

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**HERIHIRI Raouf , DEKHILI Abdel-Ali**

-THEME-

---

# **Modélisation et optimisation d'un système de production de la série inférieure du gisement de Hassi R'mel sud (2014 - 2015)**

---

Soutenue le : 27/05/2015 devant la commission d'examen

Jury:

**Président** : M. DADENA Abdelghafoure

MAA Univ. K.M Ouargla

**Examineur:** M.ATLILI M<sup>ed</sup> Elhadi

Ingénieur Sonatrach

**Encadré par** : M. HAMZIOUI Louanes

MAA Univ .K.M Ouargla

# REMERCIEMENTS

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à M<sup>ed</sup> Elhadi pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr. HAMZIOUI Louanes pour le temps qu'il nous a consacrés et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi R'mel, en particulier M<sup>me</sup> ABDENOURI Rabia, M. Ezzine Mohamed, M. BENSEDIRA Abdelhak et M. SADDOUK Djemel.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département production des hydrocarbures qu'ont contribué à notre formation et particulièrement M.SIDROHOU, M.DADENA, M. KADRI , M.MAHSSOUL , M.ATLILI, M. HAMZIOUI .

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

DEKHILI Abdel-Ali et HERIHIRI Raouf



# Dédicace

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

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

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

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

*A mes chers frères M<sup>ed</sup> Amine et Hossem.*

*A ma chère sœur Ines.*

*A toute ma grande famille.*

*A tous mes chers amis sur tout:  
Hamoudi , haithem ,Sami ,Ilyes ,Lotfi ,Alla ,Ali ,Nadhir ,Abdeljalil*

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

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme*

*Dekhili Abdel-Ali*

*HERIHRI Raouf*



# Dédicaces



## *Je dédie ce modeste travail à:*

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement à l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères Halim, Hamza, Adel et Zino ,à toutes mes sœurs et à tous les membres de ma famille sur tout Nasro ,Adem, Ritage ,Nourel-iaqin ,Milina*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis surtout:*

*Hamoudi, Sami, ,Fares, Lotfi Ataf et A tous mes camarades à l'université Kasdi Merbah .*

*A la fin, je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme*

*HERJHIRI Raouf.*

*Abdel ali*

# Sommaire

Remerciement

Dédicaces

Sommaire

Introduction

## Chapitre I : Présentation du champ de Hassi R'mel

I.1 Généralités sur le champ de Hassi R'mel .....	1
I.1.1- Position géographique .....	1
I.1.2- Aperçu géologique du champ .....	1
I.1.2.1- Position.....	1
I.1.2.2- La structure.....	2
I.1.2.3- La stratigraphie.....	2
I.2 - Le réservoir.....	2
I.2.1- Le réservoir A.....	2
I.2.2- La série inférieure.....	3

## Chapitre II : Analyse Nodale

II.1. Introduction.....	4
II.2. Concept de l'analyse nodale .....	6
II.3. Procédure d'application de l'analyse nodale .....	7
II.3.1.Les différentes positions du nœuds.....	8

II.4. Objectifs de l'analyse nodale .....	14
II.5. Application de l'analyse nodale.....	14

### **Chapitre III - Optimisation du système de production**

III.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation(Pipesim).....	15
III.2. Modélisation des puits.....	16
III.2.1. Le modèle réservoir .....	16
III.2.2. Les données des essais de puits .....	16
III.2.3. Les données PVT .....	18
III.2.4. La complétion des puits .....	19
III.2.5. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.....	19
III.3. Reproduction des performances actuelles des puits par Pipesim.....	22
III.3.1. Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM.....	23
III.4. Optimisation de la production.....	23
III.4.1. Etude du déclin de la production.....	23
III.4.2. Optimisation du gas lift.....	25
III.4.2.1. Paramètres du gas lift .....	25
III.4.2.2. Détermination des débits optima de gaz injecté.....	25
III.4.2.3. Apport du gas lift à la production des puits de la SI.....	27
III.4.3. Optimisation du diamètre du tubing .....	28

### **Chapitre IV - Dimensionnement du réseau de collecte**

IV.1. Introduction.....	30
IV.2. Situation actuelle .....	30

IV.3. Optimisation du réseau de collecte.....	30
IV.3.1. Données nécessaires pour la construction d'un modèle du réseau de collecte .....	30
IV.3.2. Choix de la corrélation des pertes de charge de l'écoulement horizontal .....	31
IV.3.3. Conception du réseau de collecte.....	33
A - Première variante.....	33
B – Deuxième variante.....	38
C – Comparaison entre les deux variantes.....	42
<b>Conclusions et recommandations.....</b>	<b>43</b>
 Annexe	
 Nomenclature	
 Liste des figures	
 Liste des tableaux	
 Bibliographie	
 Résumé	

# Introduction générale :

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables à de nombreuses industries. La demande sur deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts. En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

L'optimisation du système de production d'un gisement d'hydrocarbures est basée sur une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de « l'analyse nodale ». Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production.

Dans ce mémoire, nous utiliserons cette approche dans le but d'optimiser la production du réservoir de la série inférieure du gisement de Hassi R'mel.

Les objectifs de notre étude sont les suivants :

- Modéliser le système de production à l'aide du logiciel PIPESIM®.
- Etudier la sensibilité de la performance des puits à des différents paramètres.
- Prévoir l'évolution de la production dans le temps.
- Etudier l'effet d'une technique d'activation, en l'occurrence le gas lift, sur la production, actuellement et aussi dans l'avenir.
- Concevoir un réseau de collecte qui répond aux performances des puits

# Chapitre

---



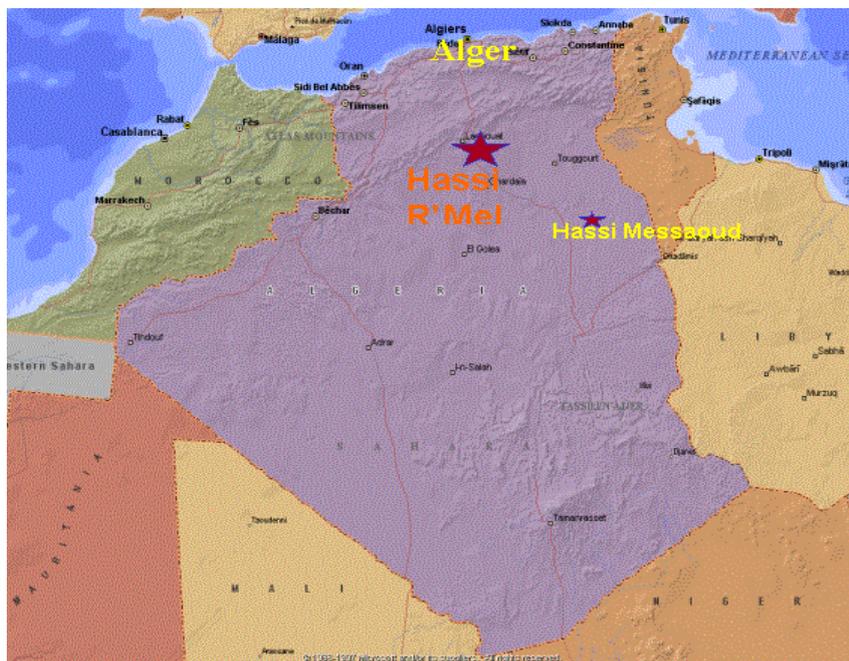
I

**Partie géologique**

## I.1 Généralités sur le champ de Hassi R'mel :

### I.1.1 Position géographique :

Le champ de Hassi R'mel est situé à 550 Km au sud de la capitale Alger entre les villes de Ghardaïa et Laghouat sur une altitude de 760 m environ. Ce champ s'étend sur 70 Km du Nord au Sud et 50 Km de l'Est à l'Ouest, c'est un gisement de gaz à condensât avec un anneau d'huile sur la périphérie Est.



**Fig. I.1. Position géographique de Hassi R'mel**

### I.1.2 Aperçu géologique du champ :

#### I.1.2.1 Position :

Le champ de Hassi R'mel est situé sur la plateforme saharienne dans la partie Nord-Ouest du bassin triasique, sur la dorsale Idjerane M'zab et la voûte de Tirlhemt, il est limité au Nord par les chaînes de l'Atlas Saharien, à l'Ouest par le bassin de Béchar, à l'Est par le bassin de Oued Mya et au sud par le bassin d'Ahnet et de Mouydir.

#### I.1.2.2 La structure :

Plusieurs missions de sismique, 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 l'actualisation des données géologiques et géophysiques pour pouvoir ainsi établir des cartes isochrones et isobathes.

# Chapitre I – Partie géologique

---

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 de réservoir et 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.

## I.1.2.3 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 figure I-2 montrant la coupe stratigraphique du champ de Hassi R'mel.

## I.2 Les réservoirs :

Le champ de Hassi R'mel, comporte deux principaux réservoirs gréseux d'âge triasique, dénommés 'niveau A' et la série inférieure, séparés entre eux par des argiles, ils reposent en discordances sur la surface hercyniennes, la couverture est formée par le trias argilo-gréseux inférieur et supérieur, le lias salifère, et le lias anhydritique.

Ces réservoirs peuvent être en communication latérale ou verticale entre eux à cause de :

- Le rejet des failles (5 à 10m), qui est inférieure à l'épaisseur des réservoirs.
- Faible épaisseur locale des niveaux argileux séparant les réservoirs.
- Fracturation plus ou moins développée.

### I.2.1 Le réservoir A :

Il est composé de grés fins, plus au moins argileux et anhydritique à fort ciment anhydritique.

Il possède la plus grande extension avec une superficie de  $2640 \text{ km}^2$ , recouvrant pratiquement la totalité du champ, à l'exception de la zone sud-ouest. Il est caractérisé par une perméabilité moyenne de 270 md, une porosité moyenne de 15%, et une saturation en eau de l'ordre de 24%.

# Chapitre I – Partie géologique

## I.2.2 La série inférieure :

Dans la partie méridionale, ainsi que dans la partie occidentale, de la zone centrale, la série inférieure est composée d'andésites plus ou moins altérées.

Dans la zone nord et sud elle présente une série argilo-gréseuse, où certains puits ont rencontré une accumulation d'huile.

Age	Prof	Etages	Strat.	Lithologie	Epaisseurs (m)		
<b>C R E T A C E</b>	SUPERIEUR	SENONIEN		Calcaire à silex			
		TURONIEN		Dolomie vacuolaire			
		CENOMANIEN		Calcaire et argile			
	INFERIEUR	CONTINENTAL-INTERC	ALBIEN		Grès fins, friable		
			APTIEN		Marnes et grès		
			BARREMIEN		Grès fins à grossiers à ciment carbonaté		
			NEOCOMIEN		Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite		
	<b>J U R A S S I Q U E</b>	L I A S	MALM		Passées de calcaire, dolomie, grès et argile		
			DOGGER	ARGILEUX		Argile légèrement dolomitique, grès et carbonate	
LAGUNAIRE					Calcaire oolithique et argile		
MARNEUX				Marne et calcaire			
CARBONATE				Calcaire et dolomie à passées d'argile et d'anhydrite			
ANHYSRIT				Anhydrite massive, blanche, à passées d'argile			
SALIFERE							
ENSEMBLE-I (S1+S2)				Sel massif, rosâtre			
REPÈRE "D1" SALIFERE				Dolomie			
ENSEMBLE-II (S3)				Sel à passées d'argile			
ARGILEUX SUPERIEUR				Argile plastique	14		
REPÈRE "D2"				Calcaire dolomitique	4		
SALIFERE (S4)				Sel massif, rosâtre, à passées d'argile	50		
ARGILEUX-INF.				Argile brun chocolat	16		
<b>T R I A S</b>			T. A. G. S	Zone silteuse		Grès silteux, compact	
				T2	A	Grès gris-clair, fin à moyen au sommet, devenant moyen à grossier à la base. Présence de congl. et de grains de quartz	17
				Zone argileuse		Argile brun-chocolat, silteuse	
SERIE INFÉRIEURE		ANDESITE ET GRÈS		Roche d'épanchement (Andésite altérée), argile et grès	>46		

Fig. I.2. Coupe stratigraphique du champ de Hassi R'mel

# Chapitre

---

III

**Analyse nodale**

### II.1 Introduction :

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

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

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

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

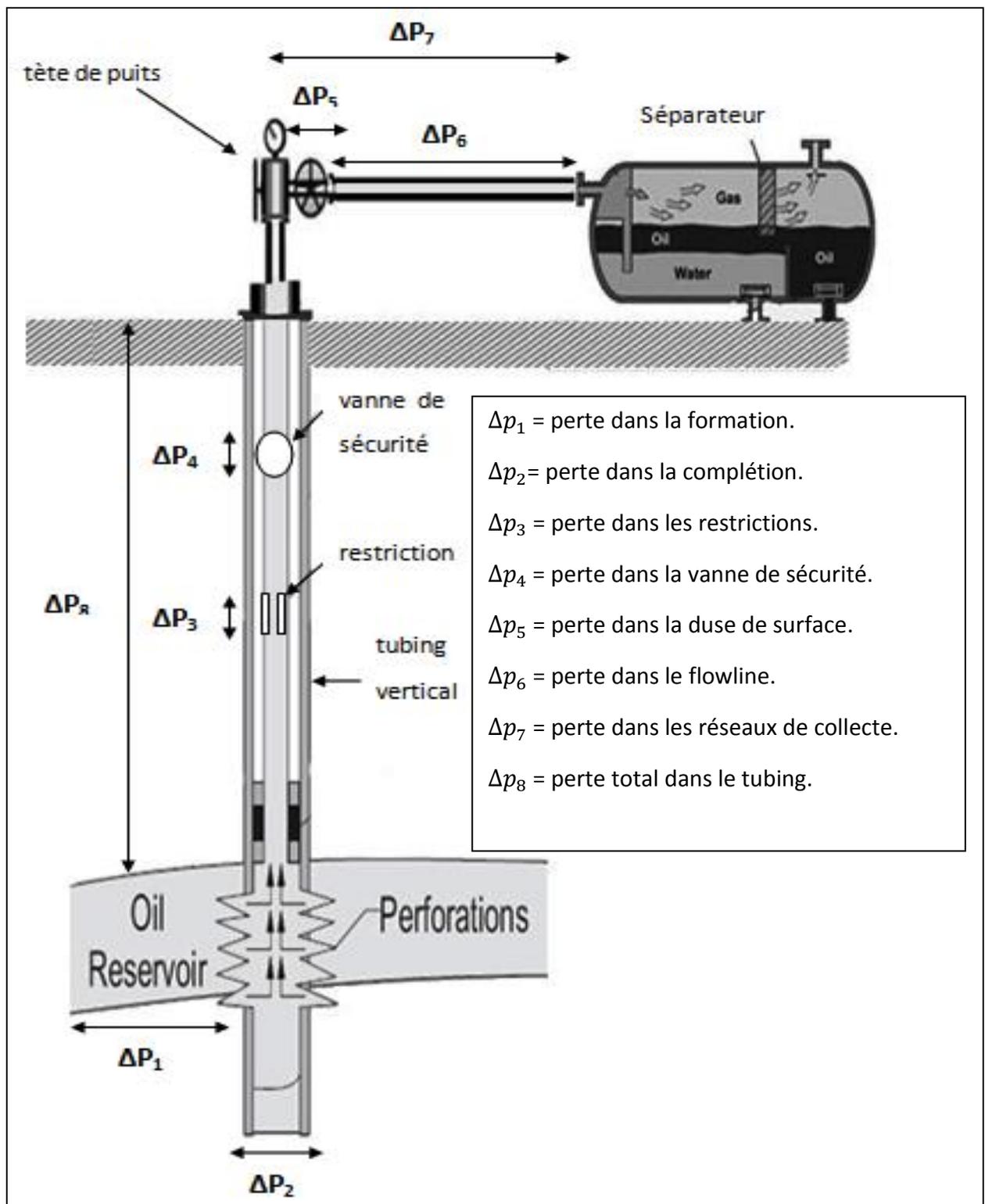


Fig. II.1 : Perte de charge possible dans un système de production

### II.2. Concept de l'analyse nodale :

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

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

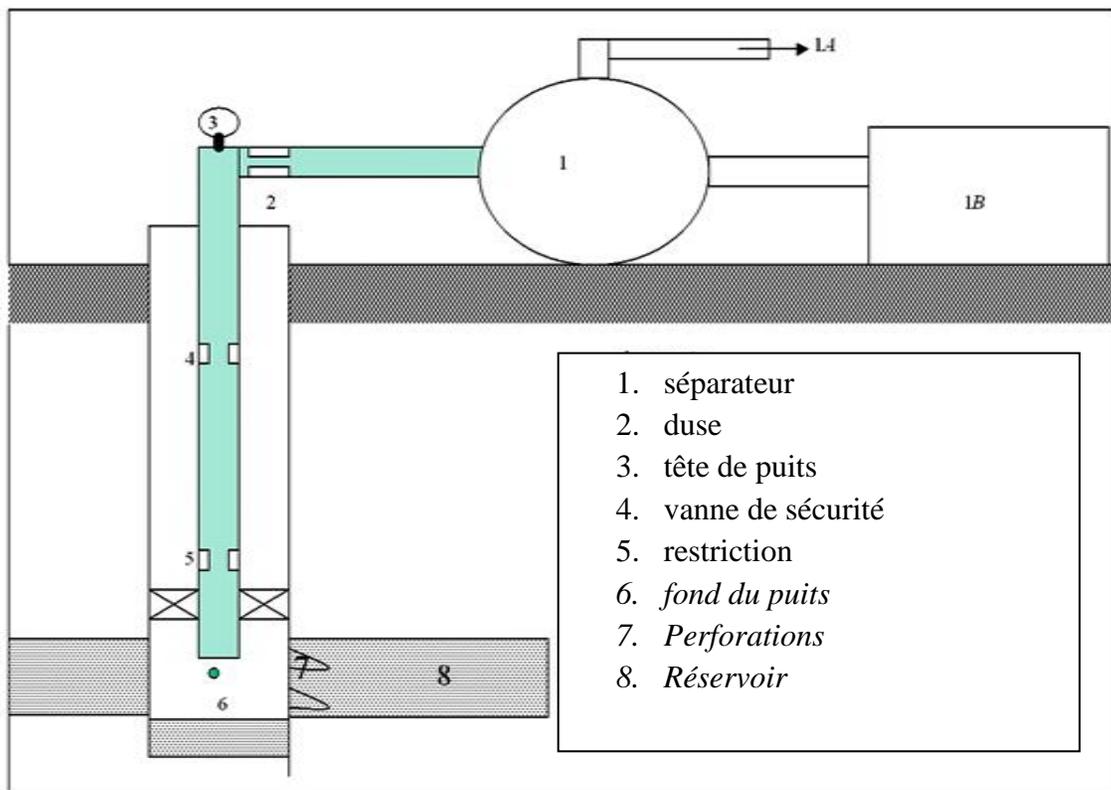


Fig. II.2 : Les différentes positions des nœuds.

