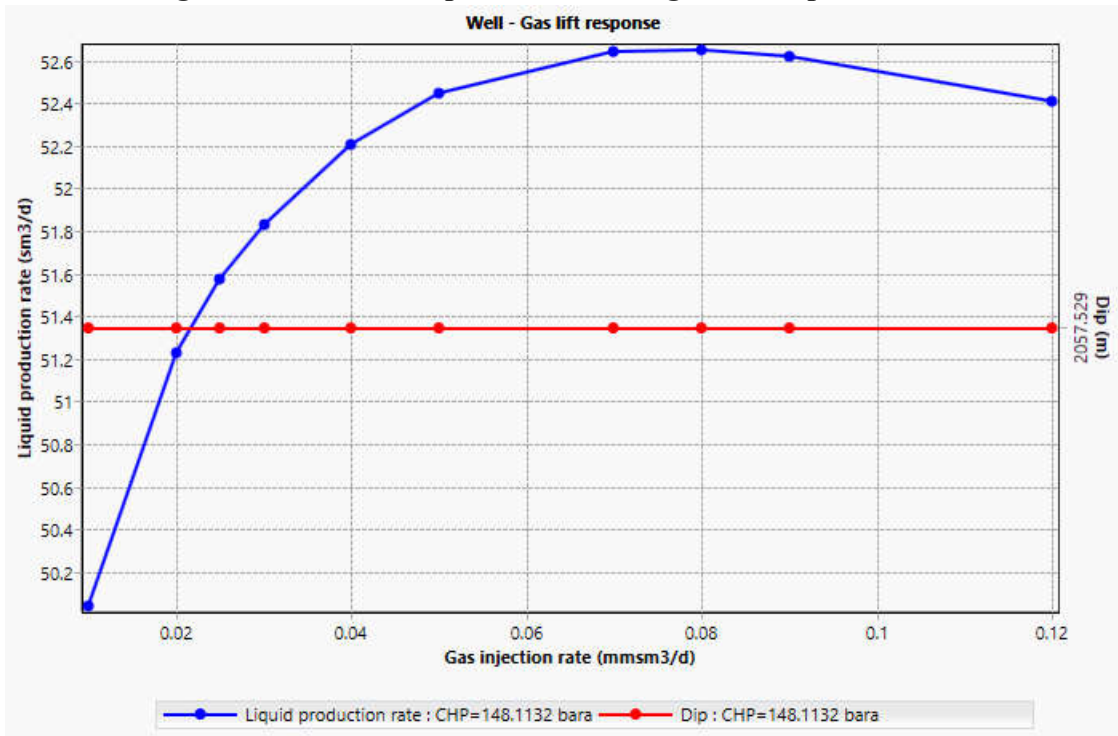


Figure.A.9.Courbe de performance du gaz lift du puits HRS 32

## Annexe

Tableau.A.3. Apport du gaz lift à la production pour le HRS26 et HRS28 et HRS32

	HRS 26	HRS 28	HRS 32
Profondeur optimale (m)	1938.5	1970.5	2016
Pression d'injection (kg/cm <sup>2</sup> )	150	150	150
Température d'injection (°F)	95	95	95
Débit optimale de gaz injecté (m <sup>3</sup> /j)	80000	60000	80000
Débit économique de gaz injecté (m <sup>3</sup> /j)	30000	30000	30000
Débit d'huile avec gaz lift (m <sup>3</sup> /j)	47.65	68.14	51.47

