

Figure 1: Elan du Puits RAA-1 (Réservoir Trias Série Inférieure)

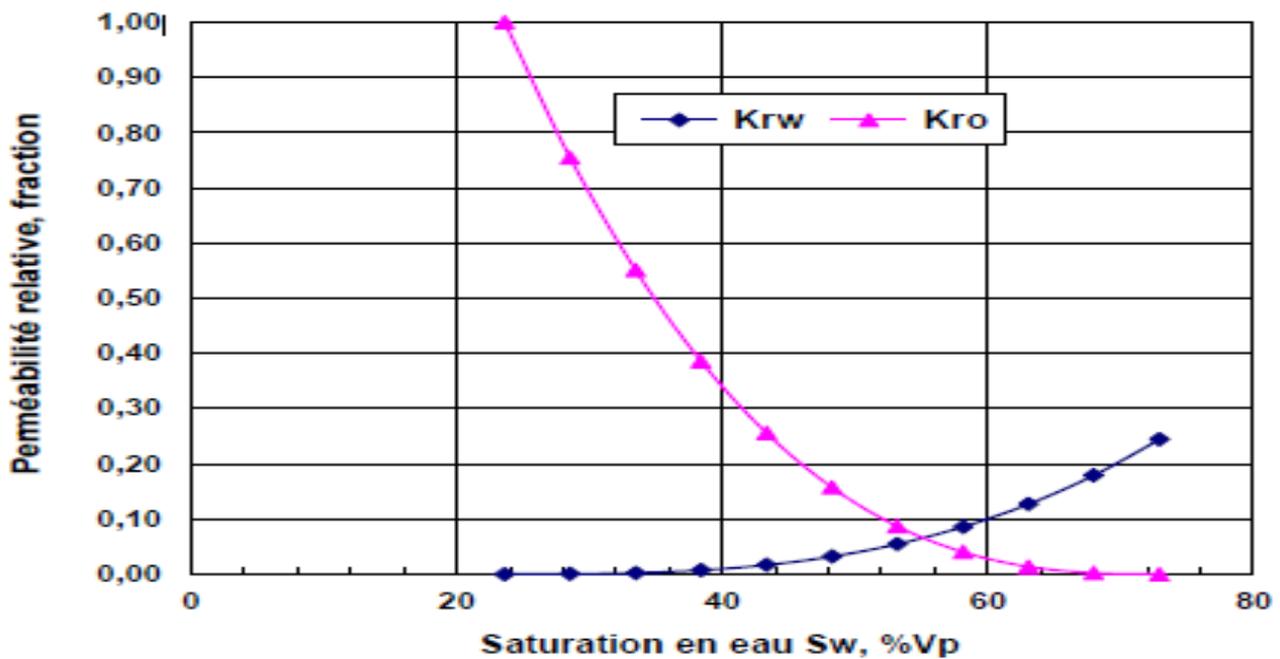


Figure 2: Courbes de perméabilité relative eau-huile

Annexe

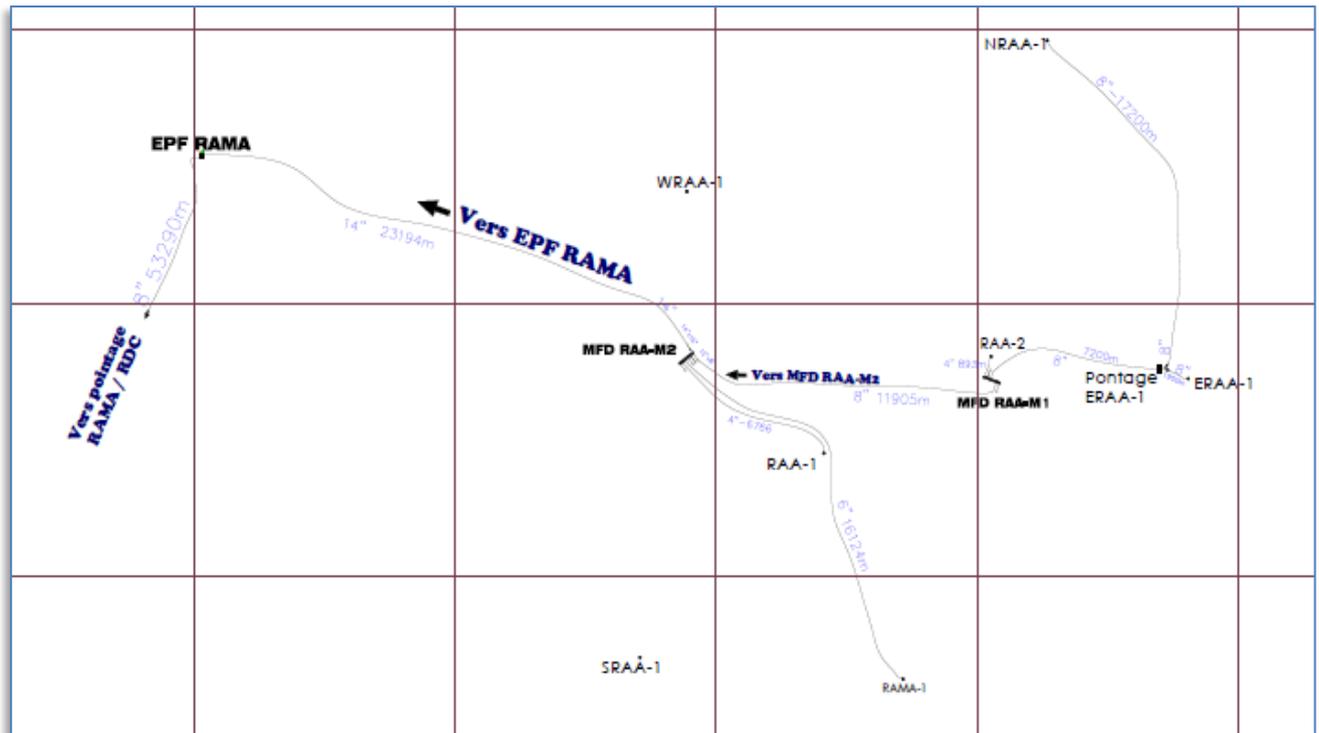


Figure 3: Réseau-huile champ RAMA-RAA

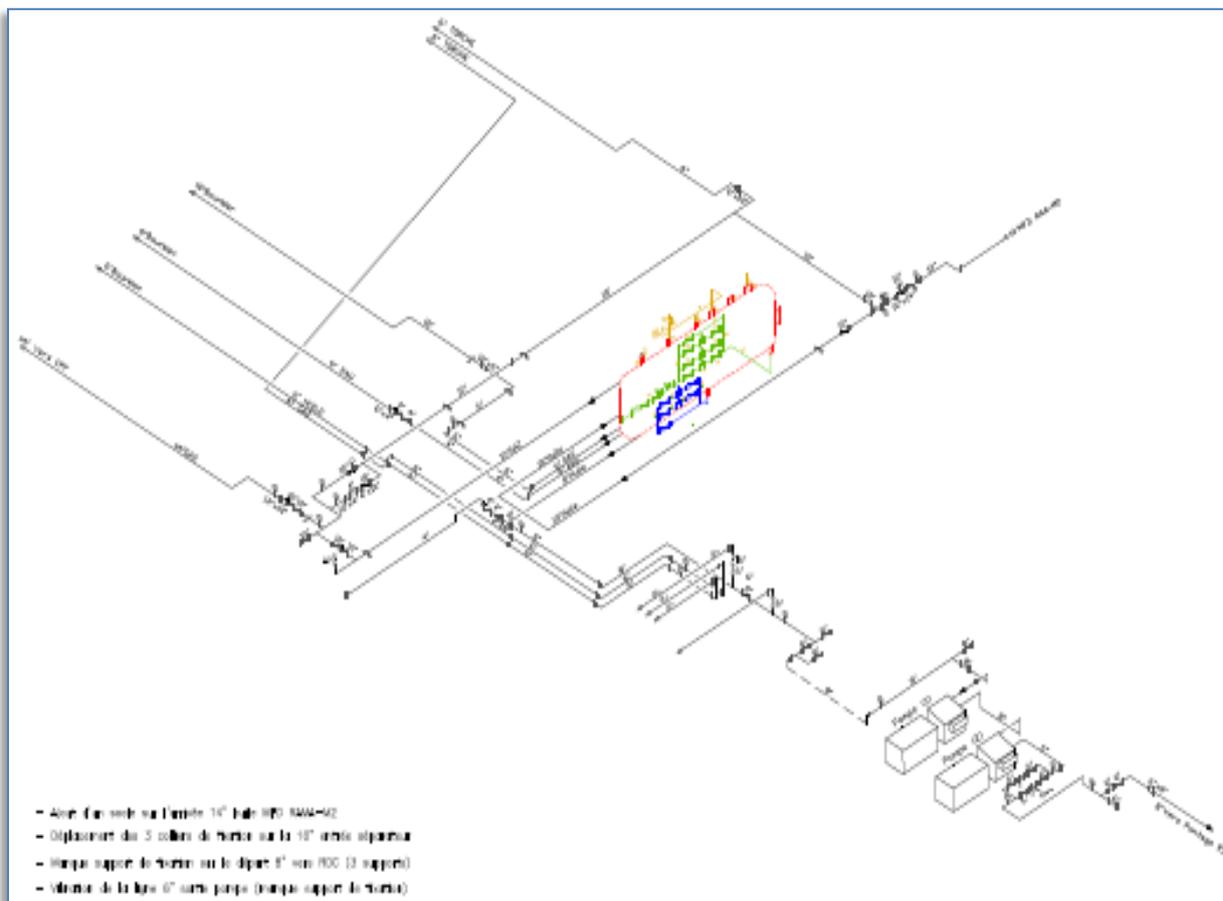


Figure 4: EPF RAMA

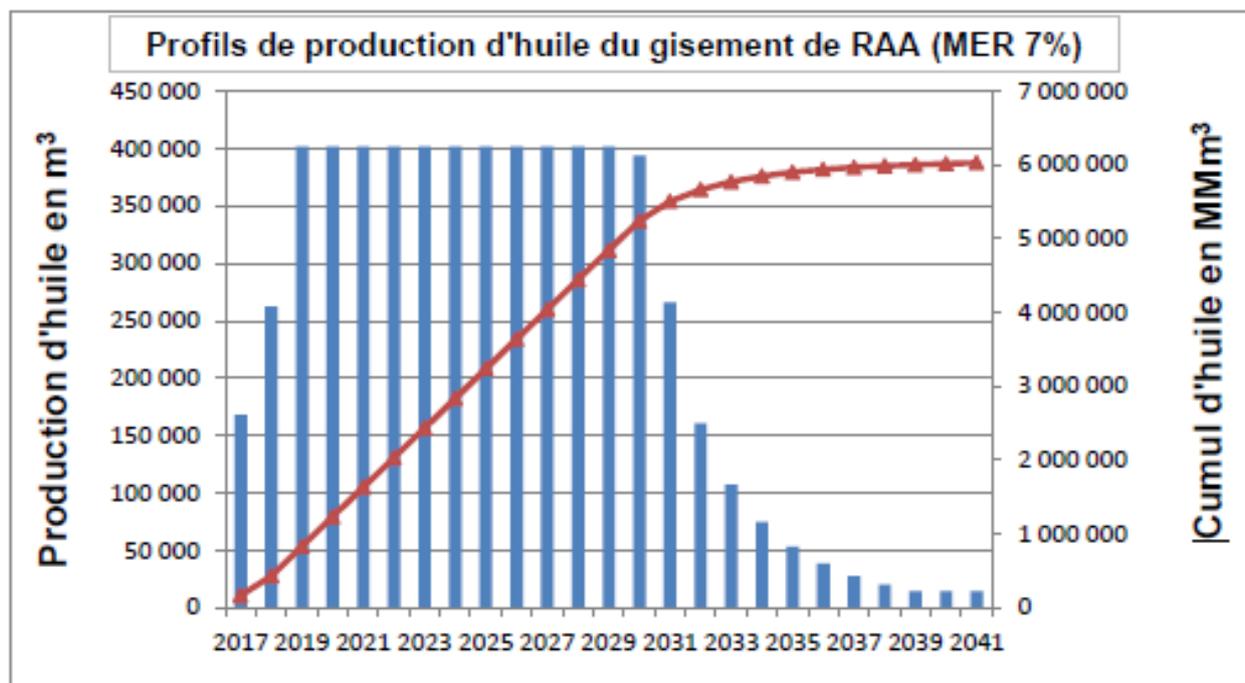


Figure 5 : Profils de production d'huile – Champ RAA

Tableau 1 : Production de l'EPF de RAMA-RAA

| RAMA | | | Ecart | Débit gaz (m3/h) | Observation |
|--------------------|---------|---------|-------|------------------|-------------|
| Débit huile (m3/h) | | | | | |
| 11-mars | 12-mars | 13-mars | | | |
| 8,1 | 16,5 | 40,7 | 24,2 | 4224 | |
| 69,6 | 63,0 | 52,4 | -10,5 | 4344 | |
| 67,9 | 66,8 | 73,9 | 7,1 | 7400 | |
| 38,7 | 32,8 | 16,7 | -16,2 | 4925 | |
| 46,1 | 44,8 | 45,9 | 1,2 | 5223 | |

Bibliographie

- [1] Boyun GUO William C Ali Ghalam BOR, 2007 Petroleum Production Engineering Edition: Elsevier Science & Technology Books, ISBN: 0750682701
- [2] D. Perrin, M. Caron, G. Gaillot : (1995). La production fond, Editions Technic,
- [3] EXPRO PTI(company) :2016, Technical proposal sonatrach early production oil processing system for RAA & RAMA Block Algeria ;
- [4] H. Dale Beggs, 2003, Production Optimization Using Nodal Analysis Edition: OGI et Petroskills, ISBN: 0-930972-14-7
- [5] Ken Arnold AMEC Paragon Maurice, 2008, Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities Edition: Elsevier, ISBN: 978-0-7506-7853-7
- [6] L. Mailhe Cours de production tome 13 : Collecte-Traitement-Stockage Edition: technip ISBN : 2.7108-0239-2
- [7] SCHLUMBERGER, (2006). PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide,
- [8] SONATRACH, 2016, Plan de developpement du champ d'huile de RAHLET AL AOUUDA(RAA) ;
- [9] SONATRACH, 2016 departement de geologie

I.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le gisement de Rahlet El Aouda a été découvert en 2010, il se trouve, à 65Km au Nord-est de gisement de Rhourde Chegga, et à 10km et 28km à l'Est des gisements de BirSbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM). Il est situé dans le périmètre de Touggourt Est (blocs : 415a/424b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud.