## Chapitre II – Analyse nodale

---

### II.3. Procédure d'application de l'analyse nodale :

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

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

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

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

- Inflow :  $P_{node} = P_r - \Delta p$
- Outflow :  $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$  ou  $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$

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

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

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

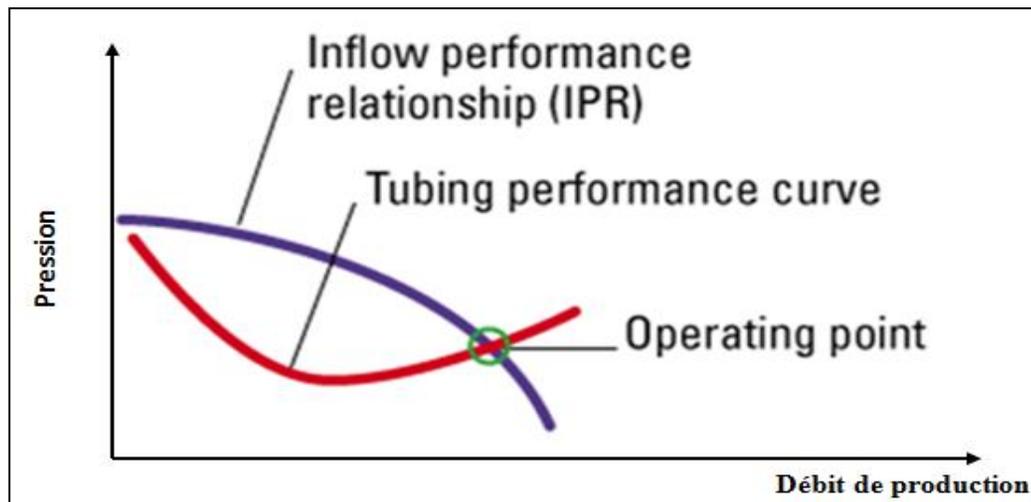
La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,

## Chapitre II – Analyse nodale

---

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



**Fig. II.3 : point de fonctionnement**

### II.3.1. Les différentes positions du nœud :

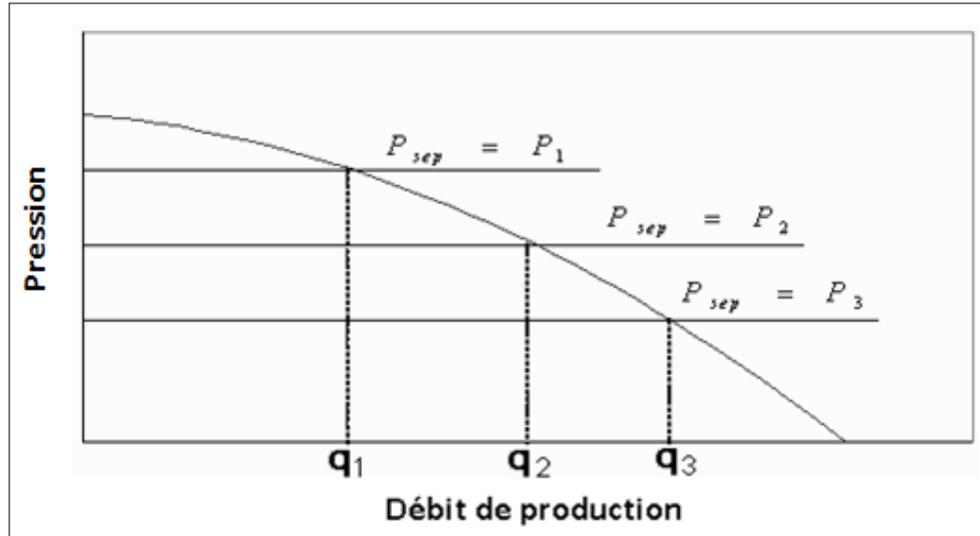
#### ◆ Nœud 1: (séparateur)

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

Les données nécessaires sont :

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

La figure II.4 montre l'effet des différentes valeurs de la pression de séparateur sur le débit de production du puits; il est clair que la production est maximale si la pression de séparateur est aussi faible que possible.



**Fig. II.4: l'effet de la pression de séparation.**

◆ **Nœud 2:** (duse)

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

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

Avec :

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

q : Débit de production.

La figure II.5 montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits.

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

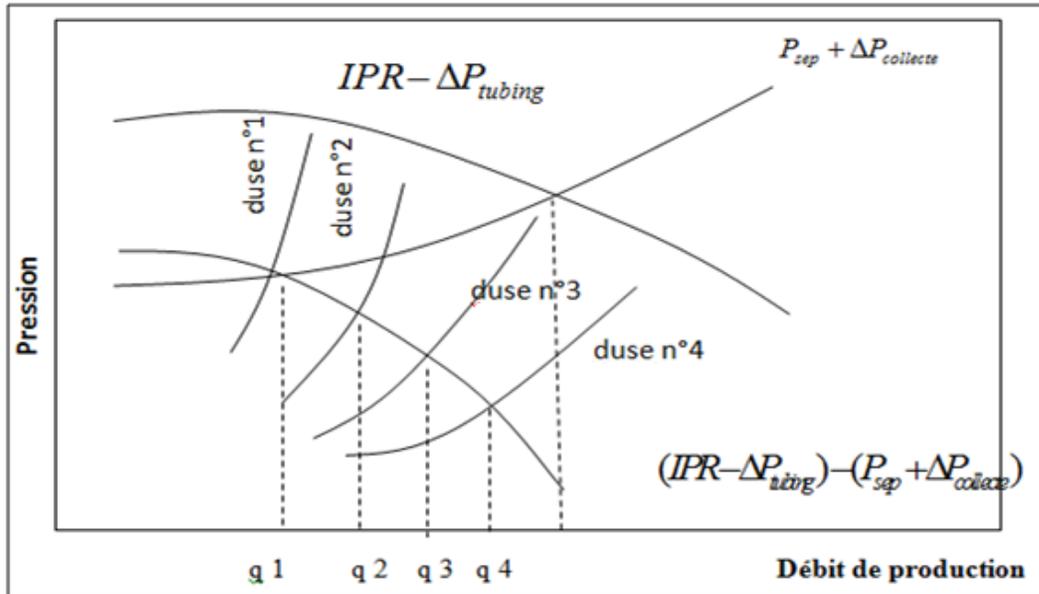


Fig. II.5: l'effet du diamètre de la duse.

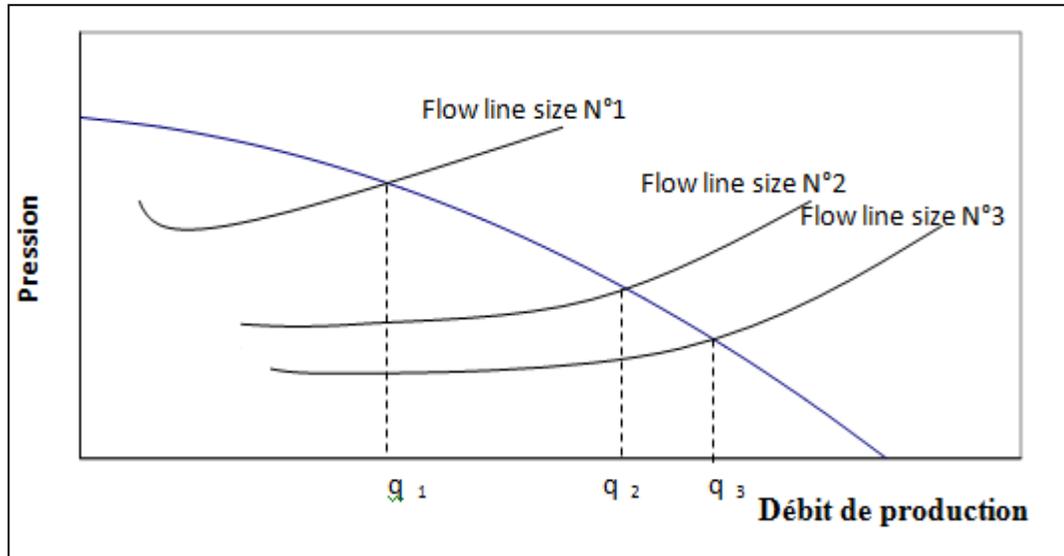
◆ **Nœud 3:** (tête du puits)

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

Les données nécessaires sont:

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

La figure II.6 montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits; l'augmentation du diamètre de la collecte ( $D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$ ) est suivi par une augmentation de débit de production ( $q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$ ).



**Fig. II.6: l'effet du diamètre du flowline.**

◆ **Nœud 6:** (fond du puits):

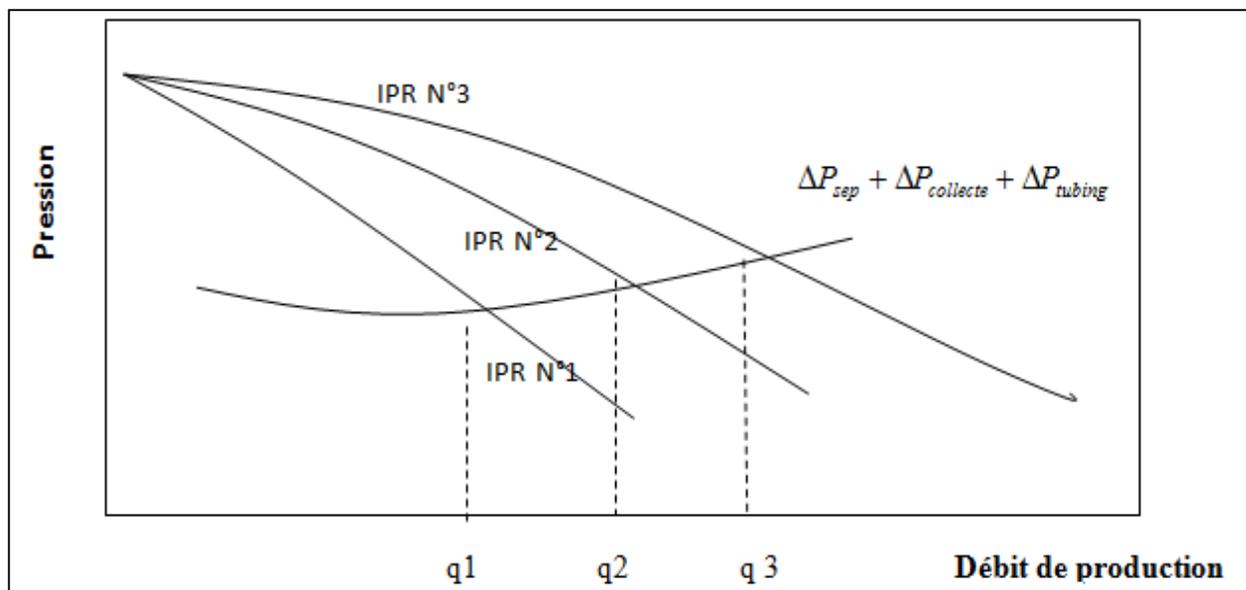
Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

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

La figure II.6 montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits. On suppose que:

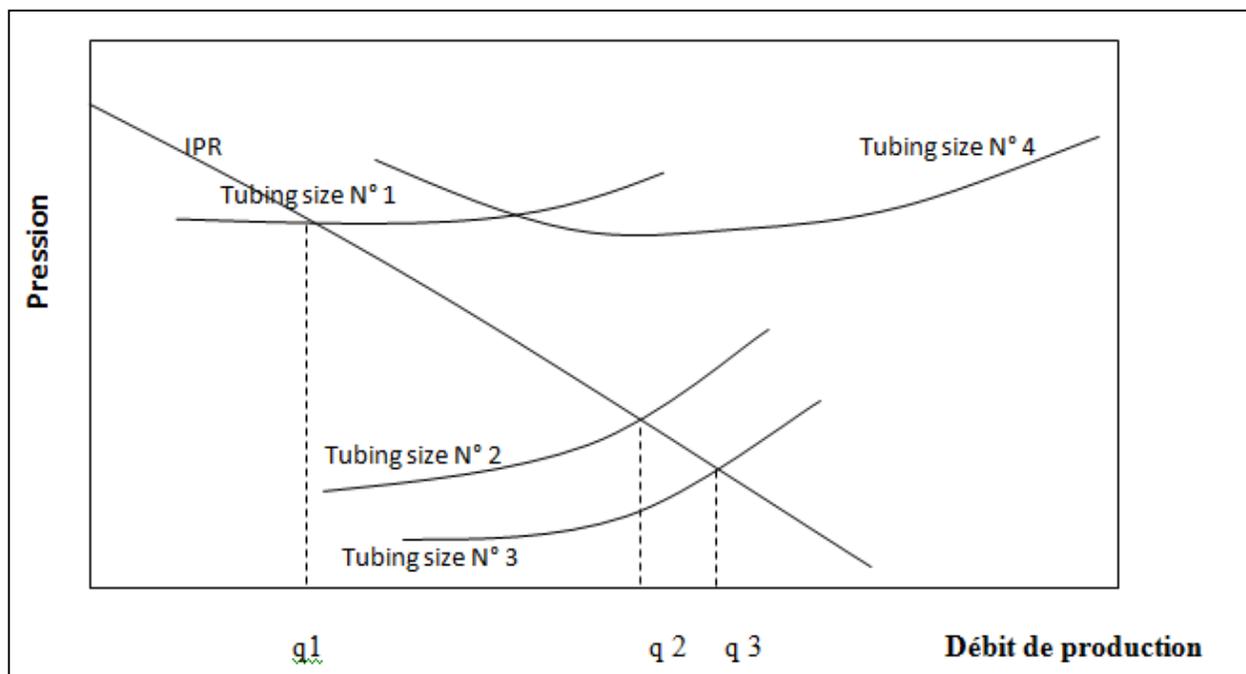
- IPR (1): courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2): courbe IPR pour une couche non colmatée; non stimulée.
- IPR (3): courbe IPR pour une couche stimulée.

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



**Fig. II.7: effet des différentes courbes IPR.**

La figure II.8 montre l'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits: l'augmentation du diamètre de tubing de ( $D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$ ) est liée par une augmentation de débit sauf pour  $D_4$  qui a tué le puits, donc le  $D_2$  (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.



**Fig. II.8: effet du diamètre de tubing.**

## Chapitre II – Analyse nodale

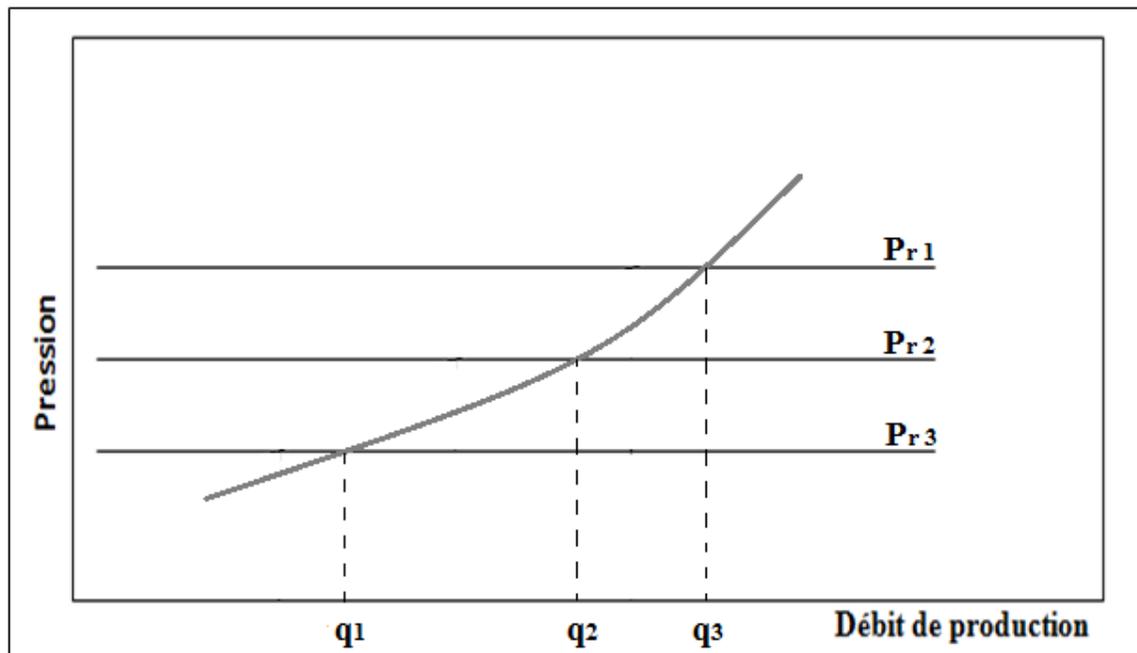
---

### ◆ Nœud 8: (réservoir)

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

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

La figure II.9 montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.