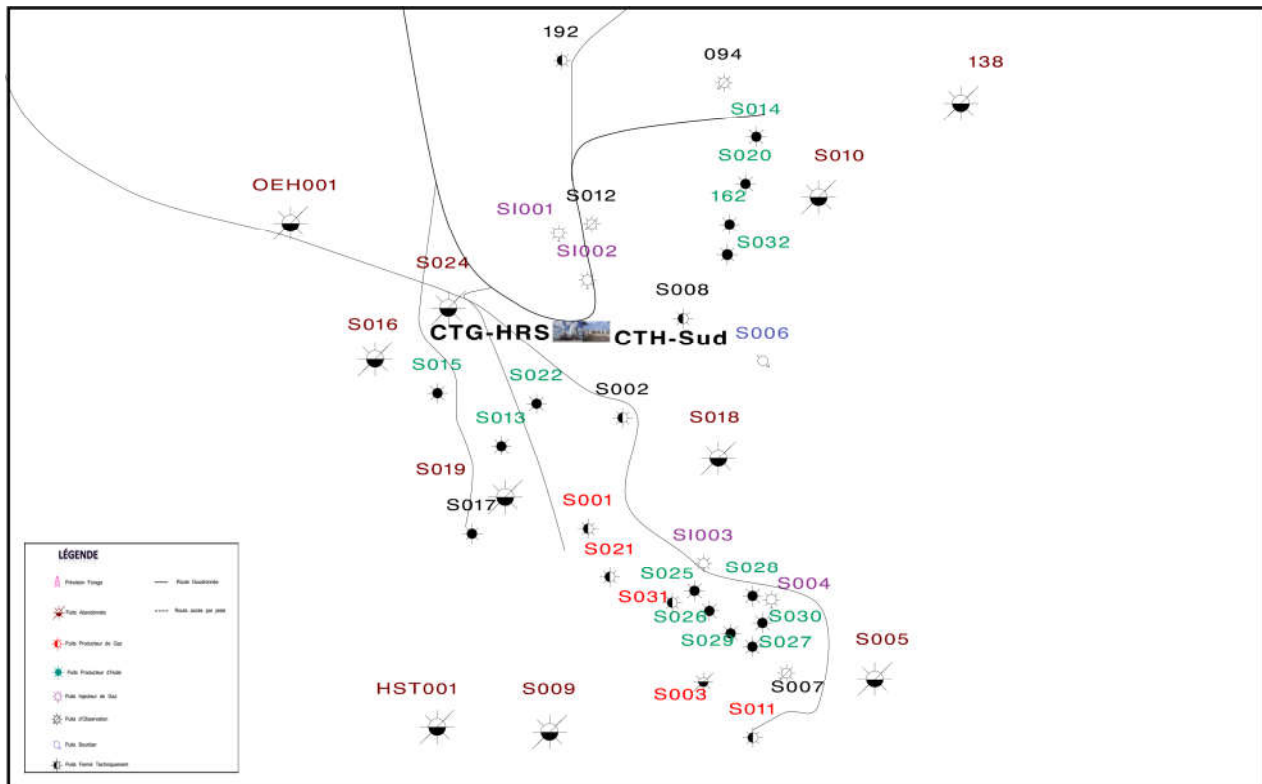


Figure.A.10. Localisation des puits du champ Hassi R'mel Sud

## Annexe

---

**Tableau.A.4.Données de Welltesting des puits**

puits	Date	cote de mesure (m)	Cote mid perfos (m)	GP kg/cm2/m	Pfs (kg/cm2)	Pwf (kg/cm2)	P tete (psi)	debit huile (m3/j)	T tete (°F)	T reservoir (°F)	GOR sm3/sm3	WC (%)	Duse (in)	densite huile	densite gaz
HRS 14	06-02-2018	1970	2138.5	0.0708	202.26	165.98	554	186.9	74	179.6	62	0	24/64	0.84	0.67
HRS 15	13-02-2018	2210	2215.25	0.0684	201.2	160.1	1602	41.8	76	176	3427	12.35	26/64	0.802	0.67
HRS 32	02-03-2018	2220	2224	0.11738	224.85	138.4	590	38.9	72	177.8	183	29.27	24/64	0.844	0.67
HRS 26	12-09-2017	2160	2175.6	0.07177	165.18	107	464	35.3	76	172.4	139	0	22/64	0.839	0.67
HRS 28	02-18-2018	2190	2196.7	0.0324	176.37	102.2	580	60.4	70	171.68	238	0	22/64	0.803	0.67
HRS 30	02-20-2018	2160	2169	0.0264	146.69	124.5	600	70.8	74	170.6	136	0	18/64	0.826	0.67