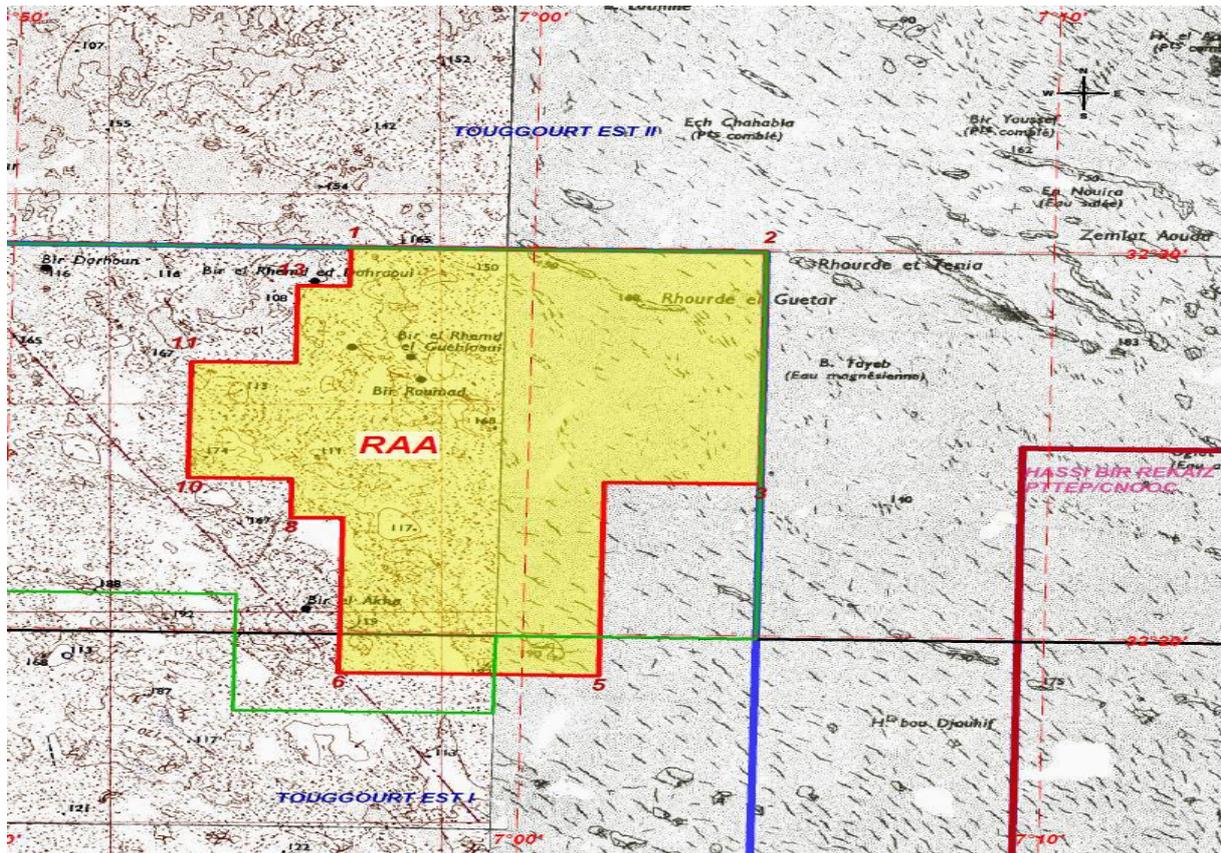


Figure I.1 : Situation du champ RAMA-RAA [9]

I.2. ASPECT GEOLOGIQUE

I.2.1.Cadre géologique

La région d'étude se trouve dans un environnement pétrolier très favorable compte tenu de sa position contiguë au gisement de Hassi Messaoud lui conférant ainsi un intérêt tout particulier ajouter à cela les découvertes d'huile obtenues dans les gisements de HBHJ ; MOM ; BRS. Le réservoir Trias (Série Inférieure) est le principal réservoir du périmètre de RAA, il a été découvert en 2010 par le premier puits RAA-1 dont la profondeur finale est de 4240m. Le réservoir Grès d'Ouargla a été découvert en 2014 par le puits RAA-2 dont la profondeur finale

Chapitre I : Présentation du champ

est de 4223m, Il reste un objectif secondaire pour d'éventuelles investigations et développement. Le réservoir Quartzites de Hamra constitue un objectif secondaire.

I.2.2.Cadre structural

La structure de RAA a été découverte par les puits RAA-1, RAA-2 et RAMA-1. Elle est formée d'un ensemble de blocs bordé essentiellement par des failles de direction NE-SO et N-S auxquelles s'ajoutent des failles secondaires de direction Est-Ouest.

Le puits RAA-2 est positionné sur un axe structural haut tandis que les puits RAA-1 et RAMA-1 sont situés sur le flanc des structures.

La structure actuelle du gisement de Rahlet El Ouada (RAA) est formée par un ensemble de structure de surface moyenne. L'une se trouve dans la zone du puits RAA-2. La seconde structure se trouve à l'ouest du puits RAA-2.

Les flancs sont limités par des grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Hassi Messaoud

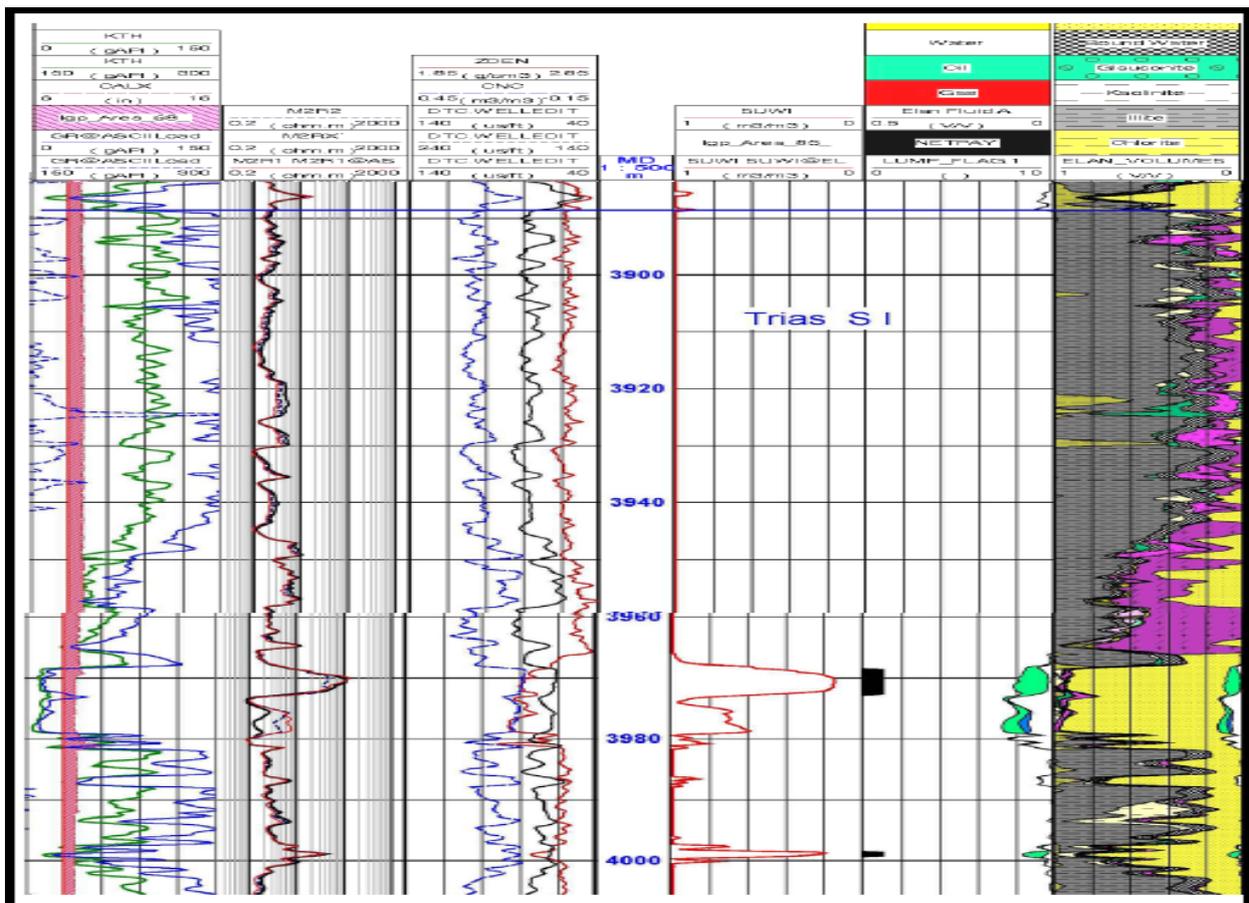


Figure I.2: Elan du Puits RAA-1 (Réservoir Trias Série Inférieure) [9]

I.3. SYSTEME PETROLIER

☞ **Piège** : Sa structure est définie comme étant un piège de type structural mixte.

☞ **Réservoirs** :

- **Trias** (Série inférieure) : Ce sont des grés gris blancs à gris clair, rarement gris sombre moyens à grossiers silico-argileux moyennement consolidés.
- **Ordovicien** (Quartzites de Hamra) : Ce sont des grés quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de tigillites ; présence de fissures sub-verticales à subhorizontales semi ouvertes à fermées.

☞ **Couvertures** : La couverture régionale est assurée par les argiles du Trias argileux inférieur qui constituent une couverture pour le réservoir Triasique (Série Inférieure) et l'Ordovicien (Grés d'Ouargla+Quartzites de Hamra).

I.4. PROPRIETES PETROPHYSIQUES ET RESERVES EN PLACE

Le périmètre de Rahlet El Aouda est caractérisé par de bonnes propriétés pétrophysiques. Les cutoff pris en considération sont définis comme suit :

- Une Porosité effective de 5%
- Une Saturation en eau (S_w) de 50%
- Un volume d'argile de 45%.

Les volumes d'huile en place du gisement de Rahlet El Aouda (RAA), sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : Volumes d'huile en place du gisement de Rahlet El Aouda

| Réservoir | Prouvés (10^6 Sm^3) | Probables (10^6 Sm^3) | Volume en 2P (10^6 Sm^3) | Possibles (10^6 Sm^3) | Volume en 3P (10^6 Sm^3) |
|-----------------|------------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| Trias SI | 7.94 | 20.55 | 28.49 | 49.53 | 78.02 |
| Grés de Ouargla | 10.97 | 5 | 15.97 | - | - |
| Total | 18.91 | 25.55 | 44.46 | 28.43 | |

I.5. CONTACTS DES FLUIDES

L'évaluation pétro physique pour trois puits au niveau du réservoir Triasique Sérié inférieure a permis de mettre en évidence les différents contacts par compartiment.

Le tableau suivant résume les contacts utilisés lors de cette évaluation :

Tableau I.2 : Contacts des fluides

| Puits de référence | OWC (m) |
|---------------------------|----------------|
| RAA1 | -3842.5 |
| RAA2 | -3812 |
| RAMA1 | -3876 |

[9]

II.1. GENERALITES SUR LE RESEAU DE COLLECTE

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes.

Les conduites sont classées comme suit :

a)-Selon leur destination :

- Conduites d'huile.
- Conduites de gaz.
- Conduites d'eau.

b)-Selon leur pression de service :

- à basse pression : 0-6 bars.
- à pression moyenne : 6-16 bars.
- à haute pression : > 16 bars.

c)- Selon le caractère du mouvement hydraulique :

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement)

II.2. ECOULEMENT MULTIPHASIQUE

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...).

Dans notre étude, l'écoulement multiphasique est assimilé à un écoulement diphasique, se composant d'une phase gazeuse et d'une phase liquide. [1]

II.2.1. Types d'écoulement

- a)-Ecoulement avec bulle (bubble flow)
- b)-Ecoulement avec bouchant (plug flow)
- c)-Ecoulement stratifié (stratified flow)
- d)-Ecoulement avec vagues (wavy flow)

- e)-Ecoulement avec vagues moutonnantes (slug flow)
- f)-Ecoulement annulaire (annular flow)
- g)-Ecoulement brouillard (spray flow)

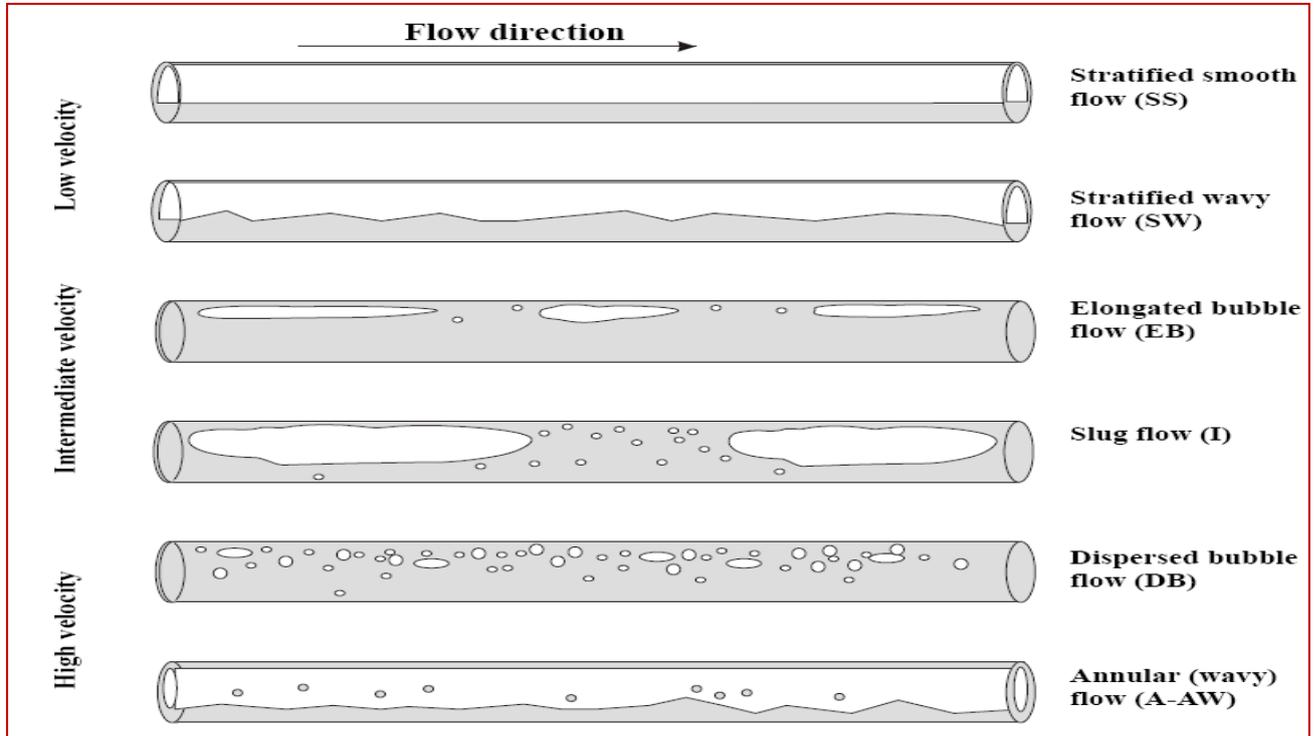


Figure II.1 : Types d'écoulement horizontal

II.2.2. Variation de la pression le long d'une conduite

L'analyse physique des phénomènes conduit à écrire que pour un écoulement diphasique la variation de pression le long de la conduite est comme pour un écoulement monophasique égal à la somme de trois termes :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}}$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est écrite comme suite :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin\theta + \frac{f \rho V^2}{2g_c D} + \frac{\rho V \cdot dV}{g_c \cdot dl}$$

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est comme suite :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin\theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c D} + \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl}$$

Où :

ρ_m : la densité du mélange.