**Fig. II.9: l'effet du déclin de la pression du réservoir.**

## Chapitre II – Analyse nodale

---

### II.4. Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

### II.5. Application de l'analyse nodale:

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants:

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

# Chapitre

---



III

## Optimisation du système de production

## Chapitre III – Optimisation du système de production

---

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et d’optimiser le système de production des puits de la série inférieure du gisement de Hassi R’mel. Pour cela nous avons utilisé le logiciel PIPESIM®.

### III.1. Aperçu sur le logiciel d’optimisation (Pipesim) :

Le PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d’effectuer les tâches suivantes :

- L’optimisation de l’équipement des puits.
- L’analyse des performances des puits.
- L’analyse des réseaux de puits.
- L’optimisation de la production.
- L’analyse des puits multilatéraux.

Le PIPESIM est un logiciel d’analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l’écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d’optimiser les designs existants et de prédire l’influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction matching, PIPESIM s’assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM 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 d’optimiser la production des puits de la série inférieure, nous avons utilisé les modules suivants :

- *Well Performance Analysis*: Ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le modèle du réseau.
- *Network Analysis* : Ce module nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout un réseau de puits et d’étudier l’effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits.

### III.2. Modélisation des puits :

A l'aide du logiciel Pipesim®, nous modéliserons d'abord l'ensemble des puits de la série inférieure. La modélisation comporte plusieurs aspects :

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

#### III.2.1. Le modèle réservoir :

Le réservoir de la série inférieure est caractérisé par une pression de réservoir initiale égale à la pression de bulle ( $P_r = P_b = 311,1$  bar). Donc, l'écoulement dans le réservoir 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 maxima (AOF) que ses puits peuvent délivrer. Pour cela nous devons utiliser les données des tests qui ont été effectués sur eux.

#### III.2.2. Les données des essais de puits :

Les mesures de pression et de température dont on dispose étaient réalisées au niveau des sièges et non pas au niveau des perforations. Donc les valeurs de pression et de température de fond statique doivent être corrigées et cela en tenant en compte du gradient statique de pression et de température. Quant à la pression de fond dynamique, on est obligé de corriger ces mesures en utilisant le gradient statique en raison de l'indisponibilité de mesures du gradient dynamique.

Pour corriger ces mesures, nous procédons comme suit :

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

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

## Chapitre III – Optimisation du système de production

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

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 suivant :

**Tableau III.1. Données des essais de puits.(Data Bank Sonatrach HRM voir l'annexe)**

Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30	
Côte des Mid Perfos (m)	2151,7	2197	2175,6	2158,5	2196,7	2168,6	2169	
Côte de mesure (m)	1761	2017	1972	1955	2011	2072	2069	
Valeurs mesurées	Pression de tête dynamique (psi)	520	492	235	1430	2320	490	994
	Pression de fond statique (psi)	3943	4099	4066	4184,4	4159	4277	4277
	Pression de fond dynamique (psi)	1402	1339	994,9	3135	3010	1444	2383
	Température de fond statique (°F)	162	171	164,6	164,3	164	174,5	172
Gradient statique	Pression (psi/m)	0,9272	1,066	1,602	1,176	1,184	1,1884	0,99
	Température (°F/100m)	1,0345	1,268	8,7552	7,56	16,56	1,2179	2,16
Valeurs corrigées	Pr de réservoir (psi)	4305	4290	4392	4424	4379	4392	4376
	Température de fond statique (°F)	166	173,3	182,4	179,7	194,8	175,7	174,2
	Pression de fond dynamique (psi)	1764,2	1530	1321	3374,3	3229,9	1558,8	2482
Débit de test (Sm <sup>3</sup> /J)	35,6	59,2	54,8	254,72	95,68	67	164,1	
Diamètre de la duse (1/64 in)	16	18	24	24	24	20	24	

## Chapitre III – Optimisation du système de production

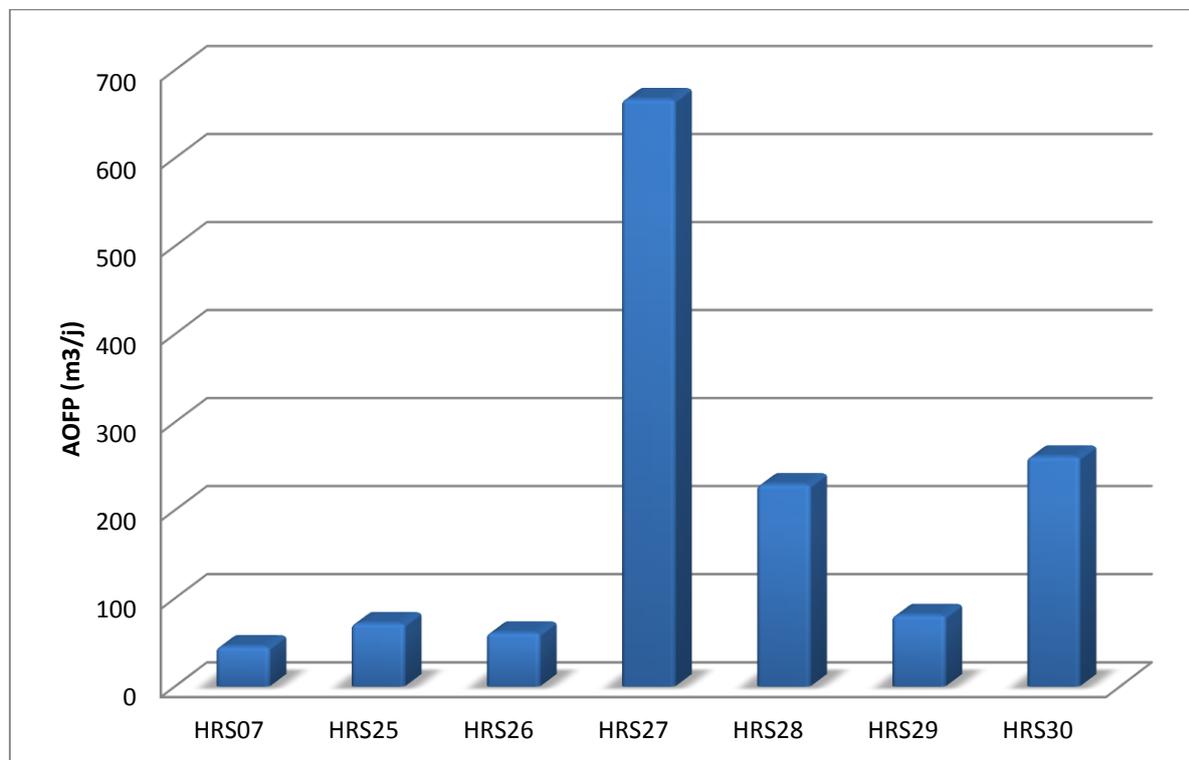
A partir de ces résultats, et notamment Pr, Pwf et Qo, nous pourrions tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour chaque puits, et cela en se basant sur l'équation de Vogel, ce qui nous permet de déterminer les débits maxima des puits (AOFP).

Ces débits sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.2. AOFP des puits de la série inférieure.**

Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30
AOFP (m <sup>3</sup> /j)	45,4	71,6	61	666,9	229,3	80,9	260,8

L'histogramme ci-dessous représente les valeurs des AOFP de nos puits.



**Fig. III.1. AOFP des puits de la série inférieure**

A partir de ces résultats nous pouvons constater que :

- Le puits HRS27 a un très bon potentiel
- Les puits HRS28 et HRS30 ont un potentiel moyen
- Les puits HRS07, HRS25, HRS26 et HRS29 ont un faible potentiel.

### III.2.3. Les données PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé

## Chapitre III – Optimisation du système de production

---

le modèle *black oil*. Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau III.3. Paramètres PVT des effluents des puits.(Data Bank Sonatrach HRM voir l'annexe)**

Puits	Densité de l'huile	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Densité du gaz	WOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pression de bulle (psi)
HRS07	0,85	132	0,693	0	4510
HRS25	0,849	97	0,709	0	4510
HRS26	0,841	103	0,67	0	4510
HRS27	0,845	140	0,67	0	4510
HRS28	0,81	1660	0,67	0	4510
HRS29	0,842	147	0,719	0	4510
HRS30	0,8443	111	0,689	0	4510

### III.2.4. La complétion des puits :

Le modèle de puits à concevoir avec PIPESIM comporte une partie représentant le tubing. Le tableau ci-dessous résume les données de complétion nécessaires pour créer les modèles de nos puits.

**Tableau III.4. Complétion des puits.(Data Bank Sonatrach HRM voir l'annexe)**

Puits	Côte des mid perfos (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominal du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
HRS07	2151,7	1761	2"7/8	2,441
HRS25	2196,5	2017	2"7/8	2,441
HRS26	2175,6	1972	3"1/2	2,992
HRS27	2158,5	1955	3"1/2	2,992
HRS28	2196,7	2011	3"1/2	2,992
HRS29	2168,6	2072	3"1/2	2,992
HRS30	2168	2069	3"1/2	2,992

### III.2.5. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

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

Corrélation	Abréviation
Ansari	ANS
Beggs and Brill original	BBO
Beggs and Brill revised	BBR
Duns and Ros	DR
Hagedorn and Brown	HBR
Mukherjee and Brill	MB
Orkiszewski	ORK

Pour choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour nos puits, nous procéderont comme suit :

1. On fixe le débit du liquide du test et la pression en tête correspondante.
2. On choisit la pression de réservoir (*inlet pressure*) comme variable à calculer.
3. On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical.
4. A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond dynamiques à la côte de mesure.
5. On calcule les pertes de charge dans le tubing

$$\Delta P = P_{wf} - P_{wh}$$

6. On compare ces valeurs aux pressions de fond dynamiques mesurées et cela en calculant l'erreur relative :

$$E_{relative} = \left| \frac{\Delta P_m - \Delta P_c}{\Delta P_m} \right|$$

Où :

$\Delta P_m$  : perte de charge mesurée,

$\Delta P_c$  : perte de charge calculée.

7. On calcule l'erreur relative moyenne de l'ensemble des puits.

$$\overline{E_{relative}} = \sum_{i=1}^N \frac{E_{relative_i}}{N}$$

N : le nombre de puits, dans ce cas, N = 7.

## Chapitre III – Optimisation du système de production

8. La corrélation à choisir sera celle qui donnera la plus petite valeur de l'erreur relative.

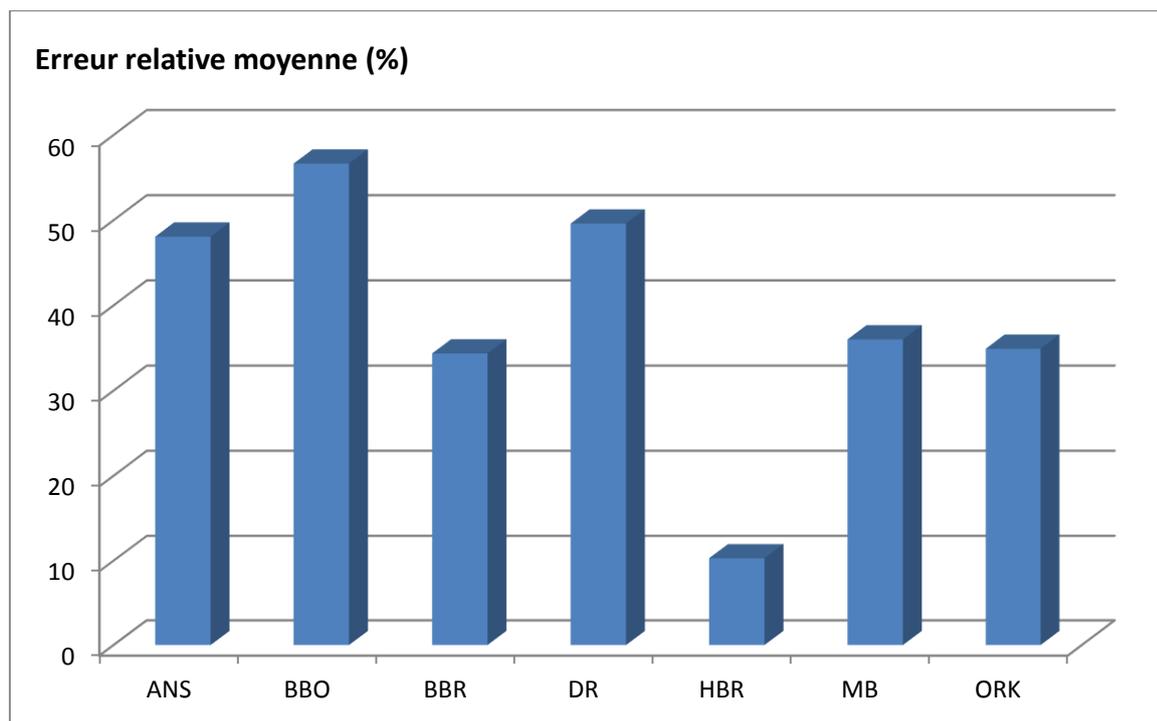
Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenus :

N.B : les erreurs relatives sont données en pourcentage (%)

**Tableau III.5. Erreur relative des différentes corrélations des pertes de charges verticales.**

	ANS	BBO	BBR	DR	HBR	MB	ORK
HRS07	58,84	80,44	66,92	62,38	5,63	55,91	8,10
HRS25	99,55	88,00	74,69	101,09	52,65	93,09	79,11
HRS26	82,82	109,58	3,41	72,70	8,78	14,78	89,57
HRS27	0,44	5,34	7,02	1,12	8,28	6,15	8,38
HRS28	8,24	33,60	30,15	25,00	11,26	41,72	18,75
HRS29	55,42	65,03	51,69	56,40	4,37	57,45	39,47
HRS30	31,99	25,19	20,62	30,73	17,56	24,79	17,71
Erreur relative Moyenne	48,06	56,64	34,35	49,60	10,28	36,00	34,90

L'histogramme ci-dessous illustre les résultats obtenus :



**Fig. III.2. Erreurs relatives moyennes des corrélations de pertes de charge verticales**

D'après l'histogramme ci-dessus, nous constatons que la corrélation de **Hagedorn and Brown** donne les estimations des pertes de charges verticales les plus proches des valeurs mesurées. De ce fait, cette corrélation sera utilisée pour les calculs des pertes de charge dans le tubing de nos puits.

### III.3. Reproduction des performances actuelles des puits par PIPESIM :

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier les performances actuelles des puits de la série inférieure et cela dans le but d'identifier les puits qui ont un bon potentiel et aussi de déterminer le point de fonctionnement de chaque puits ( $P_{wf}$ ,  $Q_o$ ). Pour cela nous allons tracer les courbes *inflow* (IPR) et *outflow* (VLP) pour chaque puits. A partir de ces courbes nous déterminerons les valeurs de l'AOFP (*Absolute open flow potential*) et des points de fonctionnement des puits.

#### Résultats du travail :

Prenons l'exemple du puits HRS27. La figure suivante représente les courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) de ce puits.

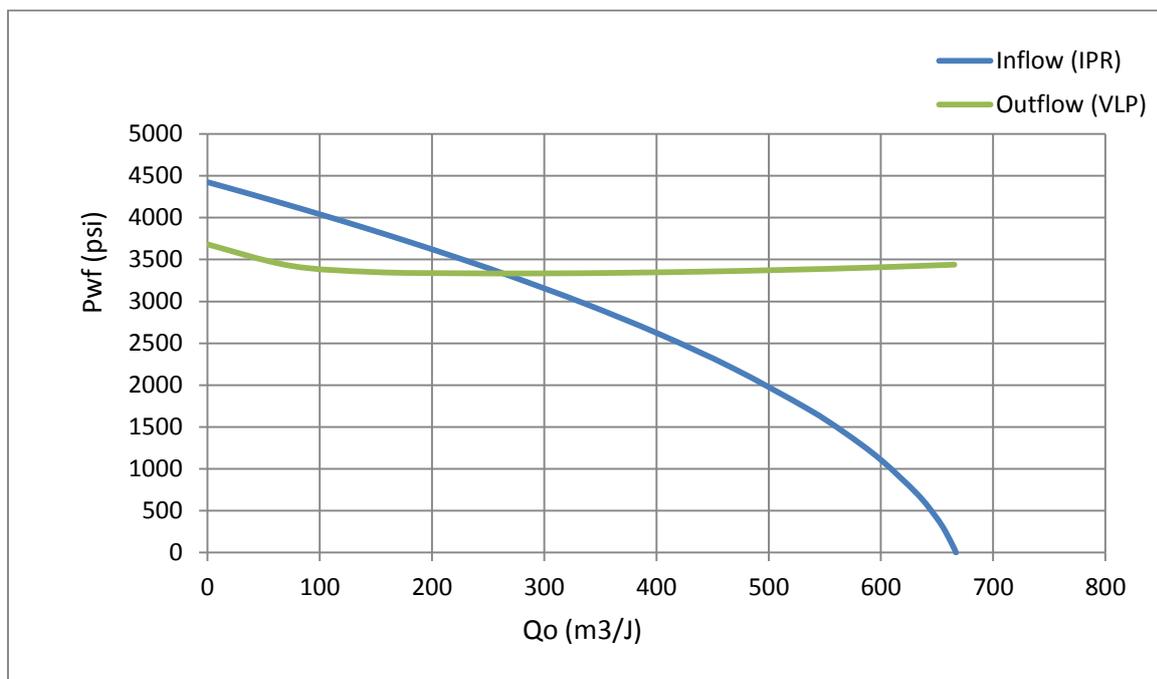


Fig. III.3. Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits HRS27

Dans le tableau suivant sont représentées les débits et les pressions de fond dynamique correspondant aux points de fonctionnement de nos puits.