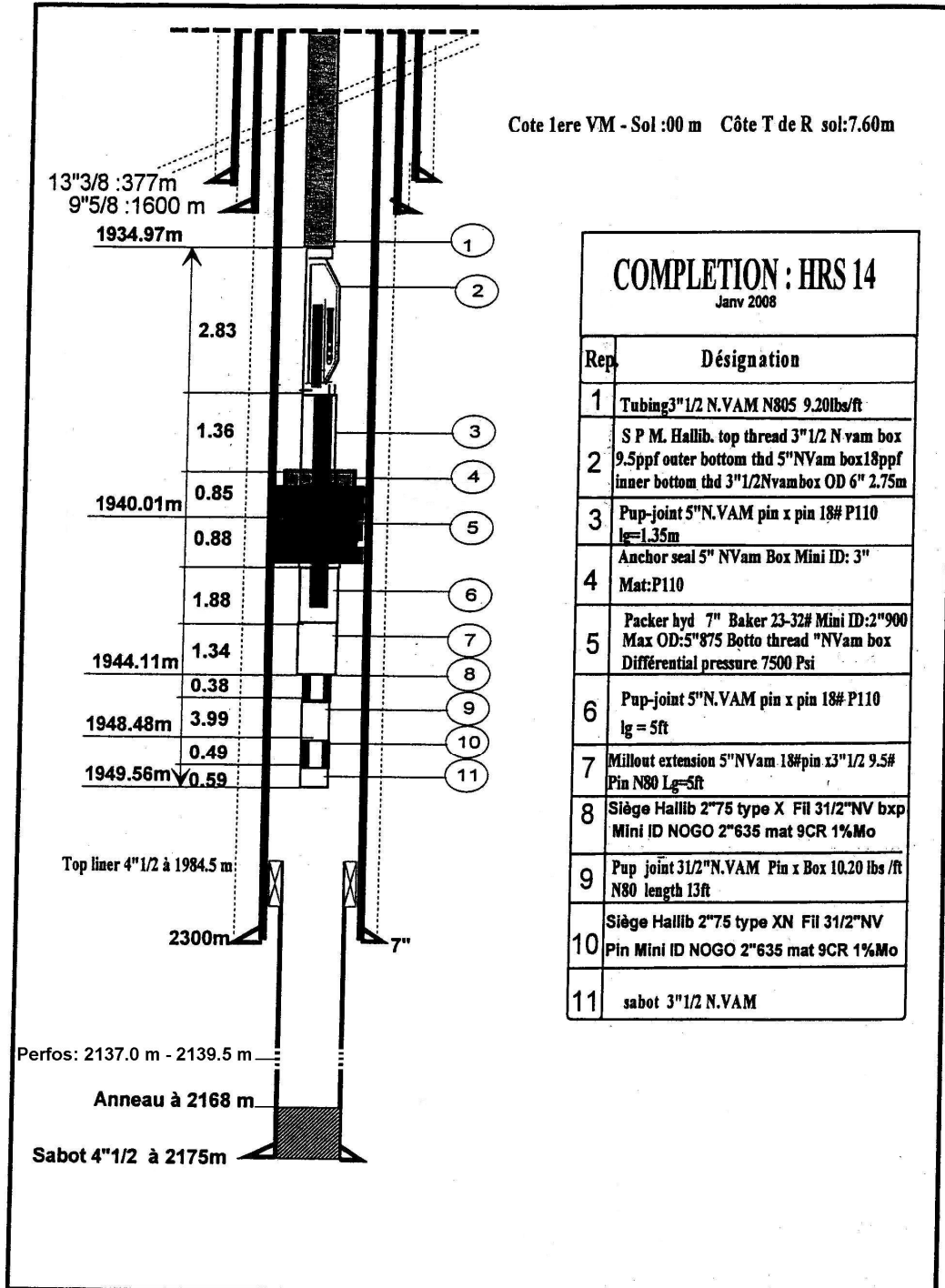


Figure.A.11.Fiche technique de complétion du puits HRS 14

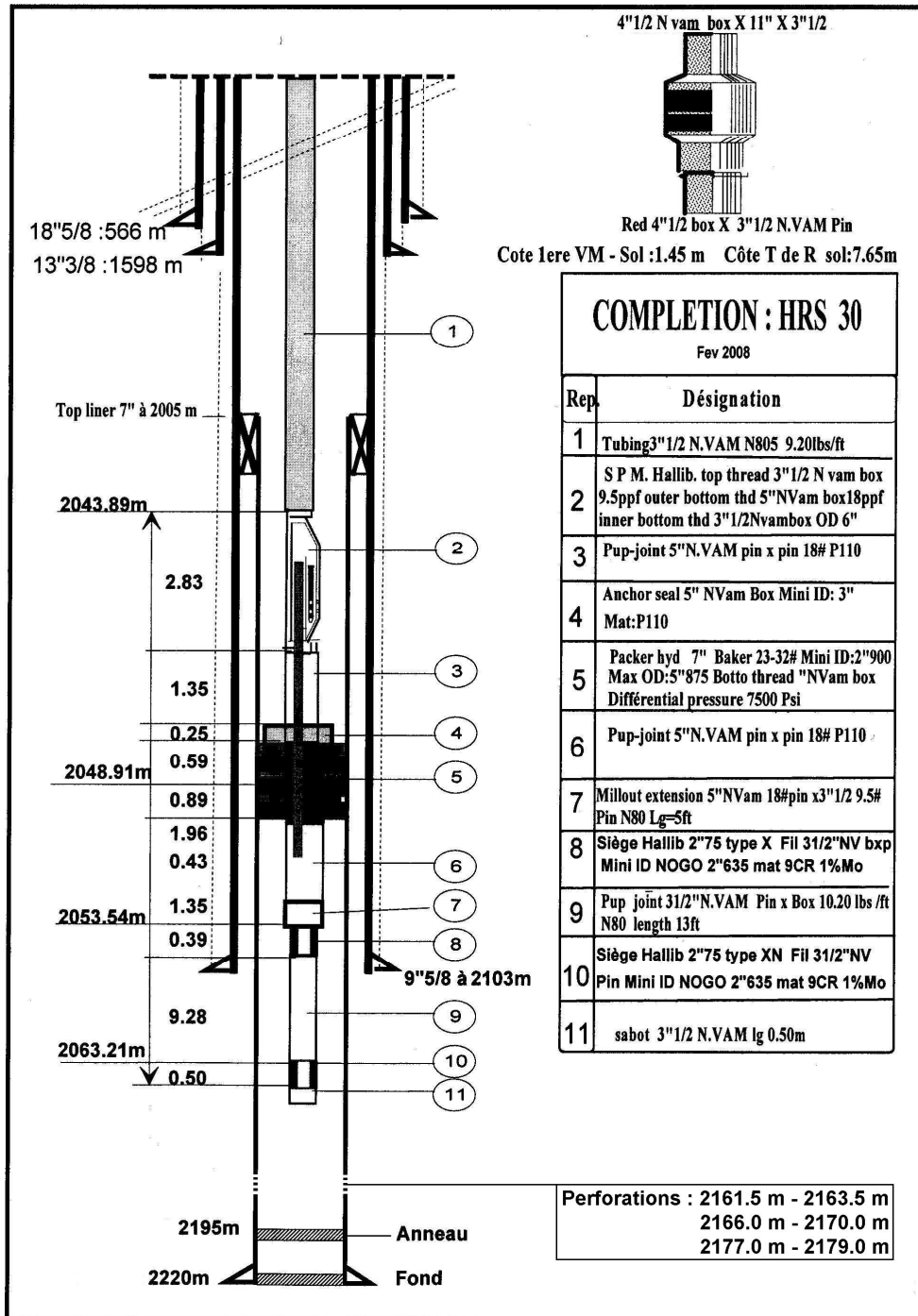


Figure.A.12.Fiche technique de complétion du puits HRS 30

# Annexe

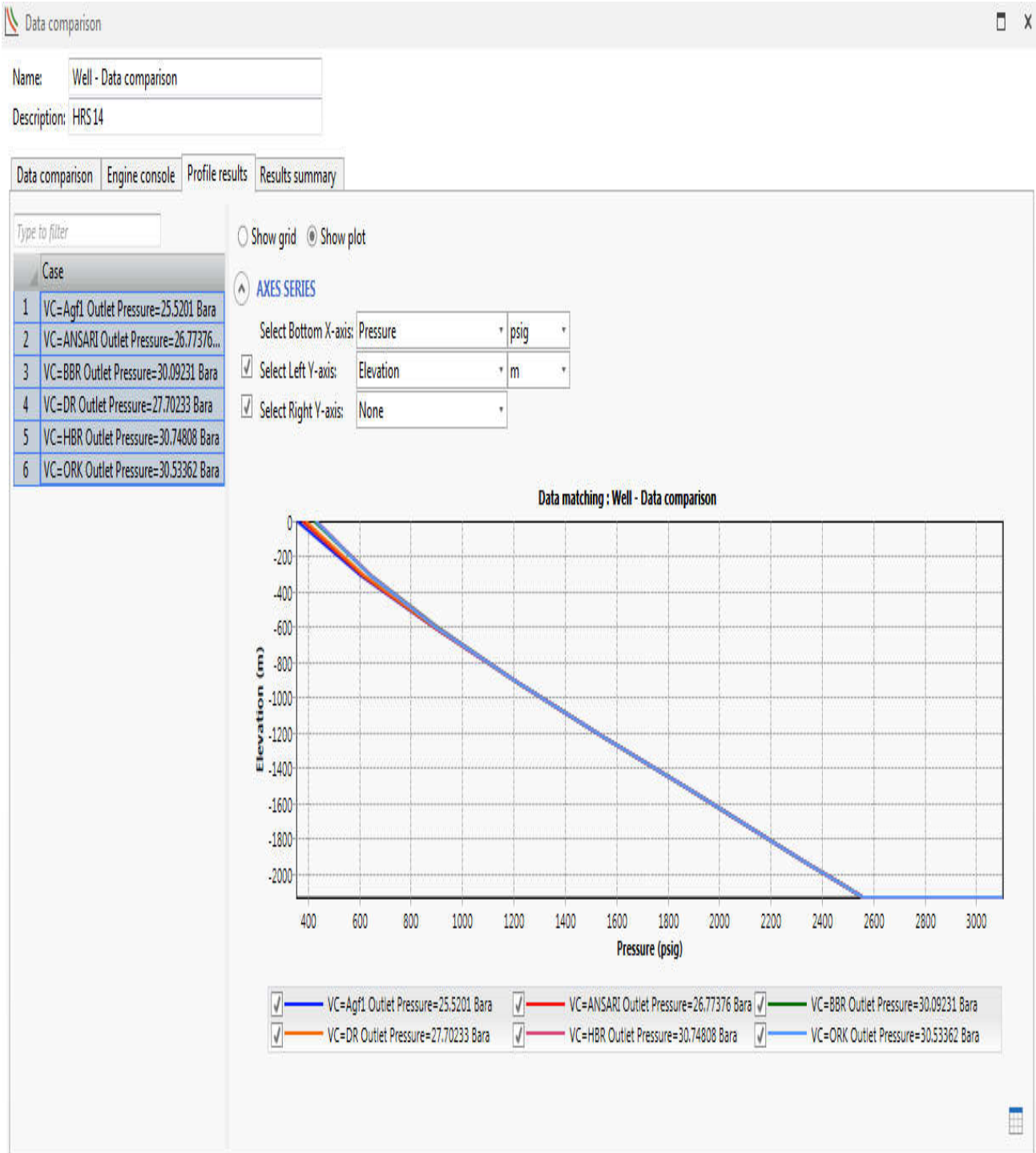


Figure.A.13.Data comparaison des corrélations d'écoulement vertical du puits HRS 14

## Annexe

---

```
***** PIPESIM *****
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* (License 2017.07 21/07/17) *
* (Version 2017.1.932.0 ) *
* pipesim-bld1:202 *
* Schlumberger Houston *
*****

Date : 26/06/18
Time : 02:42:02
PC-64/Intel
Case 0

wd is C:\Users\ISSAM\AppData\Local\Temp

NO SYNTAX ERRORS DETECTED.

Case 1: IP= 214.83 FR= 184.00 OP= 25.520 complete

System Plot file for this job is : Well - Data comparison.plt

Profile plot file for this job is : Well - Data comparison.plc
Case 2: IP= 214.83 FR= 184.00 OP= 26.774 complete
Case 3: IP= 214.83 FR= 184.00 OP= 30.092 complete
Case 4: IP= 214.83 FR= 184.00 OP= 27.702 complete
Case 5: IP= 214.83 FR= 184.00 OP= 30.748 complete
Case 6: IP= 214.83 FR= 184.00 OP= 30.534 complete

PROGRAM EXECUTION COMPLETE
```

Figure.A.14.Rapport donné par Pipesim pour le data comparaison