V_m : la vitesse du mélange.

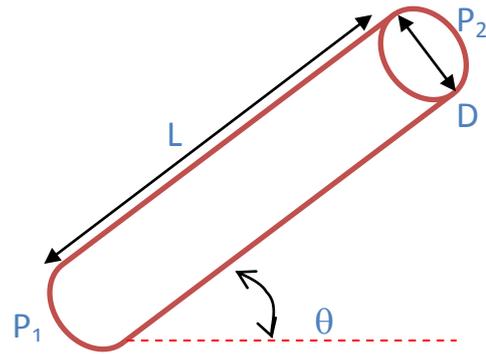
D : diamètre du pipe.

g_c : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange. Il est fonction de Re , ϵ , D .

g : Accélération de la gravité (9,81 m/s²).

θ : Pente de la conduite.



Dans le tableau suivant, on a présenté le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

Tableau II.1 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge

| Composante | Puits à huile | Puits à gaz |
|--------------|---------------|-------------|
| Elévation | 70% - 90% | 20% - 50% |
| Friction | 10% - 30% | 30% - 50% |
| Accélération | 0% - 10% | 0% - 10% |

-Le terme d'accélération qui correspond à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide, est d'une façon générale négligeable dans les écoulements monophasique pétroliers. Il est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans le pipe, ce terme est proche de zéro.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération} = \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl}$$

-Le terme d'élévation ou gravité est indépendant du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{élévation} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin\theta$$

-Le terme de friction due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{friction} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c \cdot D}$$

II.2.3. Liquid hold-up

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquide Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite. [1]

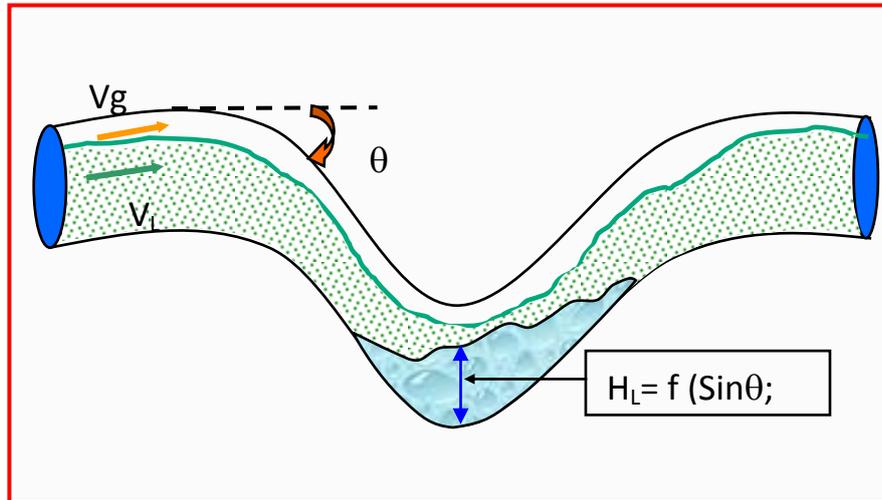


Figure II.2 : Liquide hold up

II.2.4. Régimes d'écoulement à travers la duse

La duse permet de contrôler le débit de production en ajustant la pression de tête voulue, tout en considérant les contraintes Réservoir - Puits- Réseau.

a)-Régime critique

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont (P_{pipe}) de la duse sur la pression en aval ($P_{\text{tête}}$) est inférieur au point critique. A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

$$Q = \frac{\phi^{1,8}}{1000.K} P_t$$

Avec Q : débit d'huile (m^3/hr).

ϕ : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

b)-Régime transitoire

C'est la zone où le point critique n'est pas bien déterminé. Il apparaît dans l'intervalle

$$0,5 < \frac{P_p}{P_t} < 0,75$$

c)-Régime non critique

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, la pression de tête augmente et le débit de production diminue avec l'augmentation de la pression de pipe, et inversement. Donc toute variation de la pression avale duse (P_p), fait varier la pression amont (P_t).

$$Q = \frac{F(x) \cdot \phi^{1,8}}{1000 \cdot K} P_t$$

Avec $F(x)$: fonction du rapport P_p/P_t .

$$F(x) = 2,667 * \frac{P_p}{P_t * \sqrt{1 - \left(\frac{P_p}{P_t}\right)^2}} \dots \dots (P_p/P_t > 0,75)$$

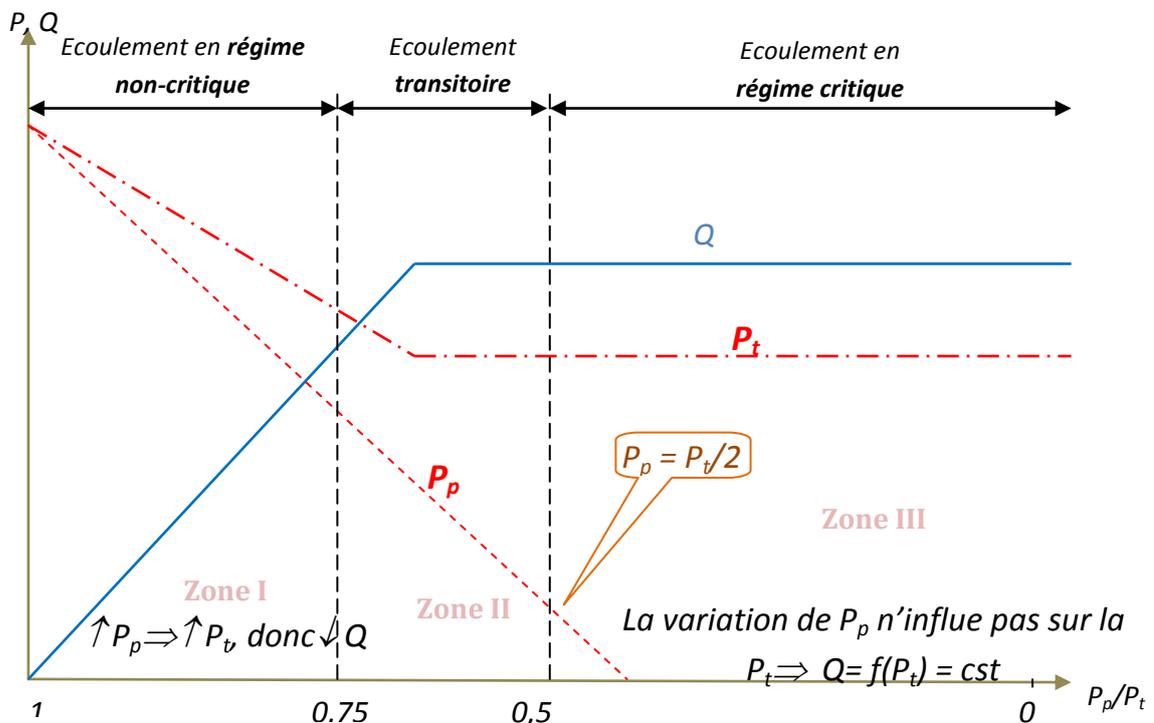


Figure II.3 : Régimes d'écoulement à travers la duse

II.3.GENERALITES SUR L'EPF

L'EPF est une installation complète de production de pétrole, de gaz et de l'eau produite. La gamme de taille est généralement comprise entre 5000 et 6000 barils par EPF.

Les EPFs sont très importants pour les compagnes pétrolières en raison de la nécessité d'obtenir un champ ou une partie d'un champ sur la ligne de production dans un minimum de temps.

Les domaines d'application des EPFs sont nombreux à savoirs:

- ✚ peuvent être utilisés pour les petites réserves qui seraient financièrement risquées ou non rentables pour produire avec une installation de production permanente
- ✚ pour les puits à faible pression de tête.
- ✚ ils fournissent également des données de production en temps réel permet aux clients d'évaluer la performance des réservoirs avant d'installer des installations permanents.

Un EPF est constitué essentiellement d'une unité de séparation, unité de stockage, une unité de pompage et possible d'une unité de compression et une unité de stabilisation (comme dans ce projet).

II.3.1. La séparation

C'est une opération qui consiste à séparer l'effluent de certain constituant pour rendre l'huile commercialisable selon les spécifications internationales

Tout au long du cheminement la pression et la température baissent simultanément. Si la température diminue le dégazage diminue également ; si la pression baisse la libération des gaz augmente. La chute de pression et augmentation de température ont même effet.

La séparation des diverses phases constituant un effluent de puits déterminé se réalise dans un type groupe d'appareil appelé séparateurs. Selon le type d'effluent à traiter (gazeux ou liquide), il existe différents types de séparateurs.

a)-Séparateur horizontal

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange.

Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide.

L'huile gazée arrive à une extrémité et est projetée sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumulant dans la partie supérieure. Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile,

puis à travers un dernier tamis dit « extracteur de brouillard » ; avant de partir par une sortie supérieure. L'huile est soutirée à la partie inférieure.

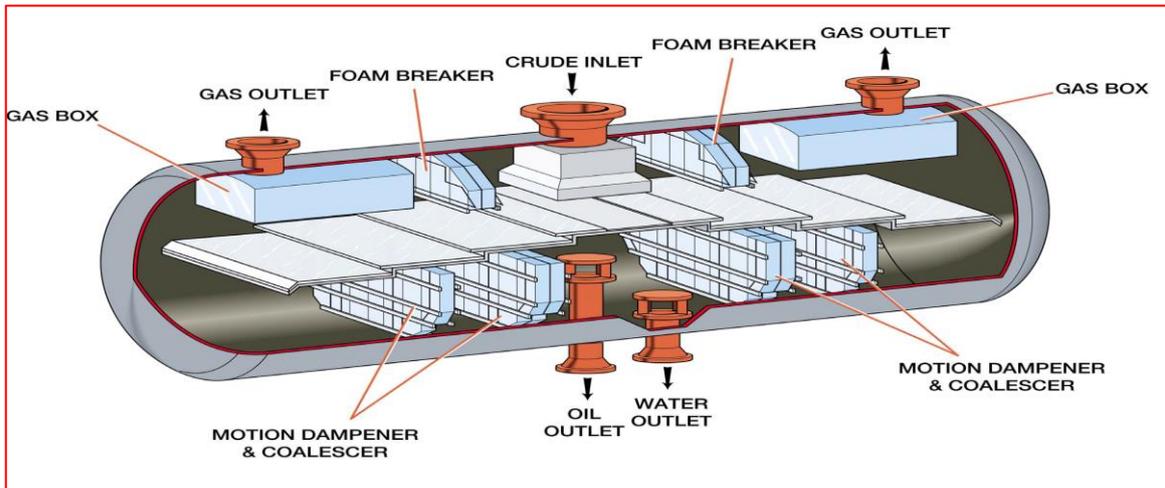


Figure II.4 : Vue éclatée d'un séparateur triphasique

b)-Séparateur vertical

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par fonds bouchés.

L'arrivée de l'effluent s'effectue, en général tangentielle à une circonférence et à peu près mi-hauteur du séparateur. L'effluent se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de paroi et le gaz montant à la partie supérieure en passant à travers un tamis extracteur de gouttelettes et évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur.

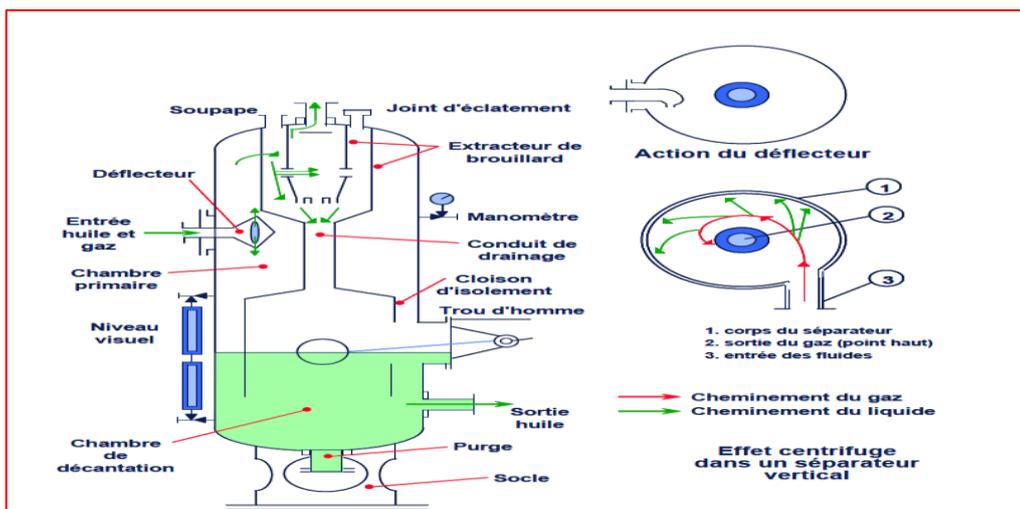


Figure II.5 : Vue détaillée d'un séparateur vertical

II.3.2. La distillation

On va introduire quelques paramètres généraux qui régissent l'ensemble de la conduite d'une colonne tels que la Volatilité d'un corps, le Bilan Matière (Material Balance), le Bilan Thermique (Heat Balance) de la colonne.

-La volatilité

La **Volatilité** est une des propriétés particulières des fluides qui permet d'appliquer le procédé de Distillation. Le corps est dit d'autant plus volatil qu'il se vaporise à température plus basse. La température de vaporisation ne dépend que de la pression, autrement dit il y a une température de vaporisation pour chaque pression

-Transfert de chaleur et transfert de la matière

En fonctionnement 'normal', toute la matière qui entre dans la tour en ressort. C'est une application directe du principe de conservation bien connu : 'rien ne se perd, rien ne se crée, tout se transforme'. L'énergie apportée dans la colonne est également soumise au principe de conservation. L'énergie est apportée dans la colonne sous forme de chaleur. Par conséquent, le bilan de l'énergie correspond au bilan thermique et la chaleur entrant dans une colonne doit correspondre à la chaleur extraite de celle-ci.