Tableau III.6. Points de fonctionnement des puits déterminés par PIPESIM.

Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30
Qo (m³/J)	35,0	58,0	54,8	246,0	106,0	67,7	165,0
Pwf (psi)	1808,9	1620,3	1106	3334,3	3070,8	1504,2	2463,3

## Chapitre III – Optimisation du système de production

### III.3.1. 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 suivant :

**Tableau III.7. Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par PIPESIM.  
(Data Bank Sonatrach HRM voir l'annexe)**

	Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30
Données du test	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	35,6	59,2	54,8	254,72	95,68	67	164,1
	Pwf (psi)	1764,2	1530,38	1321	3374,3	3229,9	1558,8	2482
Données du PIPESIM	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	35	58	54,8	246	106	67,7	165
	Pwf (psi)	1808,9	1620,3	1106	3334,3	3070,8	1504,2	2463,3
Ecart (en %)	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	1,69	2,03	0,00	3,42	10,79	1,04	0,55
	Pwf (psi)	2,53	5,88	16,28	1,19	4,93	3,50	0,75

Nous constatons que, à quelques exceptions près, l'écart entre les données mesurées et les données obtenues par simulation est inférieur à 5%. Donc, nous en déduisons que les modèles que nous avons construits représentent les puits de la série inférieure avec une précision satisfaisante.

### III.4. Optimisation de la production :

#### III.4.1. Etude du déclin de la production :

Durant la vie du réservoir, le soutirage des hydrocarbures aura pour effet la diminution de la pression de gisement et l'augmentation du water cut ce qui contribuera à la réduction de la productivité. Dans cette section nous étudierons l'impact qu'aura le déclin de la pression et l'augmentation du water cut sur la production des puits de la série inférieure.

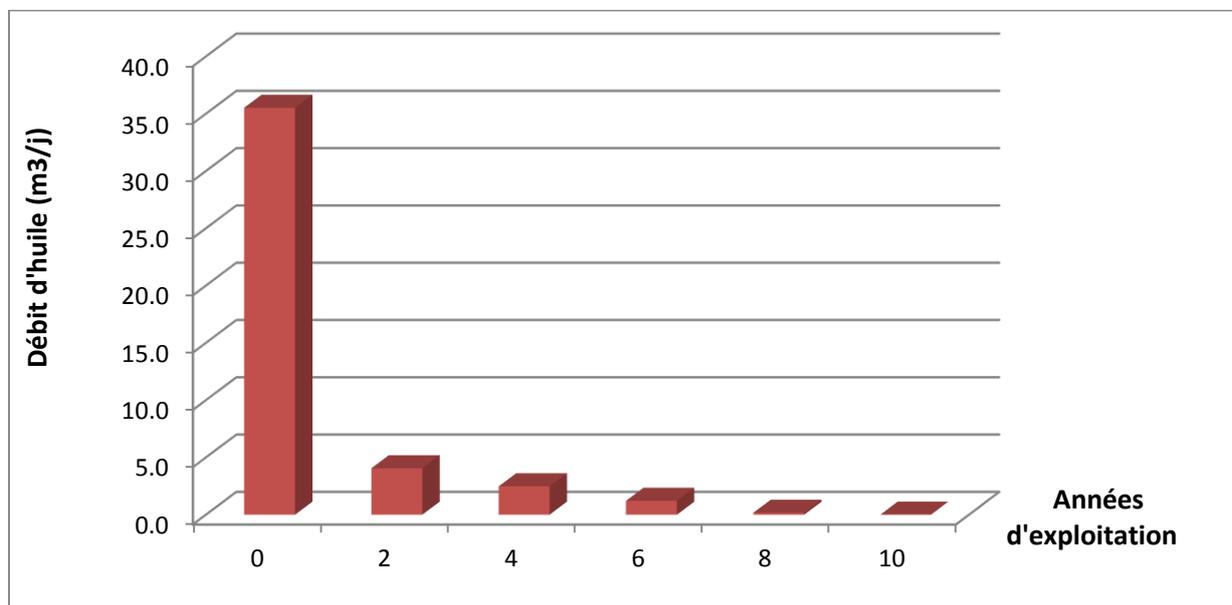
En se basant sur une étude de réservoir effectué par le département d'études à Hassi R'mel, une étude qui nous donne les prévisions de l'évolution de la pression de réservoir, le GOR et le Water Cut des puits de la série inférieure en fonction du temps, nous avons fait une simulation à l'aide du logiciel PIPESIM qui nous a permis de prédire l'évolution de la production de ces puits pour les années à venir.

## Chapitre III –Optimisation du système de production

Nous prenons l'exemple du puits HRS07. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.8. Evolutions de Pr, du GOR et du Water Cut du puits HRS07 et leurs impacts sur sa production.(Data Bank Sonatrach HRM voir l'annexe).**

Année	Pr (psia)	GOR (m3/m3)	Water Cut (%)	GLR (m3/m3)	Qo (m3/j)
0	4305	132,0	0,0	132,0	35,5
2	3701	97,0	58,2	40,5	4,1
4	3452	90,6	54,0	41,7	2,5
6	3307	86,0	52,2	41,1	1,2
8	3205	83,0	52,0	39,8	0,2
10	3162	81,8	54,0	37,6	0,0



**Fig. III.4 Déclin de la production du puits HRS07**

A partir de ces résultats nous pouvons constater que :

- la production des puits de la SI décroîtra très rapidement dans les premières années de l'exploitation.
- elle deviendra nulle pour la plupart de ces puits au bout de 4 à 6 ans.

Donc, il faut envisager de mettre en place un système d'activation qui fournira de l'énergie à ces puits et leurs permettra de produire le plus longtemps possible et cela dès le début de l'exploitation.

## Chapitre III – Optimisation du système de production

Le système d'activation qui s'impose dans notre cas est le gas lift et cela grâce à la disponibilité du gaz dans le gisement de Hassi R'mel. Le gas lift contribuera à l'amélioration de la production des puits de la SI tant qu'ils sont éruptifs et les aidera à produire quand l'énergie du gisement ne devient plus suffisante pour les faire débiter.

### III.4.2. Optimisation du gas lift :

A l'aide de la fonction *gas lift response* du logiciel PIPESIM, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les six puits concernés par l'optimisation du gas lift.

#### III.4.2.1. Paramètres du gas lift :

Pression de démarrage (psi)	2176
Pression de fonctionnement (psi)	2176
Température d'injection en surface (°F)	86
Densité du gaz à injecté	0,67

	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS29	HRS30
Profondeur d'injection maximale possible (m)	1730	1960	1935	1920	2025	2020

**Remarque :** En raison de la disponibilité du gaz dans le gisement de Hassi R'mel et cela en quantité et en pression de surface, l'injection se fait dans le point le plus bas possible (injection sous packer). Cela est possible grâce à un joint télescopique qui permet au gaz de passer de la vanne d'injection à l'extrémité basse du tubing. De ce fait, nous ne serons pas obligés d'optimiser la profondeur d'injection du gaz.

#### III.4.2.2. Détermination des débits optima de gaz injecté:

Nous prenons l'exemple du puits HRS07. Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

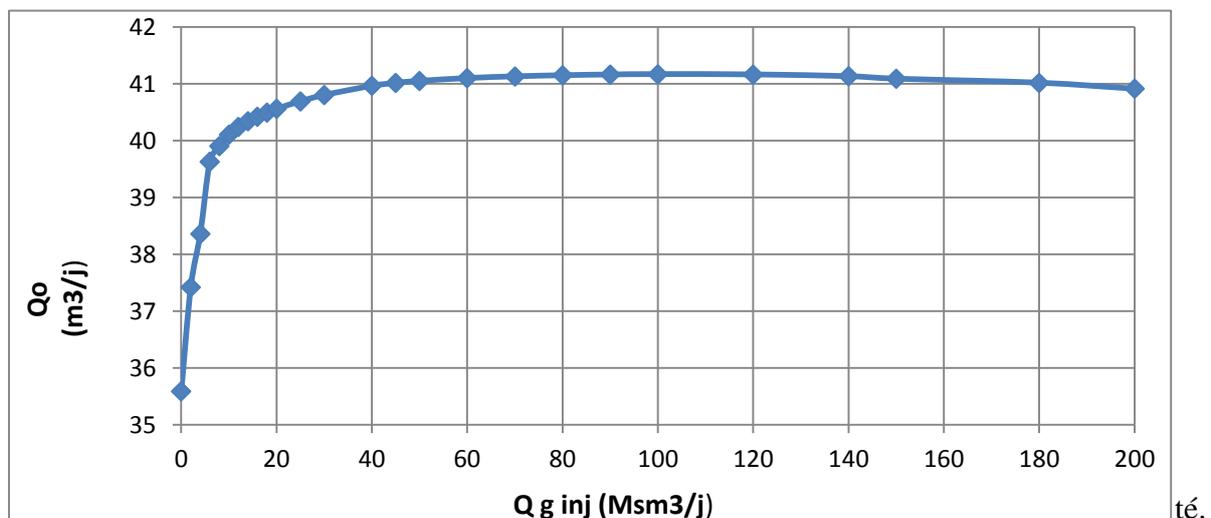


Fig. III.5 – Courbe de performance du gas lift du puits HRS07

## Chapitre III – Optimisation du système de production

Nous constatons que :

- La courbe ne passe pas par le zéro. Cela revient au fait que le puits est éruptif à l'état actuel.
- L'augmentation du débit d'injection du gaz génère une augmentation du débit d'huile jusqu'à ce que celui-ci atteigne une valeur maximale de 41,17 m<sup>3</sup>/j pour un débit de gaz égal à 100.000 sm<sup>3</sup>/j. Toute augmentation du débit de gaz au-delà de cette valeur provoquera une diminution du débit d'huile.

- La courbe prend une forme aplatie à partir d'une certaine valeur du débit de gaz.

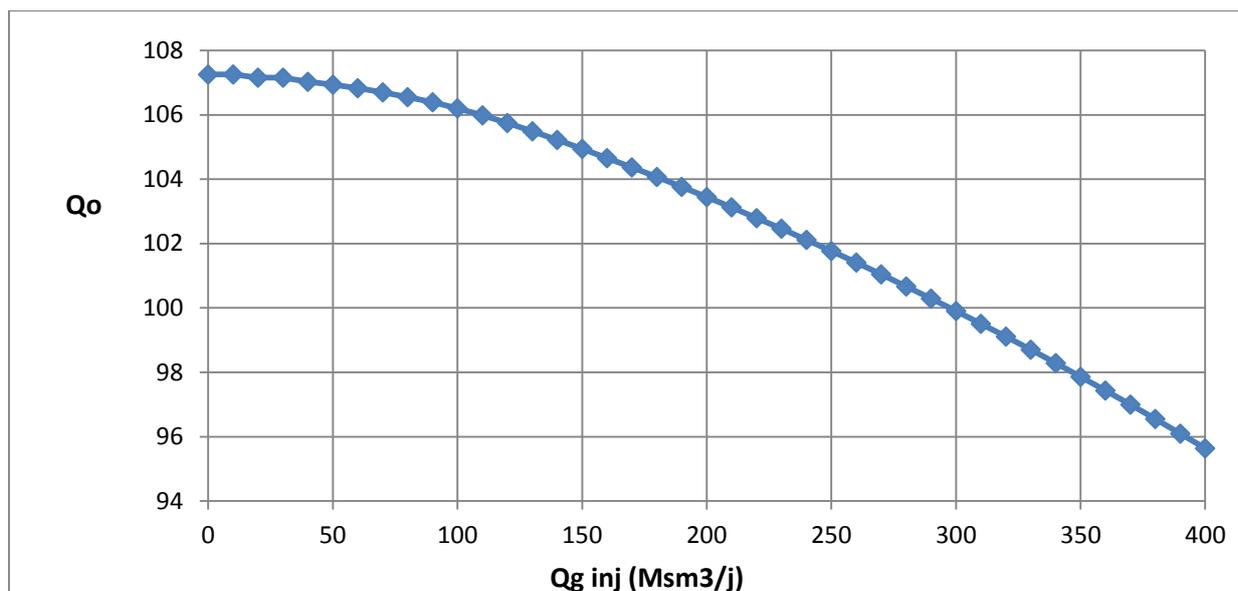
Donc, il sera plus judicieux de choisir un débit de gaz inférieur au débit optimum mais qui donne un débit d'huile légèrement inférieur au débit maximum. Dans le cas du puits HRS07, nous choisissons le débit de gaz de 30.000 sm<sup>3</sup>/j. Ce débit, appelé débit économique, bien que nettement inférieur au débit optimum, il génère un débit d'huile de 40,80 sm<sup>3</sup>/j. Ce débit est inférieur au débit maximum de seulement 0,89%.

De la même manière, nous déterminons les débits optima et économiques de gaz injecté pour les autres puits.

**Tableau III.9. Débits optima et économiques d'injection du gaz.**

Puits		Débits optima	Débit économiques
HRS07	Débit de gaz (Msm <sup>3</sup> /j)	100	30
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	41,17	40,80
HRS25	Débit de gaz (Msm <sup>3</sup> /j)	70	30
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	64,18	63,77
HRS26	Débit de gaz (Msm <sup>3</sup> /j)	140	30
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	60,1	59,29
HRS27	Débit de gaz (Msm <sup>3</sup> /j)	200	100
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	387,85	379,04
HRS29	Débit de gaz (Msm <sup>3</sup> /j)	200	50
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	73,49	73,02
HRS30	Débit de gaz (Msm <sup>3</sup> /j)	140	50
	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /j)	204,45	201,58

**Remarque :** le puits HRS28 représente un cas particulier comparativement aux autres puits de la SI. Il est caractérisé par un GOR très élevé par rapport à ceux des autres (voir tableau III.3). Donc, il ne sera pas utile de le doter du gas lift car toute quantité supplémentaire de gaz qu'on lui injecte causera une diminution de la production (voir figure III.6).



**Fig. III.6. Courbe de performance du gas lift du puits HRS28**

### III.4.2.3. Apport du gas lift à la production des puits de la série inférieure :

**Tableau III.10. Evolution de la production de l'ensemble des puits de la série inférieure sans et avec gas lift.**

Année	Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS29	HRS30	Total
0	Sans Gas lift	35,5	57,9	56,7	263,4	67,7	164,0	749,7
	Avec Gas lift	39,1	63,7	59,2	386,8	73,1	201,1	927,5
2	Sans Gas lift	4,1	37,2	41,4	100,1	16,0	123,9	391,2
	Avec Gas lift	12,9	47,1	42,6	199,9	51,1	131,2	553,2
4	Sans Gas lift	2,5	29,3	34,9	10,3	6,6	81,3	204,6
	Avec Gas lift	12,8	42,9	37,1	99,6	46,6	100,5	379,3
6	Sans Gas lift	1,2	21,4	23,9	0,0	0,5	55,4	132,0
	Avec Gas lift	12,5	40,3	34,0	64,3	43,0	82,0	305,8
8	Sans Gas lift	0,2	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,2
	Avec Gas lift	12,0	39,3	33,4	52,2	41,1	78,6	281,7
10	Sans Gas lift	0,0	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	29,5
	Avec Gas lift	11,2	38,7	33,1	45,7	40,5	77,5	261,3
12	Sans Gas lift	0,0	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0	27,4
	Avec Gas lift	10,6	38,0	32,8	42,6	39,5	75,6	253,0
14	Sans Gas lift	0,0	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	24,6
	Avec Gas lift	10,2	37,2	32,2	39,6	37,5	73,4	242,9
16	Sans Gas lift	0,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,6
	Avec Gas lift	9,8	36,7	31,8	37,8	35,9	70,3	233,8
18	Sans Gas lift	0,0	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2
	Avec Gas lift	9,5	36,2	31,6	36,6	34,7	67,8	226,7
20	Sans Gas lift	0,0	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0	18,4
	Avec Gas lift	9,1	35,6	31,2	34,6	33,7	63,2	217,0

## Chapitre III – Optimisation du système de production

A partir du tableau III.10, nous pouvons constater que le gas lift permet d'améliorer considérablement la production des puits de la série inférieure et cela même lorsque ces puits sont éruptifs. Il permet aussi à ces puits de produire quand ils deviendront non éruptifs, ce qui arrivera dans un avenir très proche (de 4 à 8 ans d'exploitation).

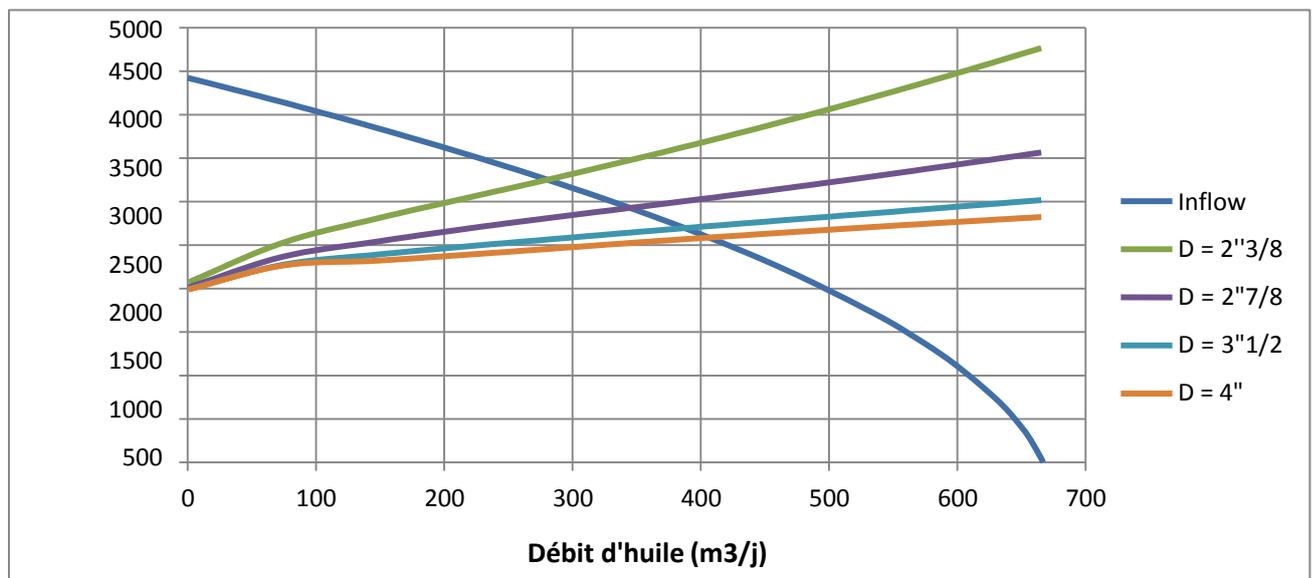
Donc, équiper ces puits du gas lift s'avère indispensable pour maintenir la production à un niveau acceptable.

### III.4.3. Optimisation du diamètre du tubing :

Dans cette section, nous allons vérifier si les tubings avec lesquelles sont complétés les puits de la série inférieure répondront aux performances de ces puits lorsqu'ils produiront à l'aide du gas lift. Pour cela, nous allons utiliser l'opération *nodal analysis* du logiciel PIPESIM. Les tubings que nous étudierons ont pour diamètres nominaux : 2''3/8, 2''7/8, 3''1/2 et 4''.

**Complétion actuelle des puits :** voir tableau III.4

Prenons l'exemple du puits HRS27 :



**Fig. III.7. Sensibilité de la production du puits HRS27 au changement du diamètre du tubing**

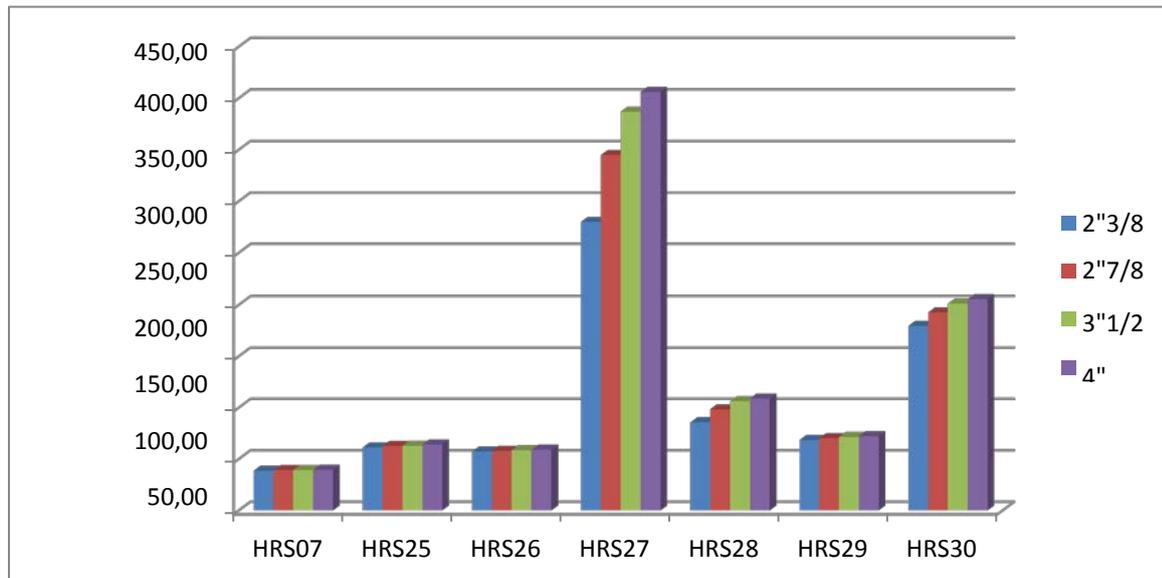
Les résultats des autres puits sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau III.11. Effet du changement du diamètre du tubing sur la production des puits de la SI.**

Diamètre nominal (in)	Diamètre intérieur (in)	Débit d'huile (m <sup>3</sup> /j)							
		HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30	
2''3/8	1,995	38,59	61,38	57,17	280,18	85,65	68,49	179,56	
2''7/8	2,441	39,14	62,68	58,08	345,00	98,52	70,25	192,66	
3''1/2	2,992	39,49	63,06	58,71	387,17	106,13	71,54	201,44	
4''	3,476	39,68	64,10	59,08	406,26	108,96	72,26	205,61	

## Chapitre III –Optimisation du système de production

Le tableau ci-dessus est représenté sous forme graphique dans la figure suivante :



**Fig. III.8. Effet du changement du diamètre du tubing sur la production des puits de la SI**

D'après les résultats de cette analyse, nous pouvons constater que :

- Le changement du diamètre de tubing n'aura pratiquement aucun effet sur le débit des puits HRS07, HRS25, HRS26 et HRS29. Nous pouvons en déduire que les tubings de ces puits sont surdimensionnés par rapport à leurs potentiels respectifs.
- Pour les trois autres puits, le changement du diamètre de tubing de 3''1/2 à 4'' ne générera qu'un faible gain en production.

### Conclusion :

Les diamètres optima pour les puits de la série inférieure sont :

Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30
Diamètre optimum (in)	2"3/8	2"3/8	2"3/8	3"1/2	3"1/2	2"3/8	3"1/2

# **Chapitre**

---



# **IV**

## **Dimensionnement du réseau de collecte**

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

---

### IV.1. Introduction :

Notre objectif dans ce chapitre est de déterminer le schéma de raccordement des puits de la série inférieure qui permet de maximiser la production. Pour cela, nous allons étudier plusieurs configurations possibles et nous choisirons celle qui donne le meilleur débit.

### IV.2. Situation actuelle :

Parmi les sept puits que compte la série inférieure, deux seulement, HRS27 et HRS30, sont raccordés au CTH-Sud. Les deux puits sont reliés par des pipes de diamètre nominal de 4'' au manifold. Et ce dernier est relié au CTH-Sud par un collecteur de diamètre 6''. Les autres puits sont en attente de leur raccordement au réseau de collecte.

#### Liaisons individuelles Puits – Manifold :

	Longueur (m)	Diamètre nominal (in)
HRS27	2680	4"
HRS30	2558	4"

#### Collecteur Manifold – CTH-Sud :

Longueur	Diamètre nominal
6550	6"

### IV.3. Optimisation du réseau de collecte :

Afin de parvenir au but de ce chapitre, qui est de dimensionner le réseau de collecte des puits de la série inférieure, nous avons utilisé le logiciel PIPESIM et plus précisément son module *network*. Pour cela, nous avons intégré les modèles des puits déjà réalisés dans ce module. D'un autre côté, et puisque l'utilisation du gas lift s'est avérée inévitable, les modèles des puits que nous utiliserons seront dotés de ce système d'activation dont les paramètres étaient déterminés dans le chapitre précédent.

#### IV.3.1. Données nécessaires pour la construction d'un modèle du réseau de collecte :

- Gamme des pipes utilisés à Hassi R'mel :

Diamètre nominal (in)	diamètre intérieur (in)	épaisseur (in)	Rugosité (in)
4	3,438	0,531	0,00006
6	5,504	0,561	0,00006
8	7,437	0,6	0,00006
10	9,5	0,6	0,00006
12	11,5	0,6	0,00006

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

---

Pression de séparation au CTH-sud = 14 bars

➤ **Distances et élévations des puits par rapport au manifold :**

Puits	Altitude (m)	élévation (m)	Distance (ml)
Manifold	747,59	Référence	Référence
HRS07	690,29	57,30	3720,00
HRS25	732,14	15,45	703,07
HRS26	720,97	26,62	1268,66
HRS27	701,54	46,05	2680,00
HRS28	747,97	-0,38	1730,00
HRS29	707,97	39,62	2111,27
HRS30	714,26	33,33	2382,00

➤ Distance du manifold par rapport au CTH-sud = 6550 m

### IV.3.2. Choix de la corrélation des pertes de charge de l'écoulement horizontal :

Le choix de la corrélation d'écoulement horizontal est d'une importance capitale lors de la modélisation d'un réseau de collecte. Son intérêt est d'estimer les pertes de charge dans le réseau avec le maximum de précision et d'avoir un modèle qui se rapproche le plus de la réalité. Ce choix sera basé sur les données du champ. La corrélation qui donne la moindre erreur relative par rapport à ces mesures sera celle retenue pour notre modèle. Le logiciel PIPESIM propose plusieurs corrélations d'écoulement horizontal. Nous choisissons la notre parmi les suivantes :

- 1- Beggs and Brill Original
- 2- Beggs and Brill Revised
- 3- Dukler, AGA and Flanagan
- 4- Duns and Ros
- 5- Mukherjee and Brill
- 6- Xiao

Seuls les puits HRS27 et HRS30 sont actuellement en production, donc ce sont les seules dont nous disposons de données concernant les pertes de charge dans le réseau de collecte. Par ailleurs, le puits HRS27 a été mis en production un mois avant le puits HRS30. Donc, les données de cette période, où le puits HRS27 produisait seul, sont les plus fiables car il n'y

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

---

avait aucune interférence entre puits. Alors nous nous contenterons des données de cette période pour réaliser le *matching*.

Durant cette période, deux jaugeages étaient effectués sur le puits HRS27. Leurs résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Date du jaugeage	Pression de ligne (psi)	Pression de séparation (psi)	Pertes de charge dans le flowline(psi)	Débit d'huile (m3/J)	Débit de gaz (sm3/J)
21/01/2015	300	200	100	215,904	30442
21/02/2015	268	200	68	130,392	16299

Pour choisir la corrélation appropriée à notre modèle nous procédons comme suit:

1. A l'aide du PIPESIM, nous construisons un modèle représentant le puits HRS27 et les deux pipes le reliant au CTH-Sud.
2. En utilisant l'opération *flow correlation matching*, nous choisissons les corrélations citées ci-dessus comme corrélation d'écoulement horizontal.
3. Nous fixons le débit d'huile (celui obtenu au jaugeage) et la pression de séparation et nous calculons la pression de ligne à l'aide des corrélations sélectionnées.
4. Nous calculons la perte de charge dans réseau de collecte comme suit :

$$\Delta P_{rc} = P_{sep} - P_{ligne}$$

5. Nous comparons les valeurs trouvées avec celle mesurée le jour du test et cela en calculant l'erreur relative.

$$E_{relative} = \left| \frac{\Delta P_m - \Delta P_c}{\Delta P_m} \right|$$

6. Nous déterminons l'erreur relative moyenne pour les deux tests.

$$\overline{E_{relative}} = \sum_{i=1}^N \frac{E_{relative_i}}{N}$$

N : le nombre de tests, dans ce cas, N = 2.

7. Nous choisissons la corrélation qui donne la moindre erreur relative pour notre modèle.

Dans le tableau suivant sont représentées les valeurs de l'erreur relative obtenues :

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

Tableau IV.1. Erreur relative des corrélations de pertes de charges horizontales.

Erreur relative (%)	Beggs & Brill Original	Beggs & Brill Revised	Dukler, AGA and Flanagan	Duns & Ros	Mukherjee and Brill	Xiao
1er test	3,44	3,09	4,99	8,11	7,10	8,03
2ème test	7,67	7,66	6,65	10,16	8,60	7,41
Erreur relative moyenne (%)	5,56	5,37	5,82	9,14	7,85	7,72

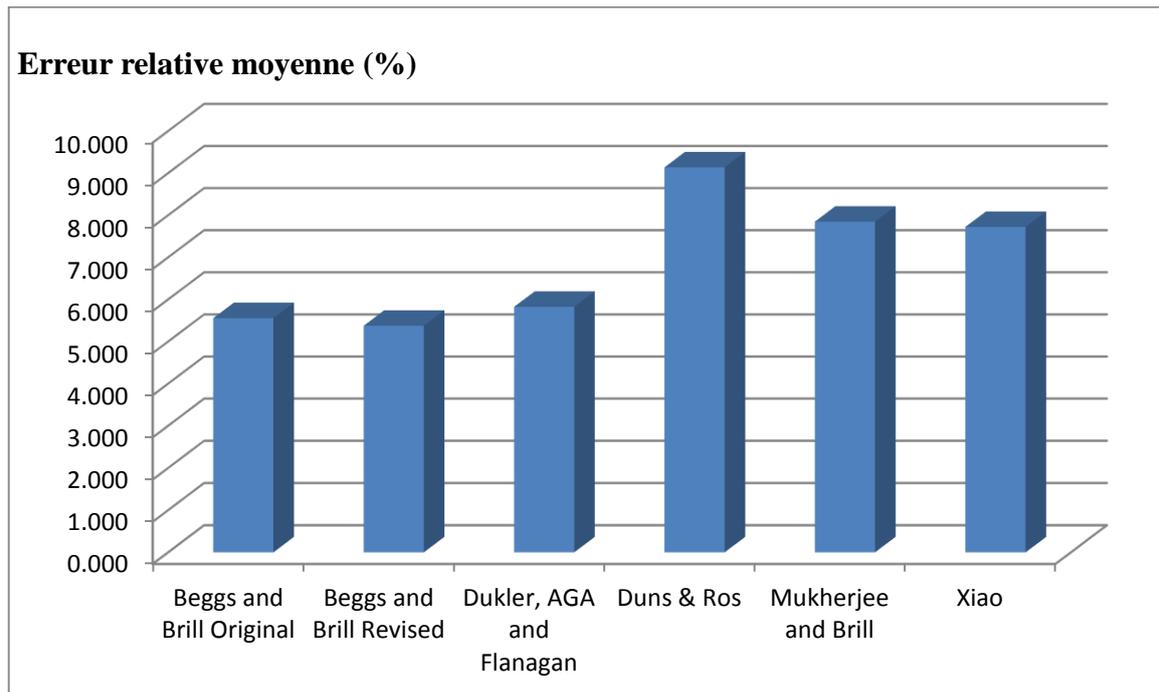


Fig IV.1. Erreurs relatives des corrélations de pertes de charges horizontales

A partir de ces résultats, nous constatons que la corrélation de *Beggs and Brill Revised* donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. Par conséquent, nous la choisissons comme corrélation d'écoulement horizontal pour le modèle du réseau de collecte que nous construirons.

### IV.2.3. Conception du réseau de collecte :

#### A - Première variante :

Cette variante, et comme l'illustre la figure IV.2 consiste à relier tous les puits par des liaisons individuelles jusqu'au manifold où ils seront regroupés en deux collecteurs qui acheminent les effluents jusqu'au séparateur situé au niveau du centre de traitement de l'huile CTH-sud : le premier collecteur regroupe les puits à fort potentiel qui sont HRS27, HRS28 et HRS30 et le deuxième les puits à faible potentiel : HRS07, HRS25, HRS26 et HRS29.

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

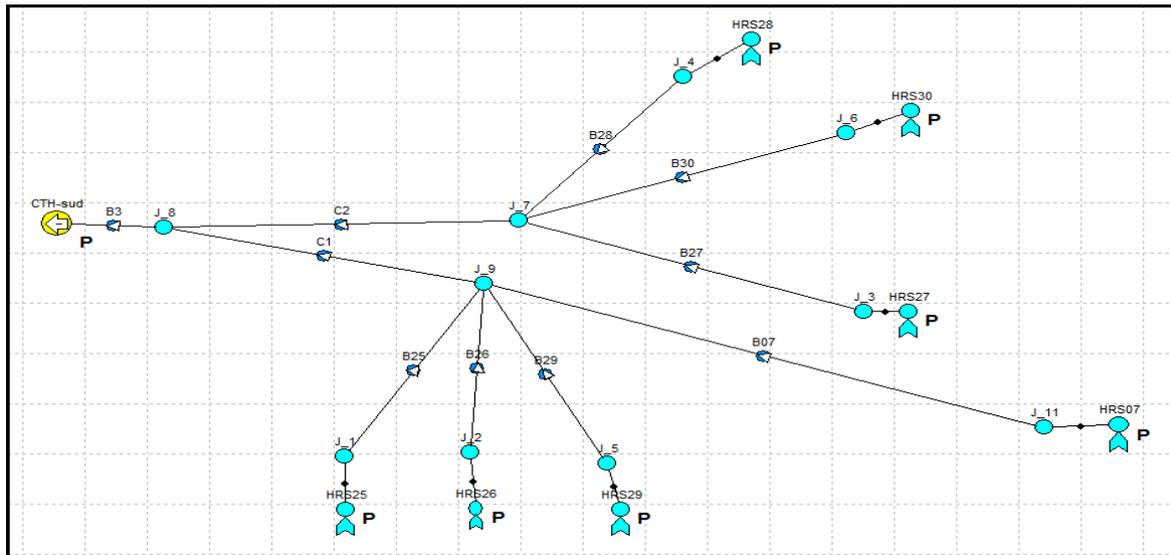


Fig. IV.2. Première variante proposée pour le réseau de collecte

### A – 1 - Optimisation du diamètre des liaisons individuelles:

Pour déterminer le diamètre optimal de chacune des liaisons individuelles, nous allons étudier la sensibilité du débit des puits et celle des pertes de charges le long de ces liaisons au diamètre nominal du pipe. La gamme des pipes à étudier comprend les diamètres suivants : 4'', 6'' et 8''.