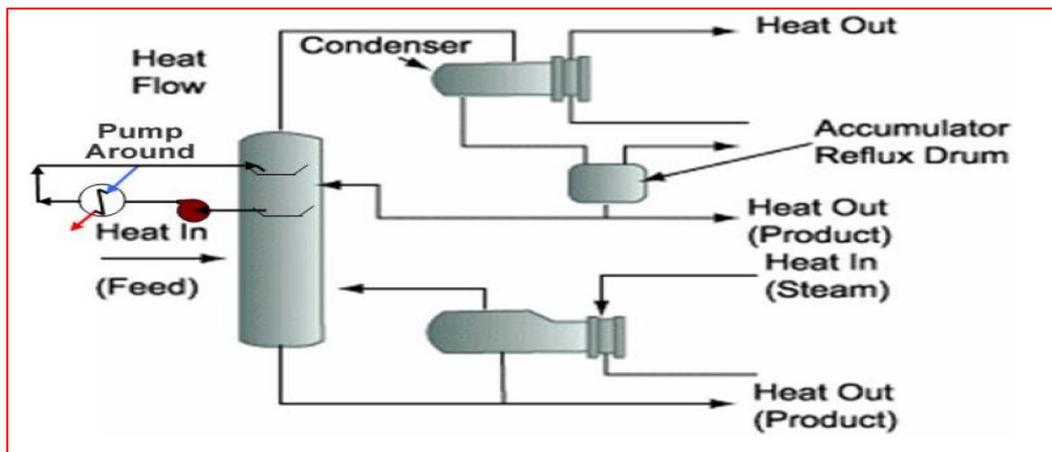


Figure II.6 : Schéma de principe de bilan thermique

II.3.2.1. Equipements auxiliaires

a). Rebouilleur

Dans une colonne de rebouilleur, la charge préchauffée pénétrant la colonne est mise en contact avec les vapeurs s'élevant du fond de la colonne. Les vapeurs s'élevant du fond de la colonne sont générées dans le rebouilleur. Ces vapeurs extraient les composants plus légers du liquide sur

chaque plateau. Au fond de la colonne, seules demeurent les fractions plus lourdes. Le rebouilleur correspond souvent à une unité distincte placée à côté de la colonne. Il s'agit d'un échangeur thermique fournissant de la chaleur au fond de la colonne.

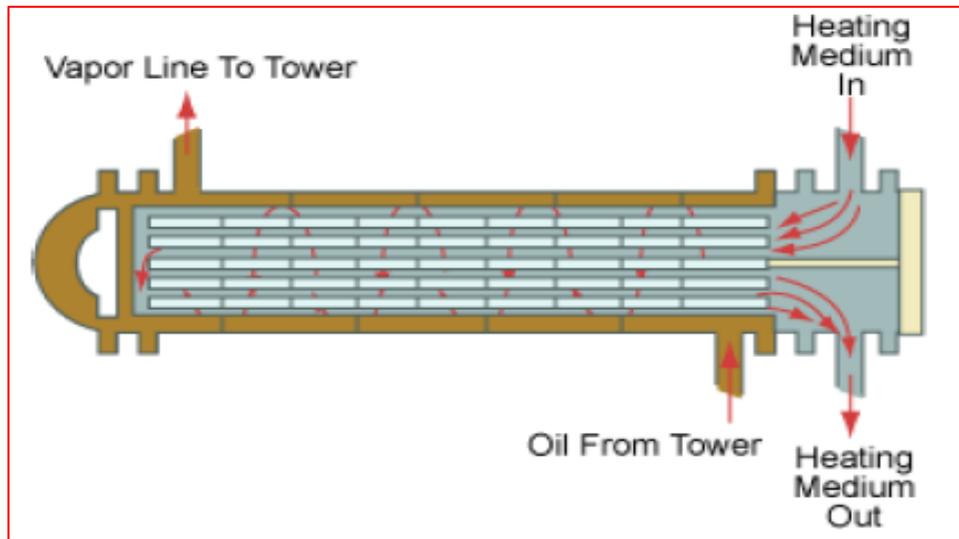


Figure II.7 : Composition d'un rebouilleur

b).Condenseur

Un procédé de condensation correspond au processus inverse d'un procédé de rebouillage. Les condenseurs sont utilisés pour le refroidissement d'une vapeur.

Le condensat (vapeurs condensées) transite du condenseur vers un accumulateur, une partie du condensat est éliminé sous forme de produit et une autre partie est ré-pompée dans la colonne sous forme de reflux. Le reflux pénètre la colonne par la tête de colonne.

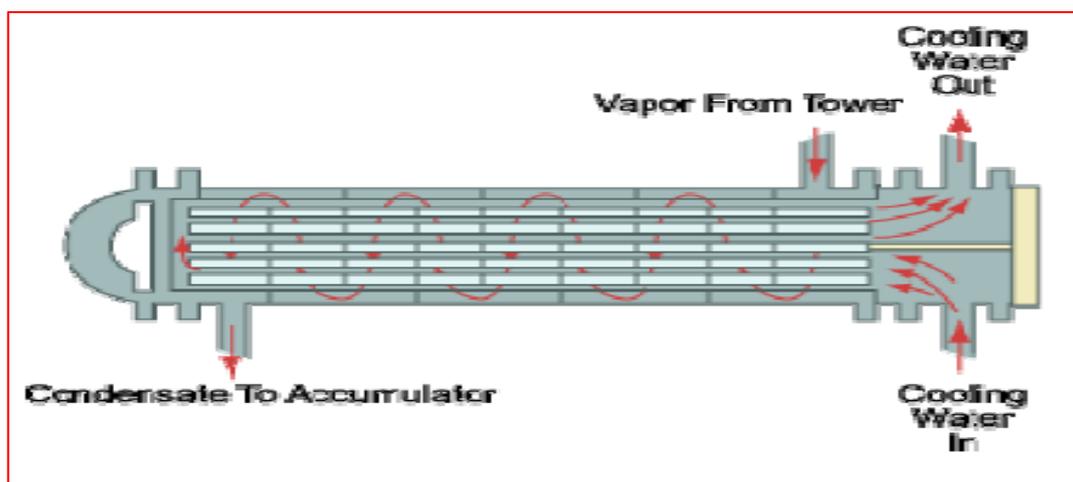


Figure II.8 : Composition d'un condenseur

c).Echangeur

L'échangeur est un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique entre deux fluides, habituellement séparés par une paroi solide. Des différents types existent :

-Echangeur à plaque : Il est constitué d'un ensemble de plaques métalliques embouties à travers des quelles s'effectue le transfert de chaleur entre deux fluides.

-Echangeur tubulaire : Un des fluides circule dans un faisceau de tubes monté sur deux plaques tubulaires. Ce faisceau est logé dans une calandre munie de tubulures d'entrées et de sortie pour le fluide circulant à l'extérieur des tubes du faisceau. Ce fluide suit un trajet imposé entre les chicanes.

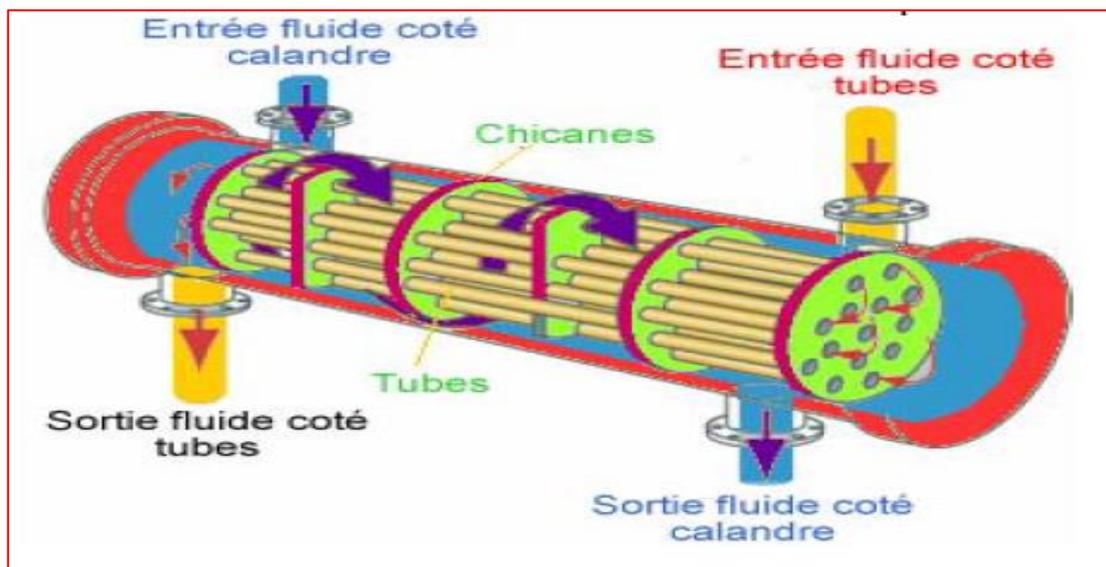


Figure II.9 : Principe de l'échangeur tubulaire

II.3.3. Le pompage

Les pompes, en tant qu'appareils permettant de véhiculer les liquides, sont les pièces maîtresses qui donnent la vie aux unités de traitement ou de fabrication. L'énergie fournie au liquide est transformée en une augmentation de pression du liquide pour lui permettre de vaincre la résistance au refoulement de la pompe.

On peut diviser Les pompes en deux catégories principales

- ✚ **Les pompes centrifuges** : Le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge.

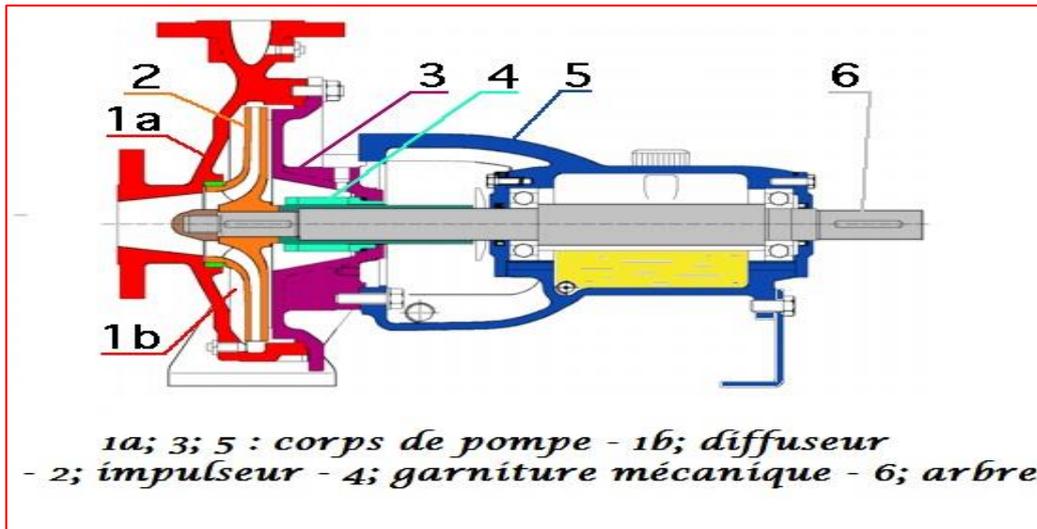


Figure II.10 : Pompe centrifuge

- ✚ Les pompes volumétriques : L'écoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide.

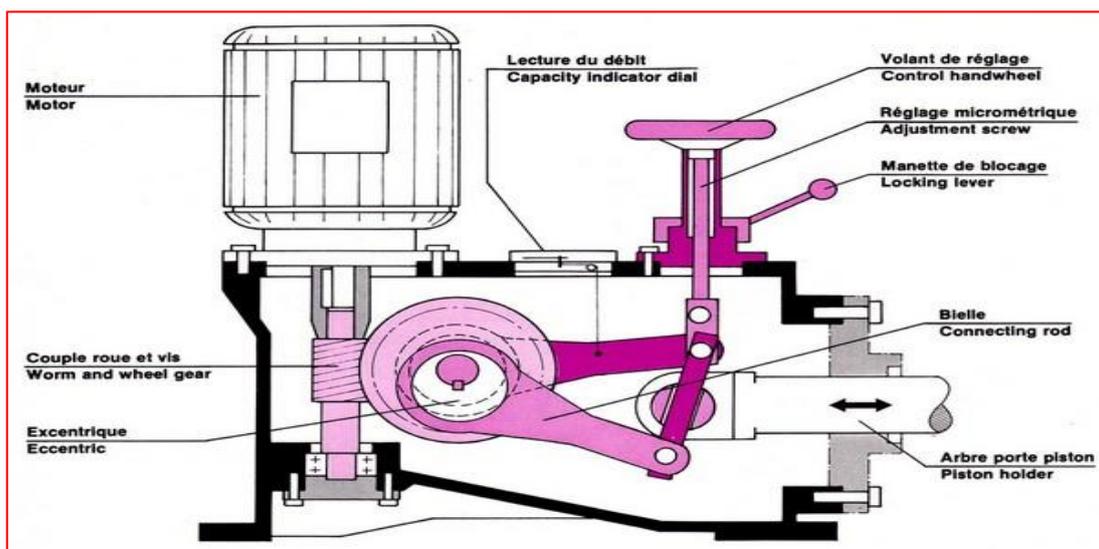


Figure II.11 : Pompe volumétrique

II.3.4. La compression

Les compresseurs sont des équipements mécaniques permettant d'élever la pression d'un gaz.

Les applications des compresseurs sont très diversifiées.

La compression des gaz a un objectif de base, la livraison d'un gaz sous une pression supérieure à la pression existant à l'origine.

- ❖ pour transporter et distribuer un gaz, comme dans les pipelines de gaz naturel
- ❖ pour créer des conditions plus favorables à certaines réactions chimiques

Chapitre II : Généralité sur le réseau de collecte et l'EPF

On peut diviser les compresseurs en quatre catégories principales :

- ✚ Alternatif (volumétrique)
- ✚ Rotatif (volumétrique)
- ✚ Centrifuge
- ✚ Axial-flow

Pour effectuer la sélection d'un compresseur il est nécessaire de disposer les données suivantes :

1. caractéristiques du gaz
2. condition d'admission et pression de refoulement
3. type d'entraînement
4. condition de fonctionnement du système d'entraînement [6]

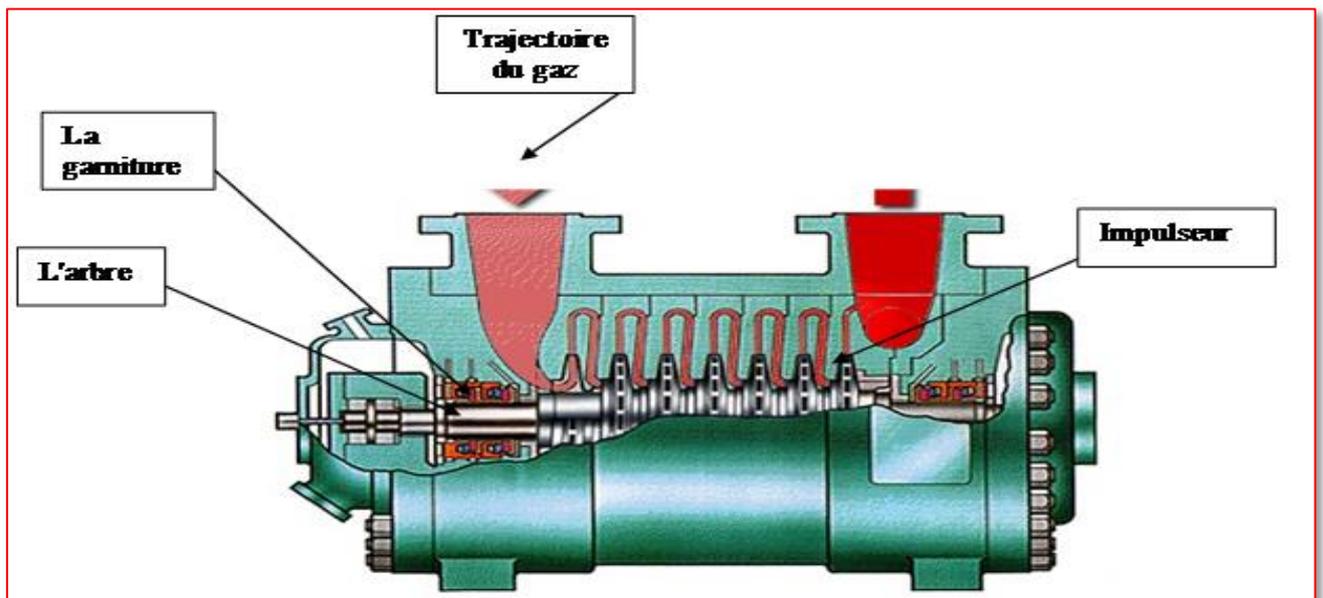


Figure II.12 : Exemple d'un compresseur

III.1. INTRODUCTION

L'optimisation de la production consiste à étudier la chaîne de production à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockage. A l'aide du logiciel **PIPESIM**, nous modéliserons d'abord l'ensemble des puits. La modélisation comporte plusieurs aspects:

- 🔗 Le modèle réservoir.
- 🔗 Les données **PVT**.
- 🔗 La complétion.
- 🔗 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- 🔗 Le tracé des courbes in flow(IPR) et out flow (VLP).