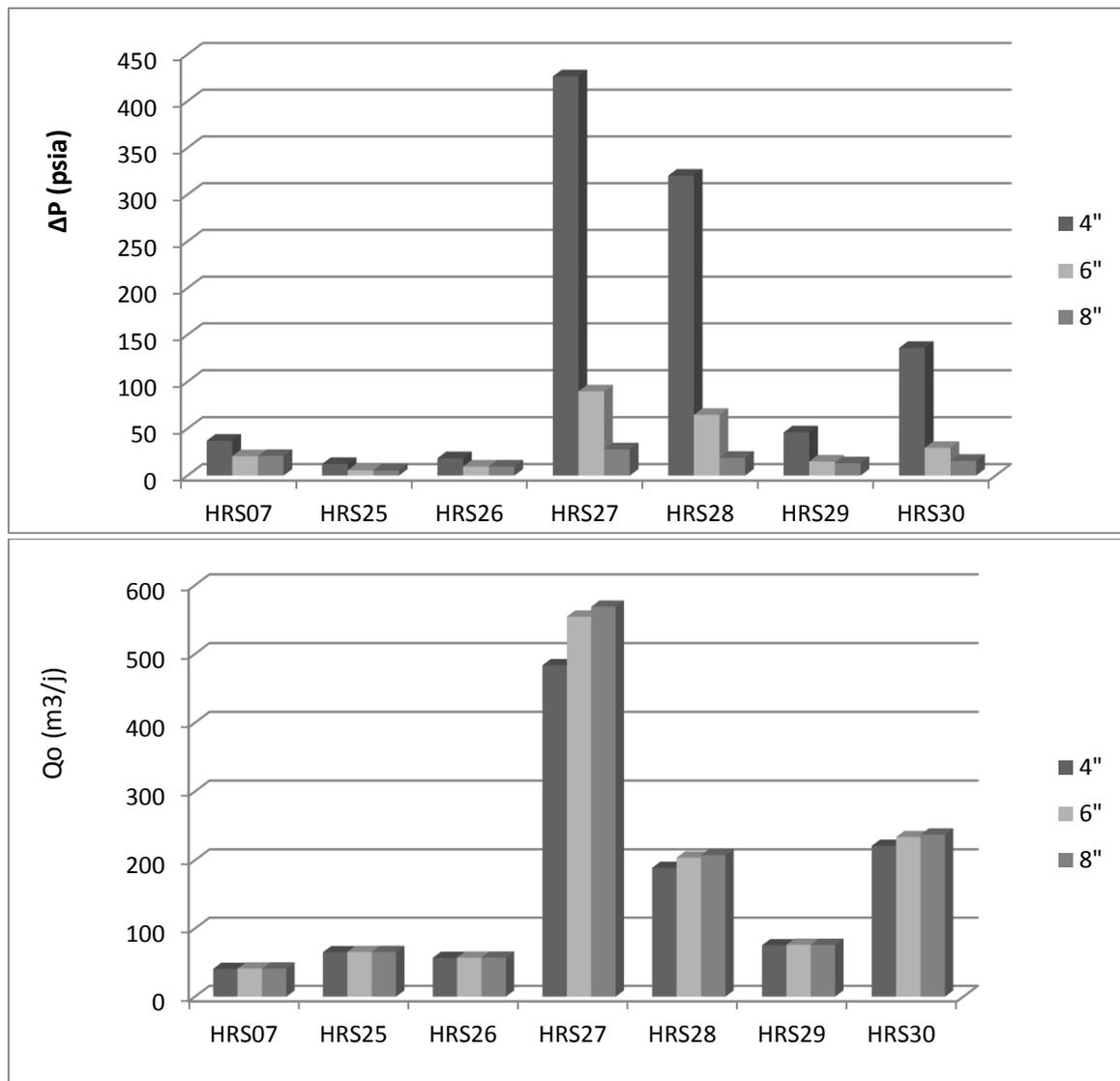
Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.2. Influence du diamètre des liaisons individuelles sur les débits et les pertes de charges.**

Diamètre	4"		6"		8"	
	$\Delta P$ (psi)	Qo (m3/j)	$\Delta P$ (psi)	Qo (m3/j)	$\Delta P$ (psi)	Qo (m3/j)
HRS07 – M	37,15	40,888	20,64	41,257	20,87	41,278
HRS25 – M	12,35	65,221	5,66	65,589	5,54	65,647
HRS26 – M	18,49	56,986	9,64	57,264	9,72	57,302
HRS27 – M	426,6	483,72	89,75	554,28	28,05	568,79
HRS28 – M	320,36	188,99	64,72	203,9	18,95	207,61
HRS29 – M	46,04	75,424	14,93	76,063	13,18	76,139
HRS30 – M	136,03	221,04	29,56	233,79	15,67	237,45

N.B : M signifie manifold.

Les deux histogrammes ci-dessous illustrent les résultats de ce tableau.



**Fig. IV.3. Influence du diamètre des liaisons individuelles sur les débits et les pertes de charges(1<sup>ère</sup> variante)**

A partir de ces deux figures nous constatons que :

- Les pertes de charge dans les pipes HRS07-M, HRS25-M, HRS26-M et HRS29-M sont très faibles même pour un diamètre de 4".
- Les débits de ces puits sont très peu sensibles au changement du diamètre du pipe.
- Les pertes de charges dans les pipes HRS27-M, HRS28-M et HRS30-M sont importantes pour un diamètre de 4" mais elles diminuent considérablement quand on passe au diamètre 6". Elles deviennent quasi négligeables pour d = 8".
- Les débits de ces puits augmentent de façon appréciable lorsqu'on change le diamètre de 4" à 6". Cette augmentation est beaucoup moins importante lors du passage du 6 à 8".

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

- Le débit du puits HRS27 s'améliore sensiblement quand on passe de  $d = 4''$  à  $d = 6''$ . Cette augmentation est moins importante pour  $d = 8''$ . Mais vu que ce puits a un très fort potentiel, cette augmentation ne peut pas être négligée.

### Conclusion :

Les diamètres optima des liaisons individuelles reliant les puits au manifold sont :

Pipes	HRS07-M	HRS25-M	HRS26-M	HRS27-M	HRS28-M	HRS29-M	HRS30-M
Diamètre optimal (in)	4	4	4	8	8	4	6

### A – 2 - Optimisation du diamètre des collecteurs :

Dans cette section, nous étudierons l'effet qu'aura le changement du diamètre des collecteurs sur le débit des puits et sur les pertes de charge dans ces collecteurs, et cela dans le but de déterminer le diamètre optimum pour chacun de ces deux collecteurs. Les diamètres à étudier sont  $6''$ ,  $8''$ ,  $10''$  et  $12''$

Soient :

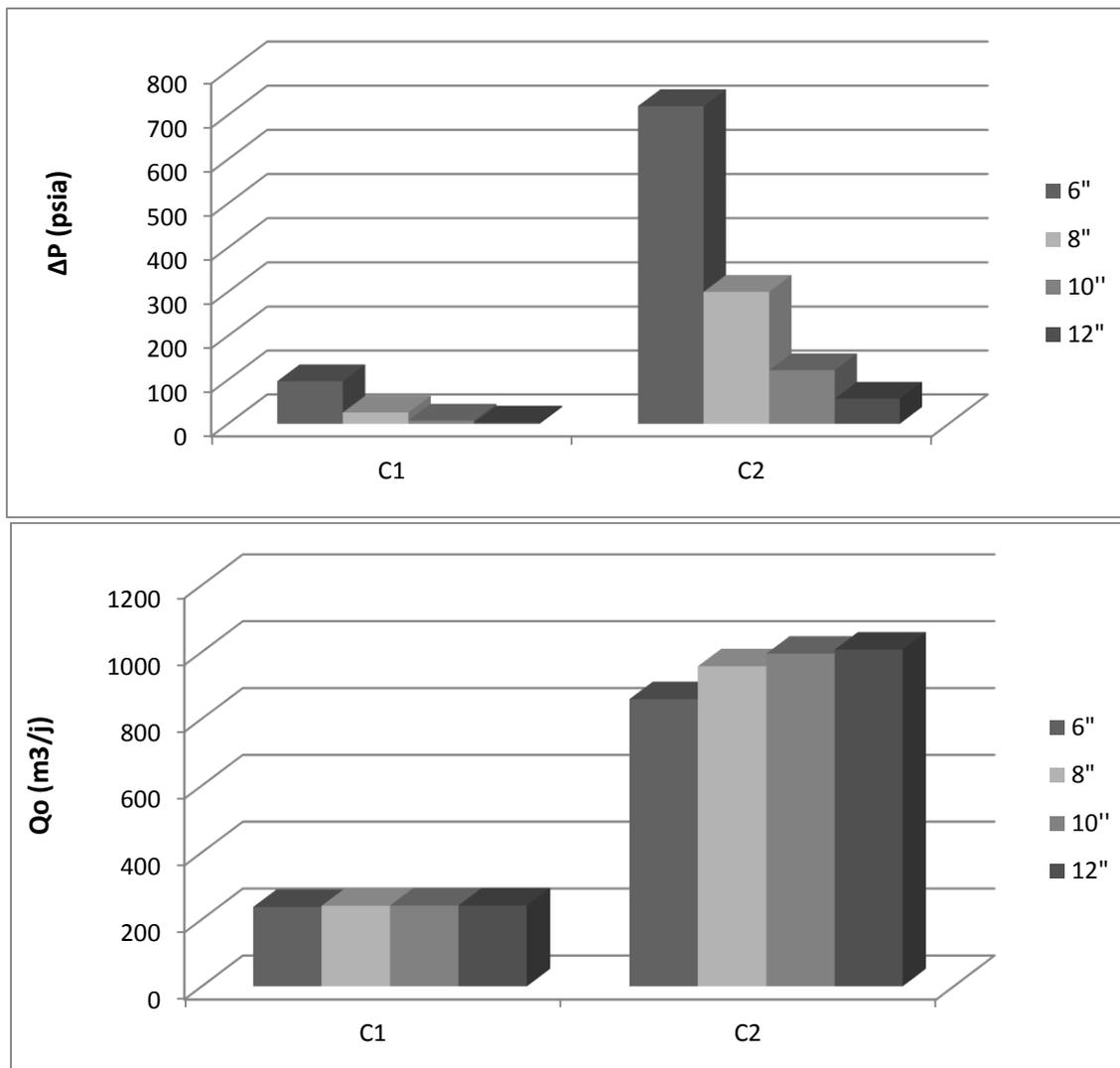
- C1 : le collecteur qui regroupe les liaisons individuelles des puits HRS07, HRS25, HRS26, et HRS29.
- C2 : le collecteur qui regroupe les liaisons individuelles des puits HRS27, HRS28 et HRS30.

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Diamètre(in)	6		8		10		12	
	$\Delta P(\text{psi})$	$Q_o(\text{m}^3/\text{j})$						
C1	96,75	236,91	25,63	240,42	7,14	241,2	3,02	241,36
C2	716,39	858,72	298,40	960,11	122,77	997,30	55,35	1009,80

Les débits représentés dans ce tableau sont les débits totaux de chaque groupe de puits. Par exemple, pour le collecteur C2, le débit dans le tableau représente le débit total des puits HRS27, HRS28 et HRS30.

Les graphes suivants illustrent ce tableau :



**Fig. IV.4. Influence des diamètres des collecteurs sur les débits et les pertes de charges (1<sup>ère</sup> variante)**

A partir de ces figures, nous pouvons constater que :

- Pour le collecteur C1 :
  - Les pertes de charges diminuent fortement quand le diamètre passe de 6'' à 8'' puis elles deviennent presque négligeables.
  - Le débit total des puits reliés à ce collecteur augmente légèrement quand le diamètre change de 6'' à 8''. A partir de ce diamètre, le débit ne peut plus augmenter.
- Pour le collecteur C2 :
  - Les pertes de charge le long du collecteur diminuent à chaque fois que l'on augmente le diamètre. Elles ne deviennent acceptables que pour un diamètre de 12''.
  - Le débit total augmente significativement avec l'augmentation du diamètre.

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

### Conclusion :

Les diamètres optima des deux collecteurs sont :

Collecteur	C1	C2
Diamètre (in)	8	12

Les débits des puits après l'optimisation du réseau de collecte (1<sup>ère</sup> variante) sont :

Puits	Débit d'huile (m <sup>3</sup> /j)
HRS07	41,03
HRS25	65,23
HRS26	58,76
HRS27	567,28
HRS28	207,64
HRS29	75,40
HRS30	234,55
Débit total	1 249,89

### B - Deuxième variante:

Selon cette variante (voir fig. IV.5), le puits HRS28 est raccordé par une liaison individuelle jusqu'au séparateur. Ce choix se justifie par le GOR très élevé (1660 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) qui caractérise ce puits et cela par rapport aux autres puits malgré que ces derniers soient équipés gas lift. Par exemple, pour le puits HRS27, GOR = 316 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Les autres puits sont raccordés par des liaisons individuelles jusqu'au manifold, et ils sont reliés deux par deux par des collecteurs jusqu'au CTH-sud. Les puits HRS27 et HRS30 sont reliés au même collecteur car ils ont tous les deux un débit élevé.

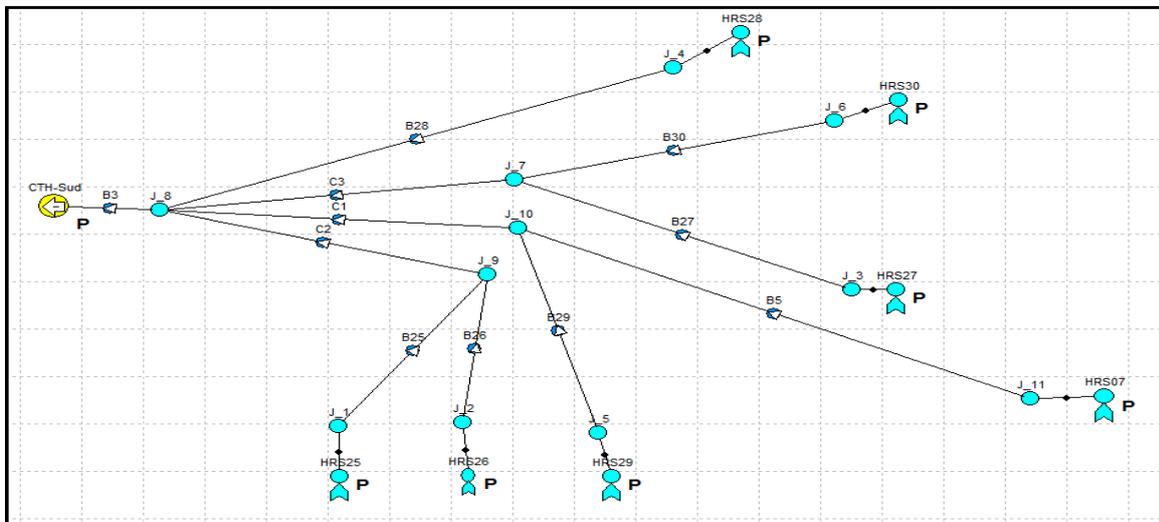


Fig. VI.5. Deuxième variante proposée pour le réseau de collecte

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

### B – 1 - Optimisation du diamètre des liaisons individuelles puits -> manifold :

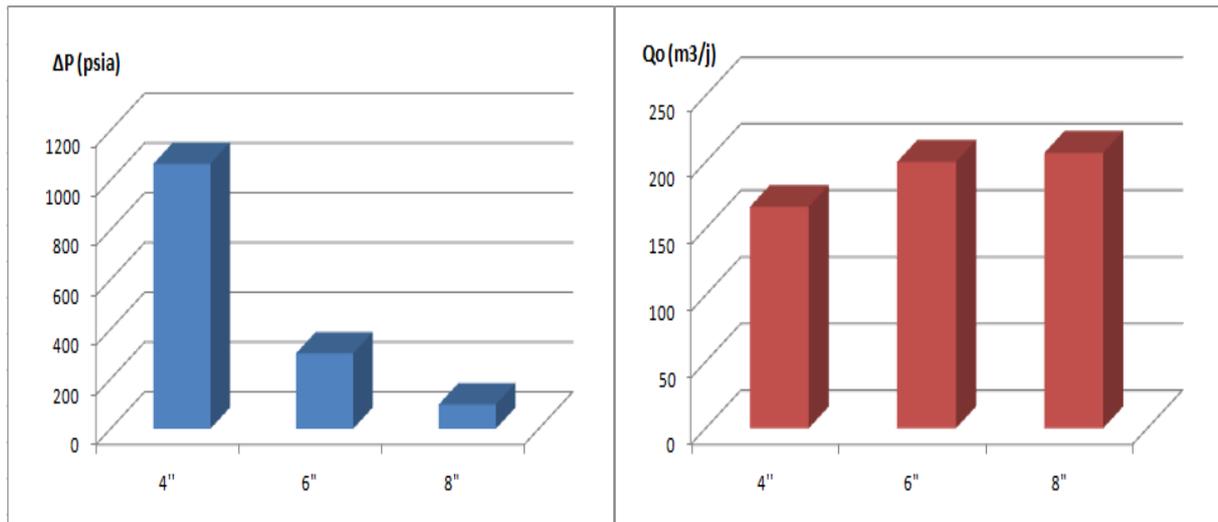
Ce travail a été déjà réalisé pour la première variante. Les diamètres optima pour les liaisons individuelles puits – manifold sont :

Pipes	HRS07-M	HRS25-M	HRS26-M	HRS27-M	HRS29-M	HRS30-M
Diamètre optimal (in)	4	4	4	8	4	6

### B – 2 - Optimisation de la liaison individuelle HRS28 -> CTH-sud :

Le diamètre de ce pipe sera choisi parmi ceux-ci : 4'', 6'' et 8''. Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

diamètre	4''	6''	8''
Qo (m3/j)	166,4	200,09	206,86
$\Delta P$ (psia)	1065,8	303,54	98,18



**Fig. IV.6. Effet du diamètre du pipe sur le débit et les pertes de charges pour le puits HRS28**

Nous constatons à partir de cette figure que le diamètre qui permet d'avoir un bon débit et des pertes de charges faibles est le diamètre 8''. Donc le diamètre optimal pour la liaison individuelle reliant le puits HRS28 au CTH-sud est  $d = 8''$ .

### B – 3 - Optimisation des diamètres des collecteurs :

La même procédure de travail suivie pour la première variante sera appliquée dans cette section. Les diamètres à étudier sont 6'', 8'', 10'' et 12''.

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

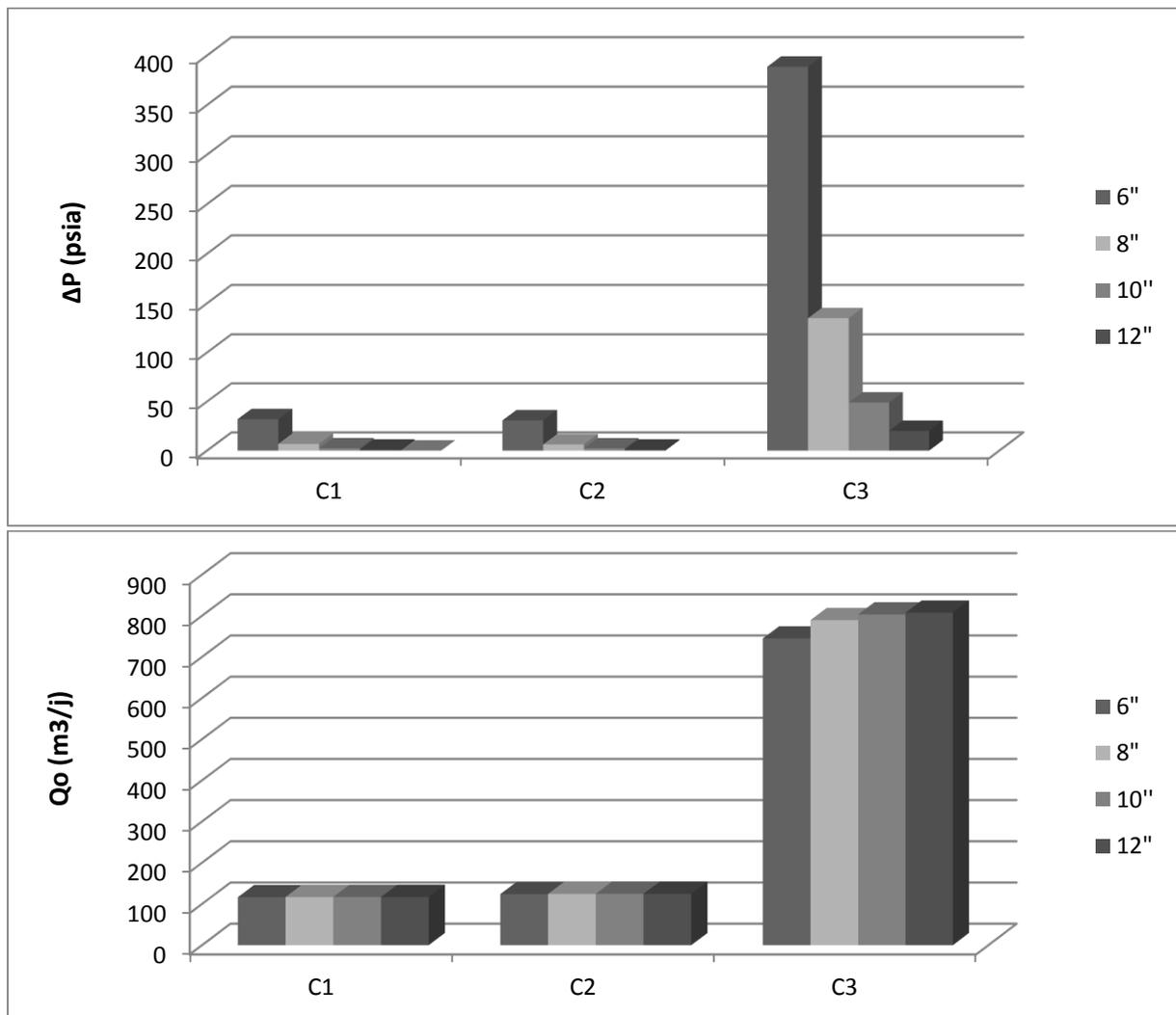
Soient :

- C1 : le collecteur qui regroupe les liaisons individuelles des puits HRS07et HRS29.
- C2 : le collecteur qui regroupe les liaisons individuelles des puits HRS25et HRS26.
- C3 : le collecteur qui regroupe les liaisons individuelles des puits HRS27et HRS30.

Les résultats obtenus par PIPESIM sont résumés dans le tableau suivant :

Diamètre	6"		8"		10"		12"	
	$\Delta P$ (psi)	Qo (m3/j)						
C1	31,99	116,33	6,83	116,82	2,31	116,91	0,95	116,94
C2	30,80	123,80	6,30	124,41	2,24	124,48	0,92	124,53
C3	388,62	744,89	134,91	789,44	48,96	803,3	20,07	807,61

Ce tableau est représenté sous forme d'histogrammes dans les figures qui suivent :



**Fig. IV.7. Influence des diamètres des collecteurs sur les débits et les pertes de charges (2<sup>ème</sup> variante)**

## Chapitre IV – Dimensionnement du réseau de collecte

---

A partir de ces graphes, nous constatons que :

- Pour les collecteurs C1 et C2 :
  - Les pertes de charges sont faibles même pour un diamètre de 6’’.
  - Le débit total des puits reliés à lui est insensible au changement du diamètre.
  
- Pour le collecteur C3 :
  - Les pertes de charges sont considérables pour les diamètres 6’’ et 8’’. Elles sont acceptables pour  $d = 10’’$  et très faibles pour  $d = 12’’$ .
  - Le débit total des puits lui y raccordés augmentent à chaque fois qu’on agrandit le diamètre. Mais cette augmentation est négligeable quand on passe du 10’’ au 12.

### Conclusion :

Les diamètres optima des collecteurs sont :

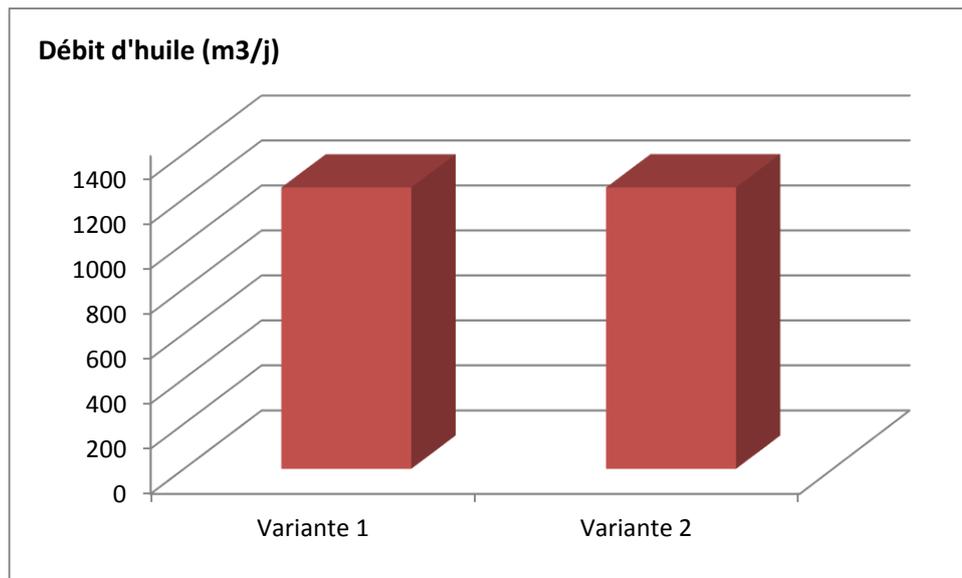
Collecteur	C1	C2	C3
Diamètre optimum (in)	6	6	10

Les débits des puits après l’optimisation du réseau de collecte (2<sup>ème</sup> variante) sont :

Puits	Débit d'huile (m3/j)
HRS07	40,958
HRS25	65,11
HRS26	58,685
HRS27	568,13
HRS28	206,84
HRS29	75,368
HRS30	234,98
Total	1250,07

### C - Comparaison entre les deux variantes :

Variante	Débit total d'huile (m3/j)
1	1249,89
2	1250,07



**Fig. IV.8. Comparaison entre les débits des deux variantes**

D'après la figure ci-dessus, nous pouvons voir clairement que les deux variantes du réseau de collecte donnent pratiquement le même débit total. Donc, pour décider laquelle de ces deux variantes nous choisirons, nous faisons appel à un autre critère qui est le critère technico-économique. D'après ce critère, nous devons choisir **la première variante** car elle est plus simple et elle comporte moins de matériaux tubulaires donc moins couteuse.

### Conclusion générale :

L'étude d'optimisation réalisée sur l'ensemble des puits de la série inférieure du gisement de Hassi R'mel nous permet de conclure les points suivants :

- Le fluide s'écoulant dans le réservoir est un fluide diphasique. Donc la courbe de performance du réservoir (IPR) est déterminée à partir de l'équation de Vogel.
- La corrélation de Hagedorn & Brown donne les prédictions des pertes de charges verticales les plus précises.
- Sans mécanisme d'activation, la production des puits de la série inférieure chutera rapidement dans les premières années d'exploitation et elle s'arrêtera au bout de huit ans pour cinq des sept puits que compte ce gisement.
- Le gas lift permet d'augmenter la production des puits de la série inférieure tant que ceux-ci sont éruptifs et de les faire produire quand ils ne le seront plus.
- Le puits HRS28 se caractérise par un GOR très élevé, le gas lift ne pourra pas améliorer son débit.
- Les débits économiques d'injection du gaz sont:

Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS29	HRS30
Débit de gaz injecté (Msm <sup>3</sup> /j)	30	30	30	100	50	50

- Les diamètres optimums de tubing des puits sont :

Puits	HRS07	HRS25	HRS26	HRS27	HRS28	HRS29	HRS30
Diamètre optimum (in)	2"3/8	2"3/8	2"3/8	3"1/2	3"1/2	2"3/8	3"1/2

- La corrélation de Beggs & Brill donne les estimations des pertes de charge horizontales les plus exactes.
- Les deux variantes proposées (voir figures IV.2 et IV.3) pour le réseau de collecte donnent pratiquement le même débit total. Mais la première est plus économique que la seconde, donc c'est elle qui doit être retenue.
- Les diamètres optimaux des pipes (pour la première variante)

Pour les liaisons individuelles puits – manifold :

## Conclusions et recommandations

---

Pipes	HRS07-M	HRS25-M	HRS26-M	HRS27-M	HRS28-M	HRS29-M	HRS30-M
Diamètre optimal (in)	4	4	4	8	8	4	6

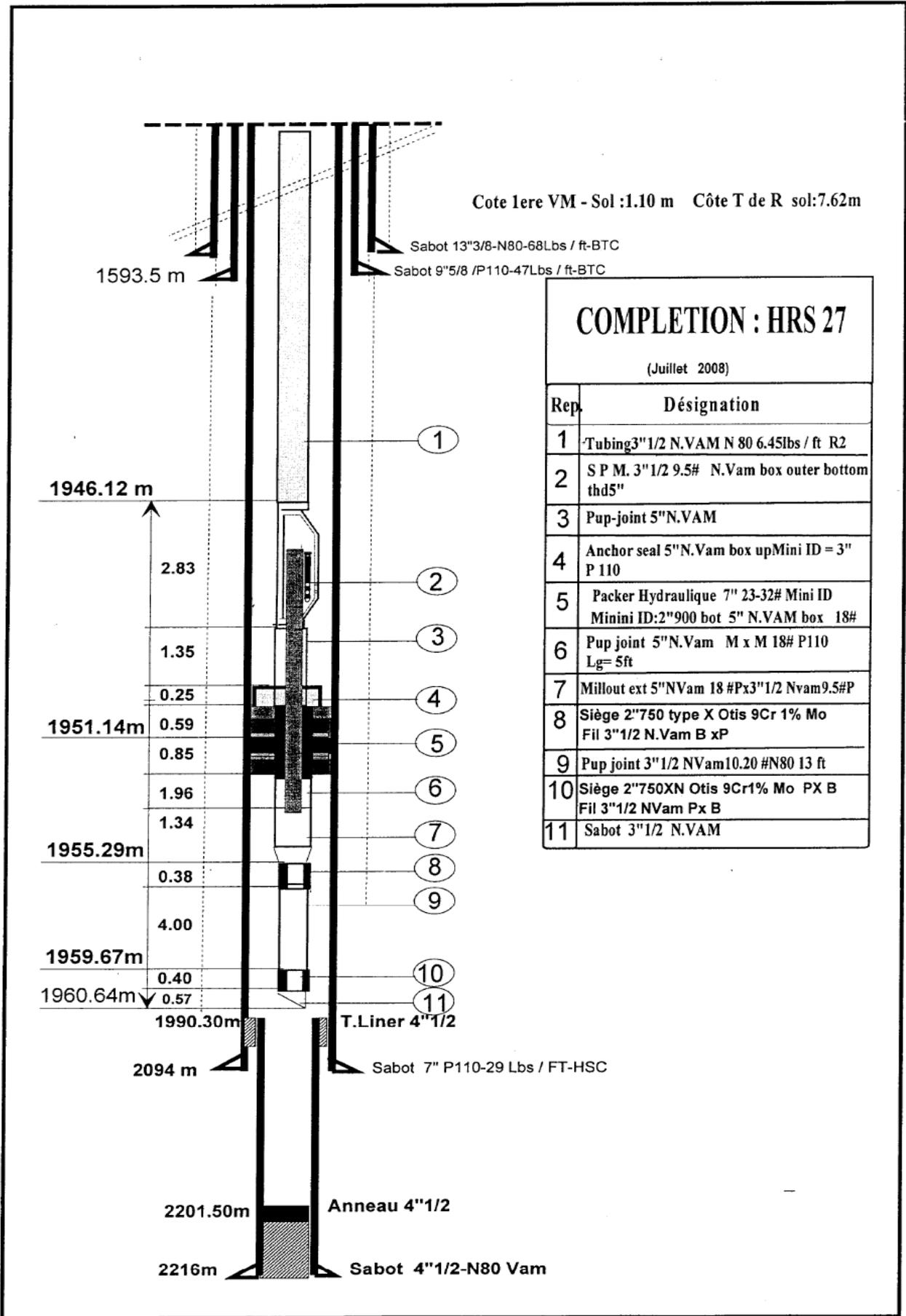
Pour les collecteurs manifold – CTH-sud :

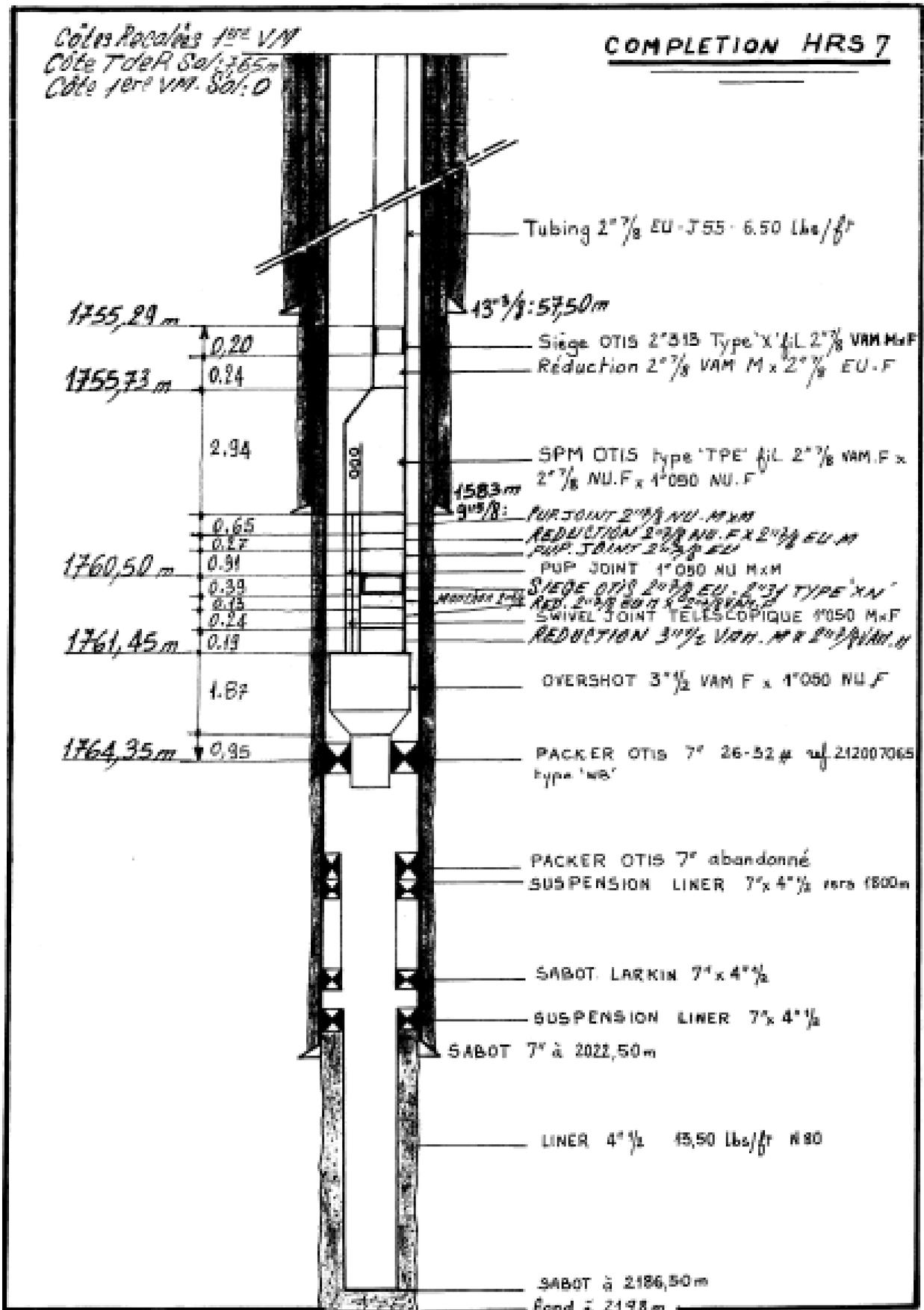
Collecteur	C1	C2
Diamètre optimal (in)	8	12

### Recommandations :

Suite à l'analyse des résultats de notre étude, et dans le but de parvenir à une production optimale des puits de la série inférieure, nous recommandons de :

- Faire un contrôle périodique du débit d'huile et du gas lift pour confirmer les résultats de l'optimisation.
- Refaire l'optimisation du débit d'injection de gaz au fur et à mesure de l'évolution des paramètres du réservoir tels que la pression de réservoir, le GOR et le water cut.
- Effectuer périodiquement des opérations de mesures telles que le PLT afin de mettre à jour la base de données des puits.
- Etudier la faisabilité et la rentabilité des opérations de stimulation telles que la fracturation hydraulique, l'acidification ou bien une reprise en short radius sur les puits de la série inférieure.