III.2. MODELE RESERVOIR

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit:

- 🔗 L'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_{wf}$:

$$Q_o = IP (P_r - P_{wf})$$

- 🔗 L'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$.
- 🔗 L'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour: $P_{wf} < P_b < P_r$.

Pour qu'on puisse tracer les courbes IPR de nos puits, nous devons utiliser les données des tests qui ont été effectués sur eux. Puis on sélectionne les débits d'huile Q_o tel que $Q_o < Q_o \text{ max}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , correspondantes, ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_o)$ [2]

III.3. LES DONNEES DES ESSAIS DES PUITES

Les mesures de pression et de température dont on dispose étaient réalisées au niveau des sièges. Donc les valeurs de pression et de température du fond statique et dynamique doivent être corrigées, nous procédons comme suit:

$$P_f (\text{Perfos}) = P_f (\text{gauge}) + [(DP/Dh) * (\text{côte perfos} - \text{côte gauge})] \text{ [4]}$$

Tableau III.1 : Données des essais des puits [8]

| Puits | Côte (m) | | Pression mesurée (kg/cm ²) | | | Pression corrigée (kg/cm ²) | |
|--------------|----------|--------|--|--------|--------|---|--------|
| | Mid perf | Mesure | Pt | Pfd | Pg | Pfd | Pg |
| RAA1 | 3969.5 | 3672 | 51.15 | 275.52 | 557.96 | 294.54 | 578.41 |
| RAA2 | 3924 | 3845 | 40.94 | 272.47 | 547.38 | 276.8 | 551.98 |
| RAMA1 | 4008.5 | 3982 | 178.3 | 415 | 571.8 | 416.43 | 573.53 |
| NRAA1 | 3871 | 3836 | 47.22 | 288.94 | 563.23 | 291.27 | 565.72 |
| ERAA1 | 3940 | 3870 | 223.97 | 467.71 | 576.17 | 471.94 | 580.7 |

III.4. LES DONNEES PVT

Le modèle utilisé est le modèle Black Oil, les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : Données PVT [8]

| Puits | RAA1 | RAA2 | RAMA1 | NRAA1 | ERAA1 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Pb (kg/cm²) | 161 | 156.5 | 254 | 137.6 | 207.2 |
| Bo | 1.509 | 1.49 | 1.873 | 1.478 | 1.771 |
| Rs (sm³/sm³) | 139 | 137.1 | 274.5 | 126.4 | 240 |
| Bob | 1.56 | 1.577 | 1.977 | 1.57 | 1.913 |
| μob (Cp) | 0.28 | 0.42 | 0.17 | 0.31 | 0.18 |
| μgb (Cp) | 0.0179 | 0.0184 | 0.0251 | 0.0174 | 0.0205 |
| Z | 0.861 | 0.834 | 0.866 | 0.867 | 0.835 |
| API | 41.08 | 41.44 | 40.98 | 41.17 | 40.79 |
| SGg | 1.073 | 1.093 | 0.941 | 1.137 | 1.01 |

III.5. CHOIX DE LA CORRELATION DE L'ÉCOULEMENT VERTICAL

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements tri-phasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées:

- La corrélation de Beggsand Brill original(**BBO**)
- La corrélation de Hagedorn and Brown(**HB**)
- La corrélation d'Orkiszewski (**ORK**)
- La corrélation **OLGAS 2-phase/OLGAS 3-phase**

Pour tous les puits on a la même corrélation utilisée ; c'est la corrélation **OLGAS**.

III.6.REPRODUCTION DES PERFORMANCES ACTUELLES DES PUIITS

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier la performance actuelle des puits. On fait le calage des puits, en injectant les données relevées lors des derniers jaugeages.

Tableau III.3 : Données des derniers jaugeages [8]

| Puits | RAA1 | RAA2 | RAMA1 | NRAA1 | ERAA1 |
|---------------------|--------|--------|--------|-------|--------|
| Diam. Duse (mm) | 12.7 | 12.7 | 12.7 | 12.7 | 12.7 |
| Débit huile (sm3/J) | 123.36 | 127.92 | 39.12 | 264 | 577.44 |
| GOR (sm3/sm3) | 113.92 | 103.09 | 131.78 | 88.3 | 128.44 |
| Pt (kg/cm2) | 36 | 36.7 | 39.65 | 55 | 161.14 |
| Débit eau (sm3/J) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

III.7. EXEMPLE DE CALCUL

On a introduit les données du puits **ERAA1** dans le logiciel PIPESIM. Et utilisé l'équation de DARCY. On a exécuté le modèle en utilisant l'option « Performing a pressure/Température profil », puis déterminé un débit de **486 sm3/j** pour les pressions suivantes : $P_t=214$ kg/cm², $P_f=471$ kg/cm², $P_g=580$ kg/cm². On sélectionne l'opération « Nodal analysis », en fixant la pression de pipe « Out let pressure », $P_p=23$ kg/cm², puis exécute le modèle. et fait le calage des puits, en injectant les données relevées lors du dernier jaugeage. On obtient un débit de **578 sm3/j** pour une pression du fond égale à **400 barg**.

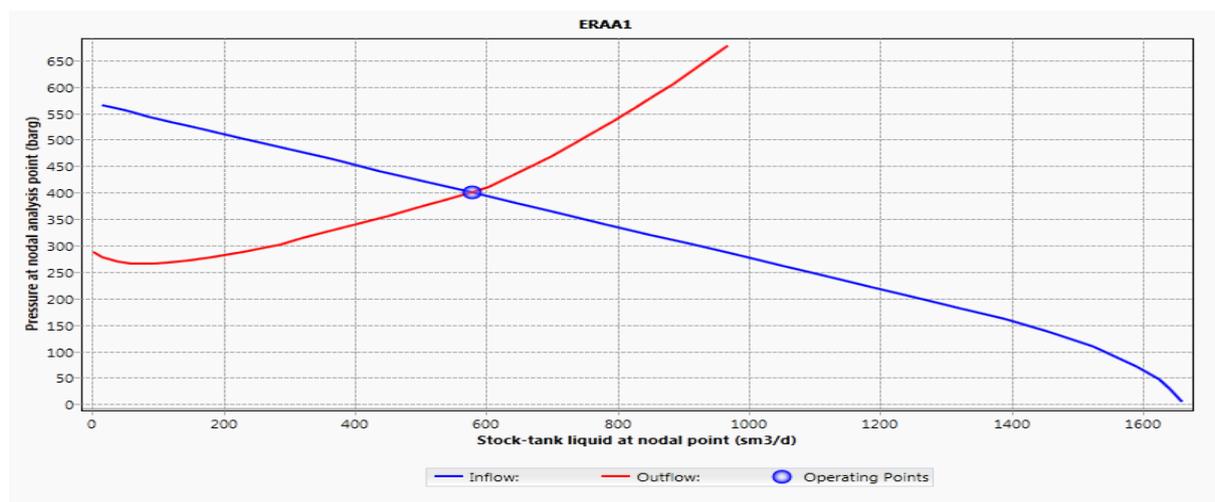


Figure III.1 : IPR et TPC du puits ERAA1 après calage du modèle

Après le calage du modèle, on a fait des différentes sensibilités sur le diamètre de la duse, le GOR, la et la P_t . Ces sensibilités donnent des courbes in flow avec des courbes out flow.

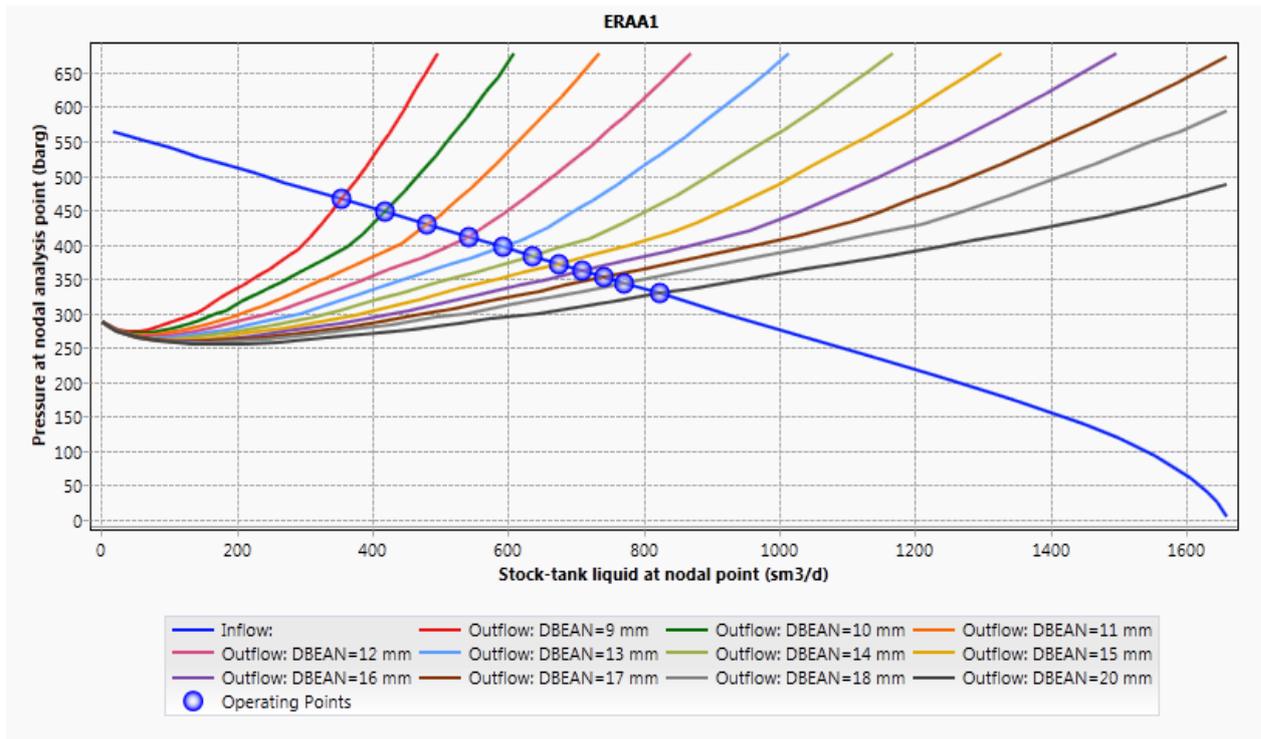


Figure III.2 : Sensibilité sur le diamètre de la duse

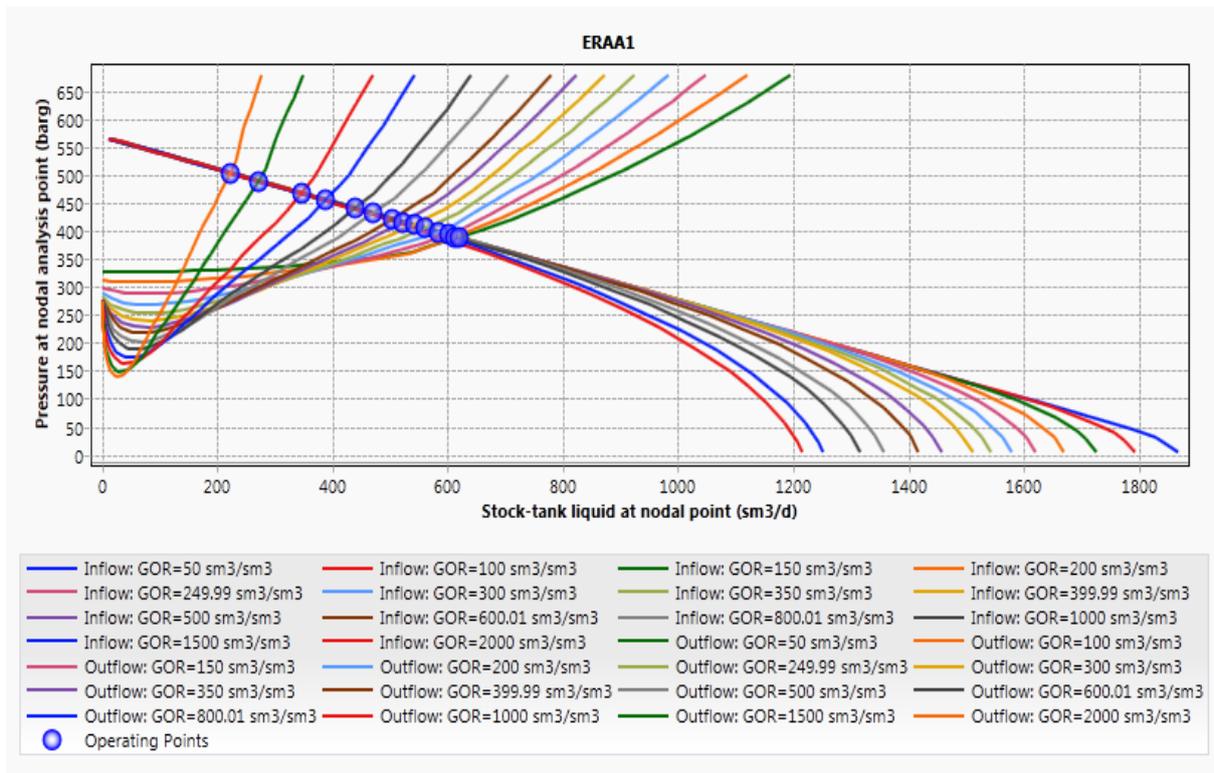


Figure III.3 : Sensibilité sur le GOR

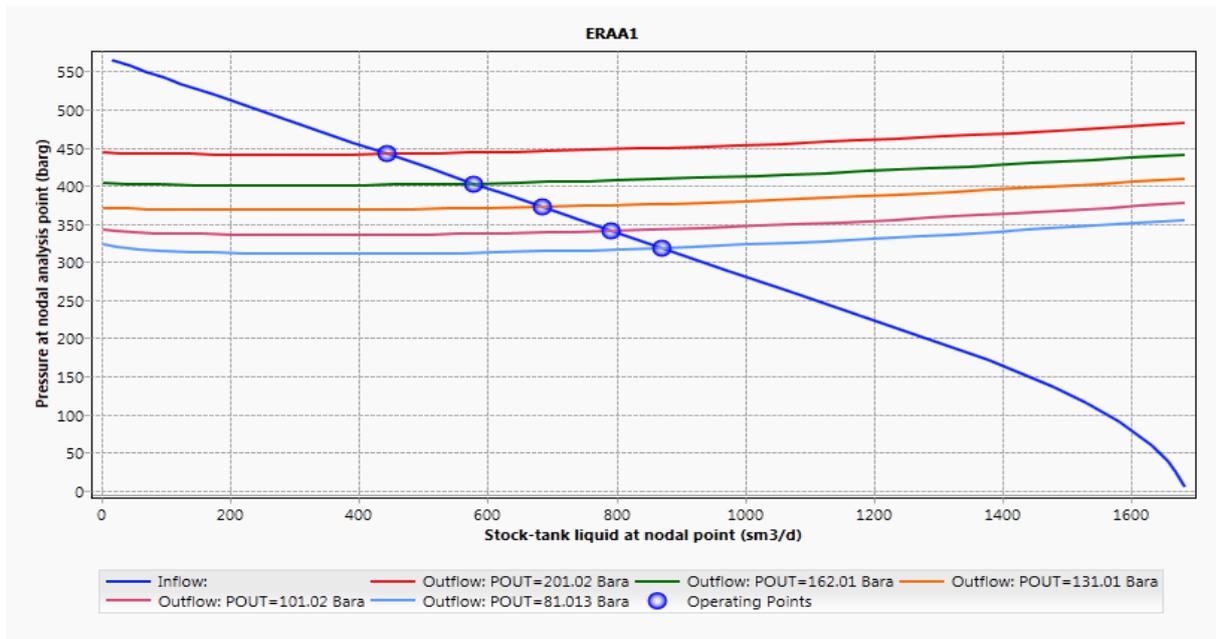


Figure III.4 : Sensibilité sur la pression de la tête

On remarque que le débit d’huile augmente considérablement avec l’augmentation du diamètre de la duse et diminue avec l’augmentation de GOR donc le puits ERAA1 est très sensible à la variation du diamètre de la duse et GOR.

Les intersections de l’in flow et l’out flow dans le graphe **Fig.III.4** donnent les points de fonctionnement pour chaque pression de tête. La série de ces points nous permet d’obtenir la courbe de tendance que l’on assimile mathématiquement à une équation polynomiale de degré 2 avec un coefficient R^2 proche de 1.

On remarque que le puits ERAA1 est très sensible au changement de la pression de tête.

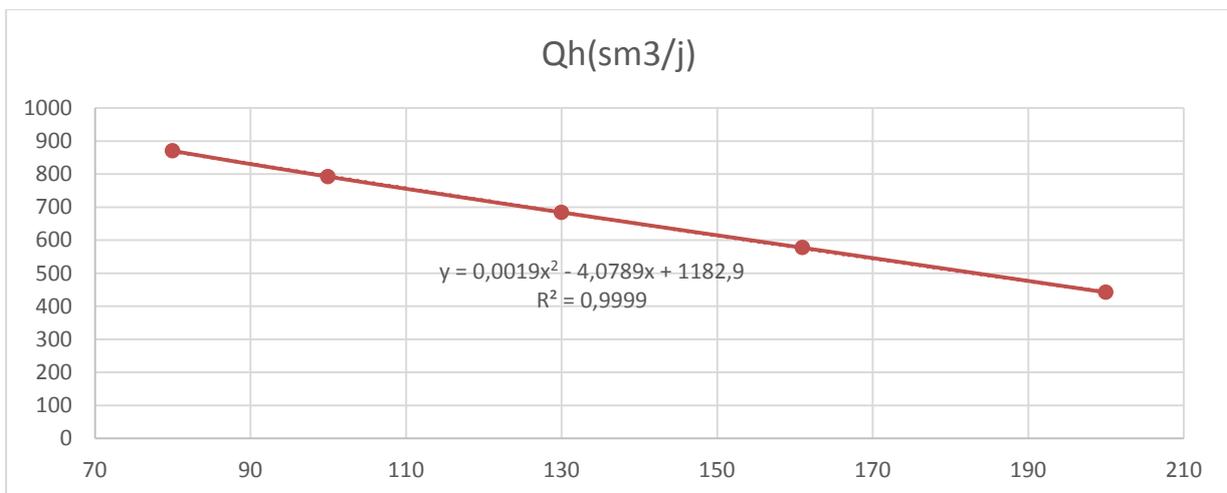


Figure III.5 : Courbe de tendance pour $Q_h=f(P_t)$ du puits ERAA1

IV.1. INTRODUCTION

Après l'optimisation des puits, on va modéliser le système de production, en reliant les modèles des puits déjà créés précédemment on va faire une étude d'optimisation afin d'avoir le moins de perte de charges possibles tout en maximisant le débit et cela dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.

IV.2. STRUCTURE DE RESEAU

On utilise le module NETWORK dans le PIPESIM pour modéliser le réseau. Ce dernier est constitué de 5 puits :

- 3 puits (RAA2 et NRAA1 et ERAA1) reliés au manifold RAA_M1.
- 2 puits (RAA1 et RAMA1) reliés au manifold RAA_M2.

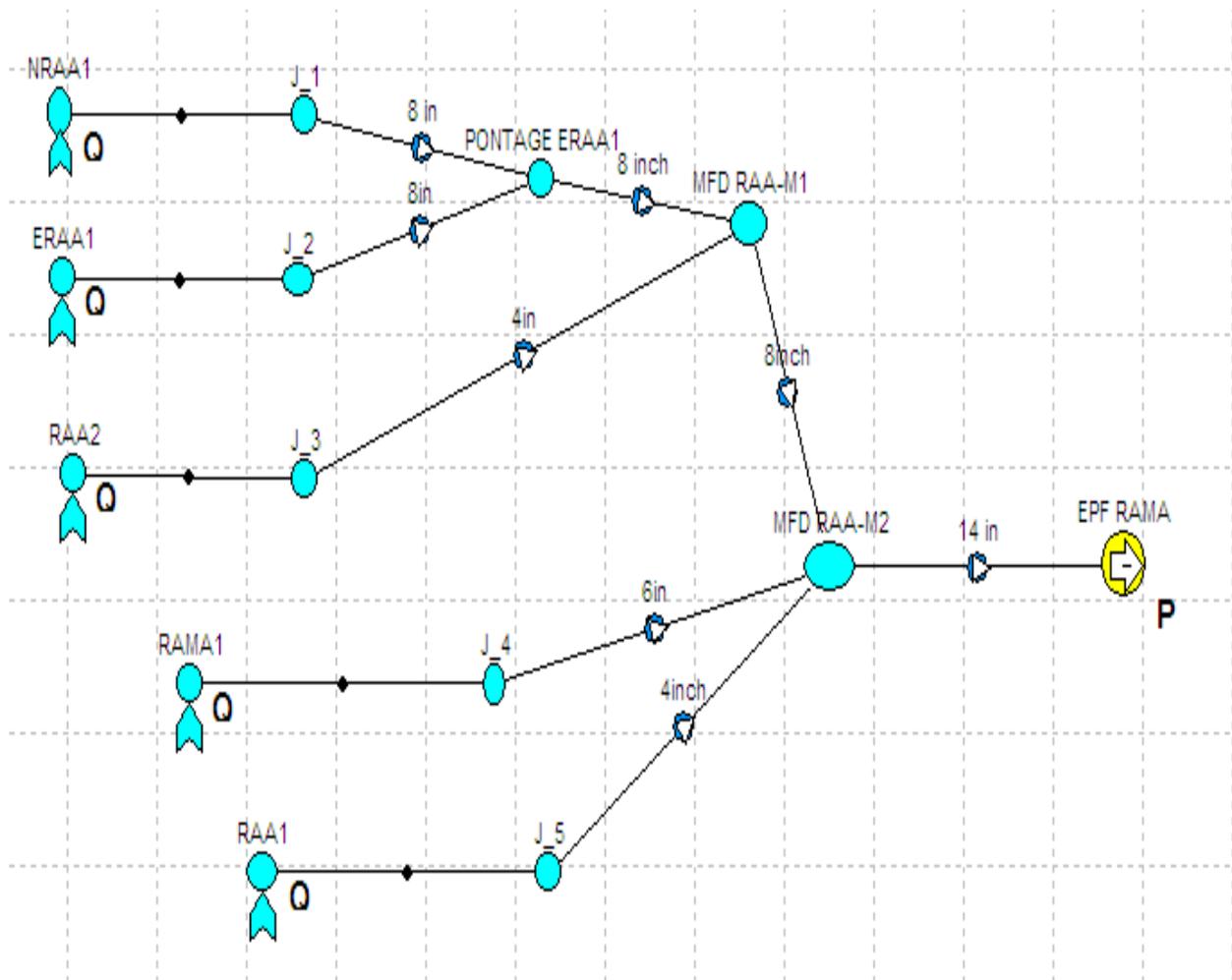


Figure IV.1 : Structure du réseau dans le PIPESIM

Tableau IV.1: Données des liaisons puits-manifold/manifold –manifold /manifold-EPF

| Pipe | Longueur (m) | D intérieur (in) | Epaisseur (mm) | Rugosité (mm) | Elévation (m) |
|----------|--------------|------------------|----------------|---------------|---------------|
| NRAA1-M1 | 17205.13 | 8 | 7.04 | 0.0018 | 2.95 |
| ERAA1-M1 | 9496.67 | 6 | 10.97 | 0.0018 | 0.67 |
| RAA2-M1 | 875.02 | 4 | 4.78 | 0.0018 | 1.21 |
| RAA1-M2 | 6766.31 | 4 | 4.78 | 0.0018 | -1.52 |
| RAMA1-M2 | 16124.53 | 6 | 5.56 | 0.0018 | -4.58 |
| M1-M2 | 11905 | 8 | 8.74 | 0.0018 | -1.15 |
| M2-EPF | 23194 | 14 | 9.52 | 0.0018 | 16.87 |

IV.3. CHOIX DE LA CORRELATION

Le logiciel **PIPESIM** propose plusieurs corrélations pour le calcul des pertes de charges dans les conduits horizontales , comme déjà fait pour les écoulements verticaux.

Parmi les corrélations figurant dans **PIPESIM** on site :

- Lockhart-Martinelli
- Beggs and Brill revised
- Dukler Aga and Flanagan
- OLGAS

Mais seulement la corrélation OLGAS qui donne des bon résultats pour le réseau RAMA-RAA.

[7]

IV.4. SIMULATION DU RESEAU

La simulation permet d’analyser le comportement d’un système avant de l’implémenter et d’optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires.

Deux scénarios principaux sont envisagés :

- 🔗 EPF au niveau de BRS (Cas de base).
- 🔗 EPF au niveau du champ RAMA-RAA (100 m du manifold RAA_M2).

IV.4.1.Cas de base

- *Analyse des pertes de charge* Le modele étant calé, on calcule les pertes de charges dans chaque branche. Il existe des pertes de charge additionnelles (restrictions) dans tous les branches. Les résultats sont représentés sur l’histogramme.

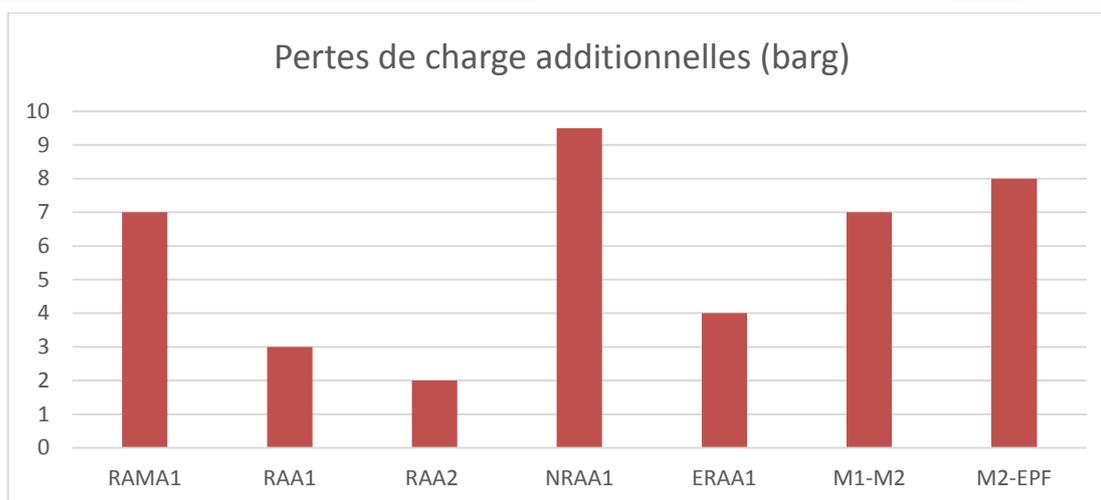


Figure IV.2 : Perte de charge dans le réseau

➤ *Analyse de la vitesse du fluide*

Le modèle du réseau montre que les branches actuelles de pipeline ne sont pas très appropriées.

Basé sur l'intervalle recommandé de la vitesse moyenne du fluide ($1 \text{ m / sec} < \text{MFV} < 4,0 \text{ m / sec}$), pour éviter la corrosion et la décantation du sable ou du solide pour les faibles vitesses, et pour prévenir l'érosion pour les vitesses élevées. les analyses de la vitesse montrent que :

- Les pipelines ERAA1-M1 et M1-M2 fonctionnent dans l'intervalle recommandé.
- Les pipelines RAA1-M2 et RAA2-M1 ne fonctionnent pas dans l'intervalle recommandé de vitesse de fluide mais ils sont proches donc on peut les accepter.
- Les autres pipelines fonctionnent à des vitesses inférieures à la limite recommandée, ce qui signifie que ces pipelines sont surdimensionnés, cela est dû au faible GOR dans le flux.