**Tests PDRP 2013/2014 des puits de la série inférieur de Hassi R'mel**

Puits	2013												2014					
	HRS007		HRS030			HRS029			HRS025			HRS026			HRS027		HRS028	
Profondeur de mesure (m)	1761	1761	2069	2069	2069	2072	2072	2072	2017	2017	2017	1972	1972	1972	1955	1955	2011	2011
Paramètres / Duses ( in )	16/64	16/64	16/64	20/64	24/64	16/64	20/64	20/64	18/64	16/64	18/64	16/64	20/64	24/64	20/64	24/64	20/64	24/64
Type de test	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP	PDRP
Date début du test	20/03	22/03	10/03	10/03	11/03	01/04	01/04	02/04	12/04	12/04	13/04	24/10	24/10	25/10	08/10	08/10	15/10	15/10
Date fin du test	21/03	25/03	10/03	10/03	14/03	01/04	01/04	05/04	12/04	12/04	16/04	24/10	24/10	25/10	08/10	08/10	15/10	15/10
Pression de fond statique (psi)	4007	3943	4296	-	4277	4320	4320	4277	4165	4165	4099	En cours			4184.4	4184.4	4159	4159
Température de fond statique (°F)	161	162	172	172	172	174	174	174.5	170	170	171	//			164.3	164.3	164	164
Pression de fond dynamique (psi)	1360	1402	3372	2972	2383	2572	2032	1444	2630	2380	1339	//			3358	3135	3375	3010
Température de fond dynamique (°F)	166	166	145	146	147	177.3	177.3	177	79	79.6	80.3				172	172	167	165
Pression du build up (psi)	3943	3953	-	4277	4166	4277	4277	4241	-	4099	4091				4179		3815	
Temps de mesure build up (heure)	28	144.18	-	17.08	143.3	21	21	159	-	22.45	162			96 h	64h47		64h58	
Pression Tête Statique ( psi )	2290	2218	2160	-	2133	2218	2218	2217	1785	-	1785	1925	1925		2250	2250	3345	3345
Pression Tête dynamique ( psi )	559	520	1493	1262	994	955	687	490	544	619	492	430	265	235	1620	1430	2620	2320
Temps d'ouverture du puits(heure)	16.16	72.13	1.25	1.13	71	2.88	2	72.63	0.5	1	72.3	4	4	5	04h15	04h00	4H00	4H00
Température Tête ( °F )	104	106	100	106	104	73	73	86	88	88	82	80	92	88	94	106	90	98
Pression Annulaire 3''1/2/7'' ( psi )	0	0	695	695	1400			667	590	600	650	160	235	255	1260	1800	180	410
Pression Annulaire 7''9''5/8 ( psi )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0
Pression Séparation ( psi )	216	198	215	220	230	235	249	226	185	178	212	155	150	150	200	200	220	215
Température Ligne ( °F )	72	70	72	73	83	70	71	80	87	88	79				82	100	57	60
Densité Gaz ( g/cm3 )	0.693	0.693	0.689	0.689	0.689	0.719	0.719	0.719	0.709	0.709	0.709	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
Densité Huile/Condensat(g/cm3)	0.85	0.85	0.812	0.804	0.8443	0.842	0.842	0.842	0.839	0.842	0.849	0.833	0.833	0.841	0.846	0.845	0.808	0.81
Débit Gaz ( stm3/j)	4547	4700	12234	21169	18219	9012	11077	9844	2980	2502	5581	4950	5409	5638	30541	35612	129770	158809
Débit Huile/Condensat ( m3/j )	49.65	35.6	77	204	164.06	94	105	67	47.4	37.9	59.2	43.13	52.12	54.8	215.86	254.72	85.18	95.68
G O R ( m3/m3 )	91	132	159	104	111	96	105	147	63	66	97	114	103	103	141	140	1523	1660

Chromatographie ( % mol )	Puits	Date	N2	CO2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C5+	C6	C7	C8	d gaz/air	P.M	P.C.S(kcal/mole)
	HRS007	3/23/2014	2.44	0.15	80.25	11.22	3.82	0.61	0.92	0.17	0.2	0.58	0.12	0.07	0.02	0.693	20.03	10387
	HRS030	3/11/2014	2.6	0.17	80.77	10.83	3.61	0.57	0.86	0.17	0.21	0.59	0.12	0.07	0.02	0.689	19.91	10297
	HRS029	4/5/2014	2.29	0.18	78.47	11.62	4.33	0.37	1.21	0.28	0.35	1.13	0.26	0.12	0.12	0.719	20.78	10761
	HRS025	4/15/2014	2.41	0.2	79.24	11.36	4.05	0.69	1.09	0.25	0.31	0.96	0.23	0.14	0.03	0.709	20.48	10595
HRS027	10/8/2014	2.23	0.01	79.66	11.25	4.24	0.74	1.18	0.22	0.27	0.69	0.14	0.06	/	0.703	20.31	10884	

# Nomenclature

$A_p$	Section du milieu poreux	$ft^2$
$A$	Constante	-
$B_0$	Facteur volumétrique d'huile	$bbbl/STB$
$B$	Coefficient de l'écoulement turbulent	-
$B$	Constante	-
$C$	facteur de conversion des unités	-
$c_t$	Compressibilité totale	$1/psi$
$C$	Coefficient du nombre de viscosité liquide	-
$d$	Diamètre du tubing	$in$
$D$	Terme de turbulence de Ramey	$(1/bpd \text{ ou } 1/Mscf/d)$
$f_{ip}$	Coefficient de friction du mélange (gaz et liquide)	-
$f_w$	Fraction d'eau	-
$f_o$	Fraction d'huile	-
$f$	Coefficient de friction	-
$f_d$	Facteur de drainage sans dimensions	-
$f(P)$	fonction de pression	$md \cdot stm^3 / cp \cdot m^3$
$FE$	Efficacité d'écoulement	-
$GLR$	Rapport de gaz sur le liquide	$ft^3 / ft^3$
$g$	Accélération	$m / s^2$
$g_c$	Coefficient de conversion	-
$G_{FR}$	Gradient de pression due au frottement	$psi / ft$
$G_{ST}$	Gradient statique	$psi / ft$
$h$	Épaisseur du réservoir	$ft$
$H_l$	Holdup Liquide	-
$H_g$	Le gaz Holdup	-
$J$	Index de productivité	$Bbl/day.psi$
$k$	Perméabilité du milieu poreux	$md$

$k_{moy}$	Perméabilité équivalente, horizontal/vertical	<i>md</i>
$k_h$	Perméabilité horizontale du réservoir	<i>md</i>
$k_v$	Perméabilité verticale du réservoir	<i>md</i>
$L$	Longueur horizontale du drain	<i>ft</i>
$N_{Re}$	Nombre de Reynolds	-
$N_l$	Nombre de viscosité du liquide	-
$N_{lv}$	Nombre de vitesse superficielle du liquide	-
$N_{gv}$	Nombre de vitesse superficielle du gaz	-
$N_d$	Nombre de diamètre	-
$N_\rho$	Rapport de densité gaz-liquide.	-
$\bar{P}_r$	Pression moyenne du réservoir	<i>Psi</i>
$P_{wf}$	Pression de fond dynamique	<i>Psi</i>
$P_{wh}$	Pression de tête de puits	<i>Psi</i>
$P_b$	Pression de bulle	<i>Psi</i>
$q$	Débit de production	<i>Bbl/day</i>
$q_{0(max)}$	Débit maximal	<i>Bbl/day</i>
$q_b$	Débit à la pression de bulle	<i>Bbl/day</i>
$r_w$	Rayon du puit	<i>ft</i>
$r_e$	Rayon de drainage du puits	<i>ft</i>
$R_s$	GOR de dissolution	$m^3 / m^3$
$S$	Skin	-
$s$	Entropie.	<i>kJ/kg.deg</i>
$t$	Temps de production	<i>Heures</i>
$T$	Température.	<i>K</i>
$\bar{T}$	Température moyenne	$^{\circ}K$
$U'$	Energie initiale.	<i>J</i>
$v$	Vitesse apparente du fluide	<i>ft / s</i>
$v$	Vitesse	<i>m / s</i>
$V$	Volume spécifique.	$ft^3 / Lb$

$v_s$	Vitesse de glissement	<i>ft / sec</i>
$v_{sl}$	Vitesse spécifique du liquide	<i>ft / sec</i>
$v_{sg}$	Vitesse spécifique du gaz	<i>ft / sec</i>
$W_s'$	Travail subi par le fluide de l'entourage.	<i>J</i>
$z$	Elévation	<i>m</i>
$\bar{P}_r$	Pression moyenne du réservoir	<i>Psi</i>
$\hat{d}$	Diamètre de la duse	<i>in</i>
$\mu$	Viscosité du milieu	<i>Cp</i>
$\frac{dP}{dx}$	Gradient de pression dans le sens d'écoulement	<i>Psi/ft</i>
$\rho_0$	Masse volumique d'huile	<i>Lb / ft<sup>3</sup></i>
$\beta$	Coefficient de vitesse	<i>ft<sup>-1</sup></i>
$\phi$	Porosité du réservoir	-
$\mu_g$	Viscosité de gaz	<i>Cp</i>
$\lambda_L$	Holdup liquide de non glissement	-
$\lambda_g$	Holdup gaz de non glissement	-
$\gamma$	Coefficient de glissement	-
$\theta$	Angle	°
$\rho_f$	Masse volumique du mélange	<i>Lb / ft<sup>3</sup></i>
$\bar{\rho}_m$	Masse spécifique moyenne du mélange	<i>Lb / ft<sup>3</sup></i>
$\Delta$	Différence	-
$\mu_w$	Viscosité de l'eau	<i>Cp</i>
$\sigma$	Tension superficielle	<i>dynes / cm</i>
$\phi$	Facteur de correction du Hold-up	-
$\Psi$	Facteur de correction du Hold-up	-
$\varepsilon$	Rugosité	<i>in</i>
$\left(\frac{dp}{dx}\right)_f$	Gradient de friction	-
$\lambda$	Rapport liquide-mélange	-

# Liste des figures

Fig. I.1. Position géographique de Hassi R'mel.....	1
Fig. I.2. Coupe stratigraphique du champ de Hassi R'mel.....	3
Fig. II.1. Perte de charge possible dans un système de production .....	5
Fig. II.2. Les différentes positions des nœuds.....	6
Fig. II.3. Point de fonctionnement.....	8
Fig. II.4. L'effet de la pression de séparation.....	9
Fig. II.5. L'effet du diamètre de la duse.....	10
Fig. II.6. L'effet du diamètre du flowline.....	11
Fig. II.7. Effet des différentes courbes IPR.....	12
Fig. II.8. Effet du diamètre de tubing.....	12
Fig. II.9. L'effet du déclin de la pression dans le réservoir.....	13
Fig. III.1. AOFD des puits de la série inférieure.....	18
Fig. III.2. Erreurs relatives moyennes des corrélations de pertes de charge verticales.....	21
Fig. III.3. Les courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) de puits HRS27.....	22
Fig. III.4. Déclin de la production du puits HRS07.....	24
Fig. III.5 – Courbe de performance du gas lift du puits HRS07.....	25
Fig. III.6. Courbe de performance du gas lift du puits HRS28.....	27

Fig. III.7. Sensibilité de la production du puits HRS27 au changement du diamètre du tubing.....	28
Fig. III.8. Effet du changement du diamètre du tubing sur la production des puits de la SI.....	29
Fig IV.1. Erreurs relatives des corrélations de pertes de charges horizontales...	33
Fig. IV.2. Première variante proposée pour le réseau de collecte.....	34
Fig. IV.3. Influence du diamètre des liaisons individuelles sur les débits et les pertes de charges (1 <sup>ère</sup> variante).....	35
Fig. IV.4. Influence des diamètres des collecteurs sur les débits et les pertes de charges (1 <sup>ère</sup> variante).....	37
Fig. IV.5. Deuxième variante proposée pour le réseau de collecte.....	38
Fig. IV.6. Effet du diamètre du pipe sur le débit et les pertes de charges pour le puits HRS28.....	39
Fig. IV.7. Influence des diamètres des collecteurs sur les débits et les pertes de charges (2 <sup>ème</sup> variante).....	40
Fig. IV.8. Comparaison entre les débits des deux variantes.....	42

# Liste des tableaux

Tableau III.1. Données des essais de puits.....	17
Tableau III.2. AOFD des puits de la série inférieure.....	18
Tableau III.3. Paramètres PVT des effluents des puits.....	19
Tableau III.4. Complétion des puits.....	19
Tableau III.5. Erreur relative des différentes corrélations des pertes de charges verticales .....	21
Tableau III.6. Points de fonctionnement des puits déterminés par PIPESIM.....	22
Tableau III.7. Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par PIPESIM.....	23
Tableau III.8. Evolutions de Pr, du GOR et du Water Cut du puits HRS07 et leurs impacts sur sa production.....	24
Tableau III.9. Débits optima et économiques d'injection du gaz.....	26
Tableau III.10. Evolution de la production de l'ensemble des puits de la série inférieure sans et avec gas lift.....	27
Tableau III.11. Effet du changement du diamètre du tubing sur la production des puits de la SI.....	28
Tableau IV.1. Erreur relative des corrélations de pertes de charges horizontales.....	33
Tableau IV.2. Influence du diamètre des liaisons individuelles sur les débits et les pertes de charges .....	34

# Bibliographie

1. H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis, OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
2. James P. Brill and Hemanta Mukherjee: Multiphase Flow in Well, Society of Petroleum Engineers Inc., (1999).
3. Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor: Petroleum Production Engineering, Elsevier, (2008).
4. William C. Lyons Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering, Gulf Publishing Company, (1996).
5. Howard B. Bradley, Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, (1987).
6. D. Perrin, M. Caron, G. Gaillot: La production fond, Editions Technip, (1995).
7. Christopher Earls Brennen: Fundamentals of Multiphase Flow, California Institute of Technology, (2003).
8. Ken Arnold, Maurice Stewart: Surface Production Operations, volume 1, Gulf Publishing Company, (1999).
9. Artificial Lift Manual Part 2A, Gas Lift Design, Shell International Petroleum.
10. Les hydrocarbures à Hassi R'mel, Sonatrach.
11. PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, (2006).
12. Mémoires FHC 'étude sur le champ de hassi messouad'

## Résumé :

L'optimisation du système de production d'un gisement d'hydrocarbures est basée sur une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de « l'analyse nodale ». Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production ,en outre 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

Dans ce mémoire, nous utiliserons cette approche dans le but d'optimiser la production du réservoir de la série inférieure du gisement de Hassi R'mel.

**Mot clé :** modélisation ,optimisation ,production ,gisement ,pression ,débit ,performance ,corrélation ,perte de charge ,gas lift .

## ملخص :

الاستفادة المثلى من نظام الإنتاج لخزان المحروقات تستند على تقنية معروفة في الصناعة النفطية باسم "التحليل العقدي". ان هذه التقنية يمكنها التنبؤ بنتيجة التغيير في عنصر من عناصر نظام الإنتاج والتحسين الذي يمكن تحقيقه من تنشيط أو تحفيز للإنتاج ، كذلك يمكن استخدامها لتحليل مشاكل الإنتاج وتحسين الأداء بشكل جيد. ويستخدم على نطاق واسع في حقول النفط والغاز.

في هذا البحث، سوف نستخدم هذا النهج من أجل تحسين إنتاج الطبقة السفلية لخزان حقل حاسي رمل .

**الكلمات الرئيسية:** النمذجة ، التحسين ، الإنتاج ، الخزان ، الضغط ، التدفق ، الأداء ، الارتباط ، ضياع في الطاقة ، الرفع بالغاز

## Abstract :

Optimizing the system for producing a hydrocarbon reservoir is based on an approach known in the oil industry as the "nodal analysis". This technique can predict the effect would have the change in a component of the system on his production and the improvement that could bring a technique of activation or stimulation for the production it self, further can be used to analyze production's problems and to improve well performance. It is extensively used in oil and gas reservoirs.

In this brief, we will use this approach in order to optimize reservoir production of the lower series of Hassi R'mel reservoir.

**Key words:** Modeling ,Optimization ,Production ,Reservoir ,Pressure ,Flow ,Performance, correlation ,Loss ,Gas Lift.