Tableau IV.2 : résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes

| Pipe | Diamètre (in) | Vm (m/s) | Remarque | Action requise | Nouv Vm (m/s) |
|----------|---------------|----------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| NRAA1-M1 | 8 | 0.33 | Surdimensionné | Remplacé par 4" | 1.37 |
| ERAA1-M1 | 6 | 1.37 | Acceptable | //////////////////// | //////////////////// |
| RAA2-M1 | 4 | 0.72 | Acceptable | //////////////////// | //////////////////// |
| RAA1-M2 | 4 | 0.82 | Acceptable | //////////////////// | //////////////////// |
| RAMA1-M2 | 6 | 0.09 | Surdimensionné | Remplacé par 4" | 0.2 |
| M1-M2 | 8 | 1.65 | Acceptable | //////////////////// | //////////////////// |
| M2-EPF | 14 | 0.63 | Surdimensionné | Remplacé par 10" | 1.64 |

➤ **Sensibilité sur la pression de séparation**

- Dans le cas de base le débit d'huile $Q_h=1178 \text{ sm}^3/\text{j}$.
- Si on fait des sensibilités sur la pression de séparation, on enregistre une augmentation de débit d'huile en fonction de la diminution de la pression de séparation.

Tableau IV.3 : Résultats de la simulation du cas de base par PIPESIM

| Puits | Qh (sm3/d) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold | DP hydraulique |
|-------|------------|-----------|-----------|------------|----------------|
| RAMA1 | 41.07 | 39 | 38.5 | 28.55 | 9.95 |
| RAA1 | 138.28 | 37.18 | 33.44 | 28.55 | 4.89 |
| RAA2 | 133.02 | 37.24 | 34.97 | 32.81 | 2.16 |
| NRAA1 | 288.45 | 57.55 | 46.8 | 32.81 | 13.99 |
| ERAA1 | 577.44 | 159.83 | 39.34 | 32.81 | 6.53 |

Qh(sm3/j)=1178.26=49.09 sm3/h

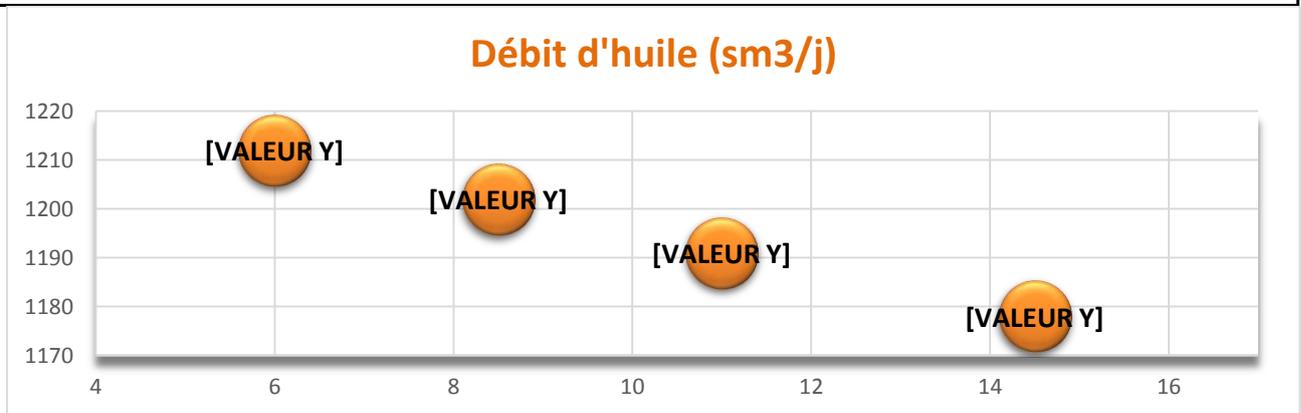


Figure IV.3 : Evaluation du débit d'huile en fonction de la pression de séparation

➤ **Simulation transitoire du système**

Après l'analyse de la simulation steady state du système, on procède à convertir le modèle PIPESIM à un modèle OLGA comme montre la figure **Fig.IV.4**.

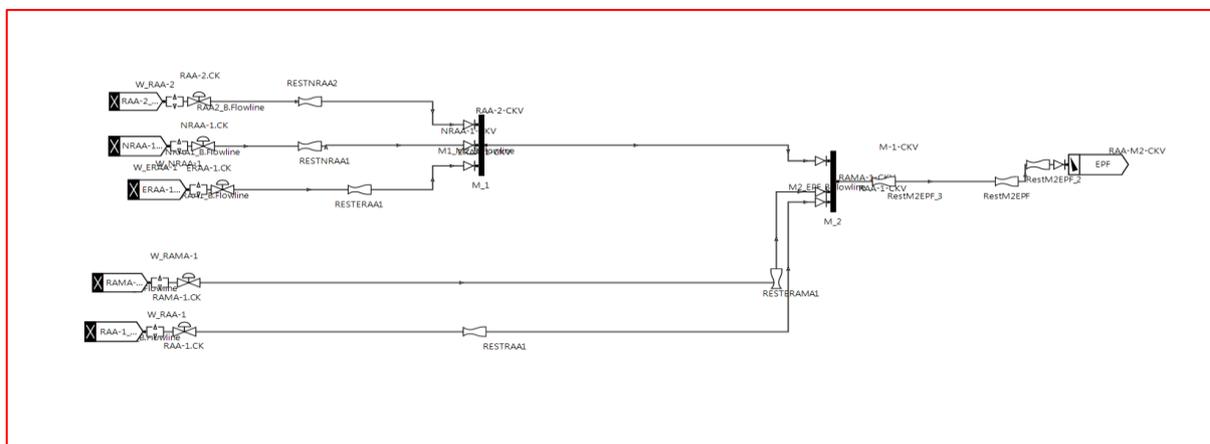


Figure IV.4 : Structure du réseau dans OLGA

la simulation transitoire confirme qu'on a des pertes de charges additionnelles dans tous les branches. On remarque aussi des pertes de charge sévères dans les duses de RAMA1 et ERAA1.

Sur la base de l'instabilité de la production de l'EPF présentée dans le graphe **Fig.IV.5**. On fait le run du modèle pour une période de 17 jours (400 heures) et pour 48 heures après la période de remplissage (32 heures). Les résultats sont présentés dans les **Fig.IV.6** et **Fig.IV.7**.

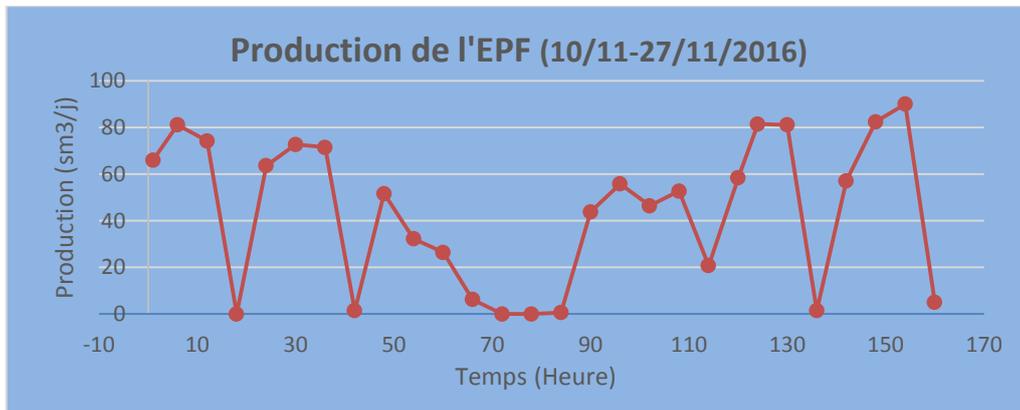


Figure IV.5 : Production de l'EPF (10/11-27/11/2016) [8]

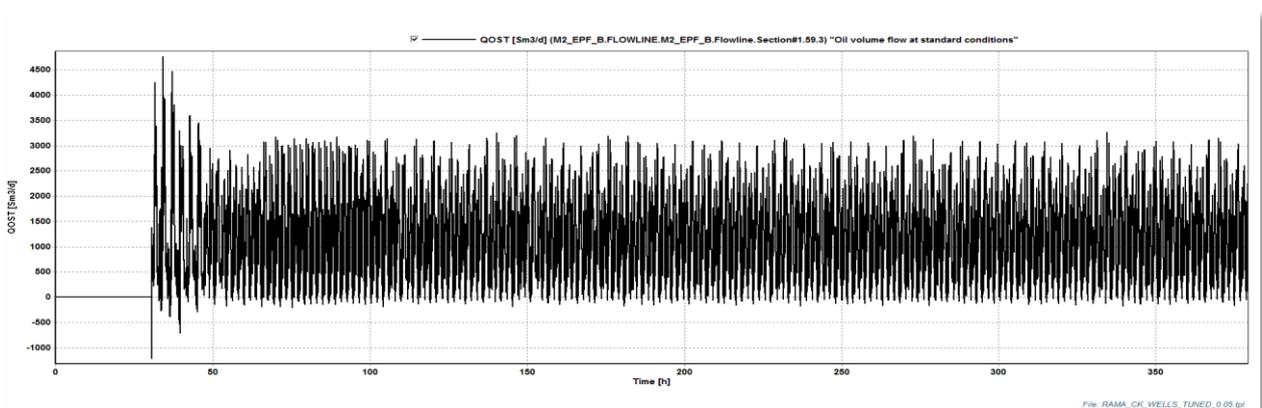


Figure IV.6 : Simulation de la production de l'EPF dans 400 heures

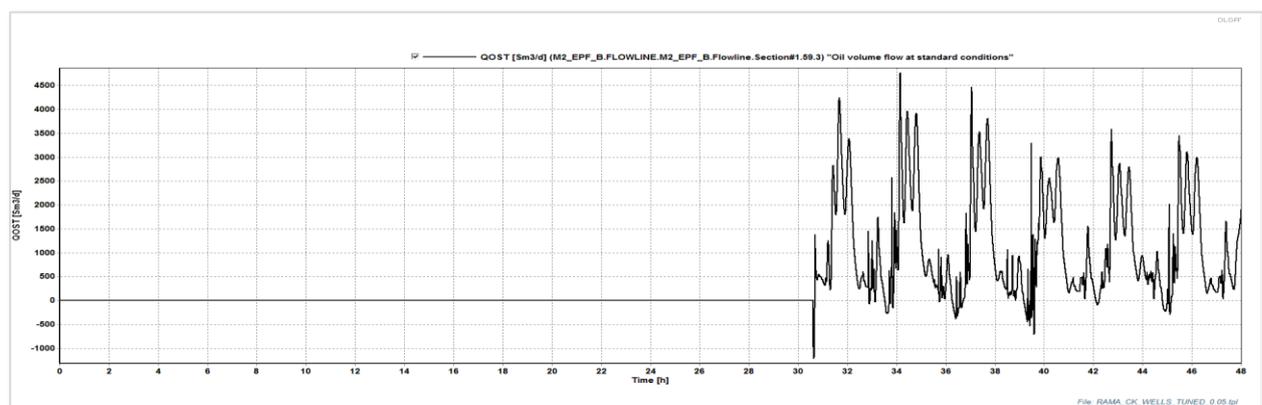


Figure IV.7 : Simulation de la production de l'EPF en huile dans 48 heures

On remarque des fluctuations au niveau de l'EPF (GBRS) avec des bouchons d'un volume moyen **72.9 sm³/h**. Le débit total d'huile peut diminuer jusqu'à **7 sm³/h** et des fois **0 sm³/h** pendant 2 à 3 heures. Comme montre la figure **Fig.IV.8**, l'EPF reçoit aussi des bouchons du gaz varie de **31000 sm³/j** à **200000 sm³/j** (1291 sm³/h à 8333 sm³/h).

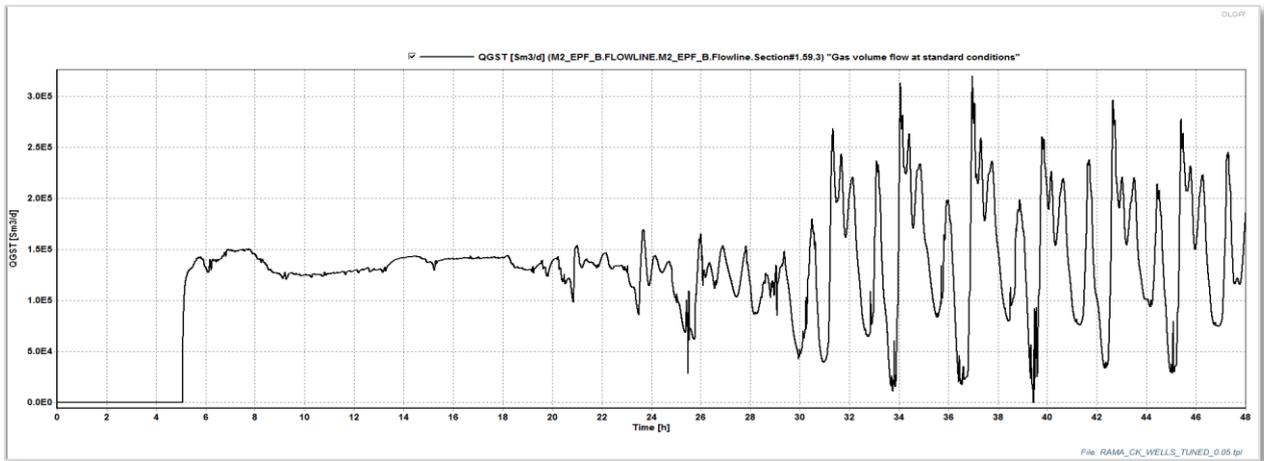


Figure IV.8 : Débit de gaz dans l'EPF pendant 48 heures

Comme on passe aux manifolds on estime une contre-pression (Back pressure) entre 01 et 1.5 barg au niveau de RAA-M2 à cause des accumulations dans le pipeline 14'' (M2-EPF).

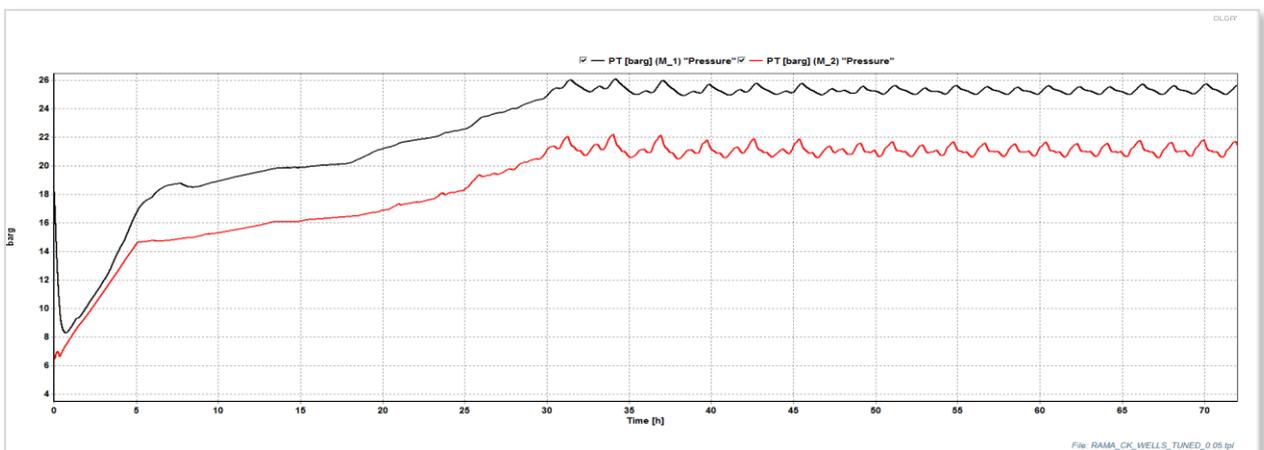


Figure IV.9 : Contre-pression de la ligne 14'' sur les manifolds

Après la simulation du cas de base et l'analyse des problèmes on passe à la simulation de production avec deux scénarios :

- 🔗 Remplacement du pipeline 14'' M2-EPF par 10''.
- 🔗 Nettoyage globale du réseau, raclage des pipelines et clean out des duses par l'eau douce.

a). Remplacement du pipeline 14'' M2-EPF par 10''

On remarque que la période de remplissage diminue au 17 heures et la production sera stabilisée après 12 heures à 45 sm³/h avec une stabilisation du débit de gaz.

Ainsi, il n'y aura pas une augmentation significative de la pression au niveau des manifolds.

Donc le remplacement du pipeline 14'' avec un autre 10'' stabilise la production.

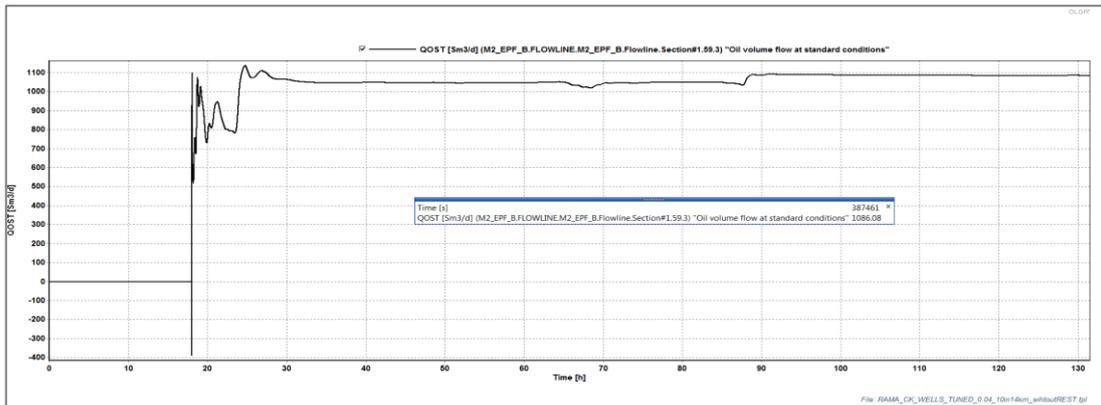


Figure IV.10 : Production d'huile avec 10'' M2-EPF



Figure IV.11 : Débit du gaz avec 10'' M2-EPF

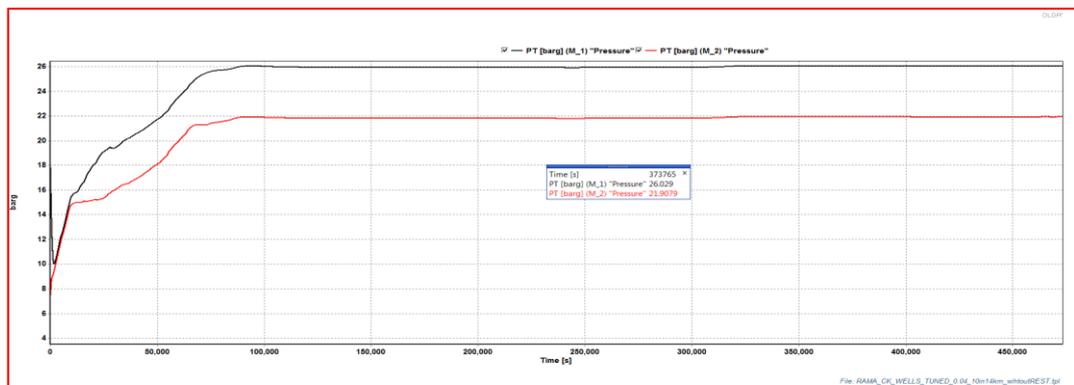


Figure IV.12 : Stabilisation de la pression des manifolds

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du réseau

Le remplacement du pipeline 14'' avec un autre 10'' fait stabiliser et ne pas augmenter la production de l'EPF (GBRS) c.-à-d. une stabilisation sans gain en production.

b)-Nettoyage du réseau, raclage des pipelines et clean out des duses par l'eau douce.

Le débit moyen au niveau de l'EPF (GBRS) est 1386.42 sm³/j (57.7 sm³/h) avec une légère fluctuation. Le débit moyen du gaz est 186684 sm³/j.

On remarque une augmentation considérable de la production des puits après le nettoyage des pipelines et des duses tout en maintenant les diamètres actuels de ces derniers (12.7 mm). Le gain peut atteindre 29 % par rapport au cas actuel.

Tableau IV.4 : Gain en production après le nettoyage

| Puits | Qh (sm ³ /j) | | Gain(%) |
|-------|-------------------------|-------------------------|---------|
| | Cas de base (actuel) | C/O des lignes et duses | |
| RAA1 | 127.601 | 137.13 | 7.5 |
| RAMA1 | 36.383 | 38.62 | 6.2 |
| ERAA1 | 530.85 | 807.54 | 52.1 |
| NRAA1 | 258.29 | 278.94 | 8.0 |
| RAA2 | 130.591 | 136.65 | 4.6 |
| Total | 1083.71 | 1398.9 | 29.1 |

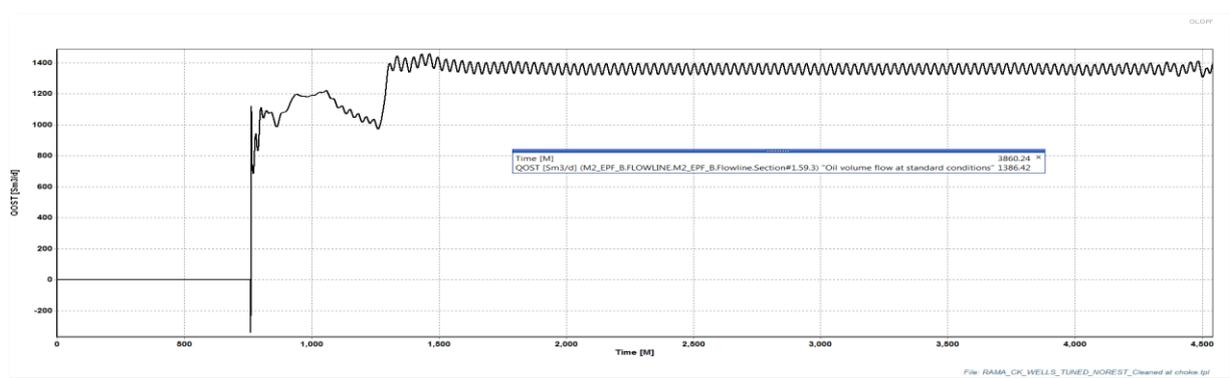


Figure IV.13 : Débit total d'huile dans le séparateur

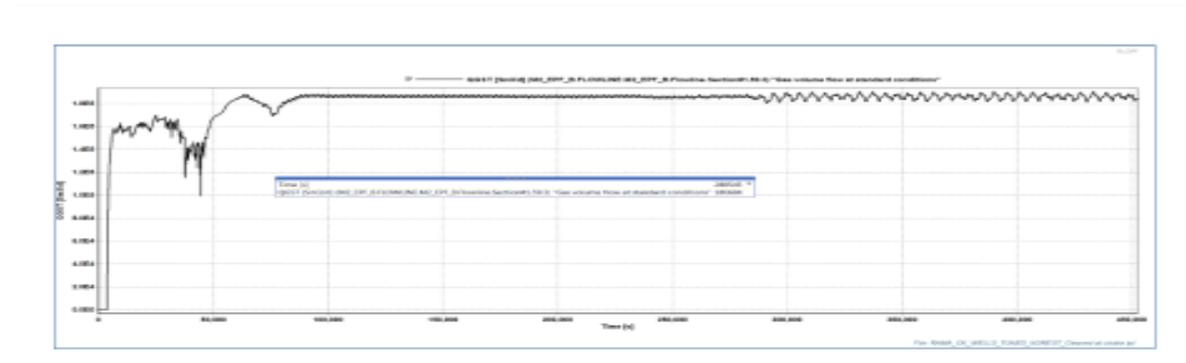


Figure IV.14 : Débit du gaz dans le séparateur

IV.4.2. EPF au niveau du champ RAMA-RAA

Pour cette proposition on fait la simulation du système avec une sensibilité sur la pression de séparation : **28 bars** (Pression actuelle du manifold RAA-M2) ,**24 bar**, **20 bars** et **16 bars** et **11 bars**. Toutes les simulations par **PIPESIM** confirment qu'on a une augmentation de la production en huile au niveau des bacs avec la diminution de la pression de séparation.

Sur les tableaux en dessous on a présenté le gain pour les différents paliers de Psép.

Tableau IV.5 : Résultats de la séparation par 28barg

| Puits | Pression de séparation= 28barg | | | |
|-------------------------|--------------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| | Qh (sm3/j) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold (barg) |
| RAMA1 | 43.59 | 31.68 | 30.85 | 28 |
| RAA1 | 162.74 | 35.76 | 30.19 | 28 |
| RAA2 | 147.81 | 35.7 | 32.73 | 32.6 |
| NRAA1 | 375.23 | 56.76 | 36.82 | 32.6 |
| ERAA1 | 577.44 | 159.83 | 35.4 | 32.6 |
| Qh=1306.84 sm3/j | | | | |

Tableau IV.6 : Résultats de la séparation par 24barg

| Puits | Pression de séparation= 24barg | | | |
|-------------------------|--------------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| | Qh (sm3/j) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold (barg) |
| RAMA1 | 44.7 | 27.77 | 26.78 | 24 |
| RAA1 | 166.59 | 32.86 | 26.35 | 24 |
| RAA2 | 151.96 | 32.47 | 28.98 | 28.85 |
| NRAA1 | 380.80 | 54.75 | 32.96 | 28.85 |
| ERAA1 | 577.44 | 159.83 | 32.01 | 28.85 |
| Qh=1321.51 sm3/j | | | | |

Tableau IV.7 : Résultats de la séparation par 20barg

| Puits | Pression de séparation= 20barg | | | |
|----------------------|--------------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| | Qh (sm3/j) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold (barg) |
| RAMA1 | 45.9 | 23.91 | 22.69 | 20 |
| RAA1 | 170.38 | 30.22 | 22.57 | 20 |
| RAA2 | 156.13 | 29.49 | 25.36 | 25.21 |
| NRAA1 | 386.06 | 52.9 | 29.07 | 25.21 |
| ERAA1 | 577.44 | 159.83 | 28.79 | 25.21 |
| Qh=1335 sm3/j | | | | |

Tableau IV.8 : Résultats de la séparation par 16barg

| Puits | Pression de séparation= 16barg | | | |
|-------------------------|--------------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| | Qh (sm3/j) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold (barg) |
| RAMA1 | 47.20 | 20.11 | 18.56 | 16 |
| RAA1 | 173.83 | 28 | 19.07 | 16 |
| RAA2 | 160.03 | 26.94 | 22.08 | 21.87 |
| NRAA1 | 388.99 | 51.89 | 25.71 | 21.87 |
| ERAA1 | 577.44 | 159.83 | 25.95 | 21.87 |
| Qh=1347.38 sm3/j | | | | |

Tableau IV.9 : Résultats de la séparation par 11barg

| Puits | Pression de séparation= 11 barg | | | |
|-------------------------|---------------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| | Qh (sm3/j) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold (barg) |
| RAMA1 | 49.01 | 15.59 | 13.35 | 11 |
| RAA1 | 177.45 | 25.85 | 15.16 | 11 |
| RAA2 | 164.46 | 24.32 | 18.42 | 18 |
| NRAA1 | 388.99 | 51.89 | 21.92 | 18 |
| ERAA1 | 577.42 | 150.83 | 22.98 | 18 |
| Qh=1357.13 sm3/j | | | | |

Tableau IV.10 : Résultats de la séparation par 6barg

| Puits | Pression de séparation= 6 barg | | | |
|-------------------------|--------------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| | Qh (sm3/j) | Pt (barg) | Pp (barg) | P manifold (barg) |
| RAMA1 | 51.02 | 11.6 | 8.06 | 6 |
| RAA1 | 179.74 | 24.57 | 11.86 | 6 |
| RAA2 | 167.66 | 22.6 | 15.75 | 15.46 |
| NRAA1 | 388.99 | 51.89 | 19.1 | 15.46 |
| ERAA1 | 577.44 | 159.83 | 20.87 | 15.46 |
| Qh=1364.72 sm3/j | | | | |

On remarque que le débit d’huile des puits NRAA1 et ERAA1 reste constant quel que soit la pression après la duse (pression pipe) et également la pression de tête reste constante.

Encore le débit et la pression des autres trois puits (RAA1, RAA2, RAMA1) change légèrement avec la variation de la pression de séparation et donc de la pression aval duse. Pour cela on procède à vérifier le régime de production pour chaque puits (régime critique, transitoire ou non critique).

Le tableau ce dessous confirme les résultats :

Tableau IV.11 : Régimes d’écoulement à travers la duse

| Puits | Pp/Pt | Régime |
|--------------|-------|---------------------|
| RAMA1 | 0.9 | non critique |
| RAA1 | 0.65 | transitoire |
| RAA2 | 0.8 | non critique |
| NRAA1 | 0.47 | critique |
| ERAA1 | 0.15 | critique |

Alors les puits NRAA1 et ERAA1 produisent dans un régime critique c.-à-d. tout ce qui passe dans le réseau de collecte n’a aucune influence sur la production des puits.

Alors que les puits RAA1, RAA2 et RAMA1 produisent avec un régime non critique. Malgré ça il n’y a pas une influence considérable sur la production de l’EPF à cause de ses faibles pressions de tête par rapport à celles des puits ERAA1 et NRAA1.

La comparaison entre le cas de base et le cas d’une installation de l’EPF au niveau de RAMA_RAA, on enregistre un gain important.

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV.12 : Le gain en fonction de la pression de séparation

| Pression de séparation (barg) | Qh (sm ³ /j) | Gain (sm ³ /j) |
|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| 28 | 1306.84 | 128.84 |
| 24 | 1321.51 | 143.51 |
| 20 | 1335.00 | 157 |
| 16 | 1347.38 | 169.38 |
| 11 | 1357.13 | 178.87 |
| 6 | 1364.72 | 186.47 |

La production de l'EPF varie légèrement avec la pression de séparation puisque :

- 🔗 Les puits de bons potentiels produisent avec un régime critique.
- 🔗 Le GOR de production n'est pas important (GOR=133 sm³/sm³).

Les résultats sont plus clairs sur le graphe suivant :

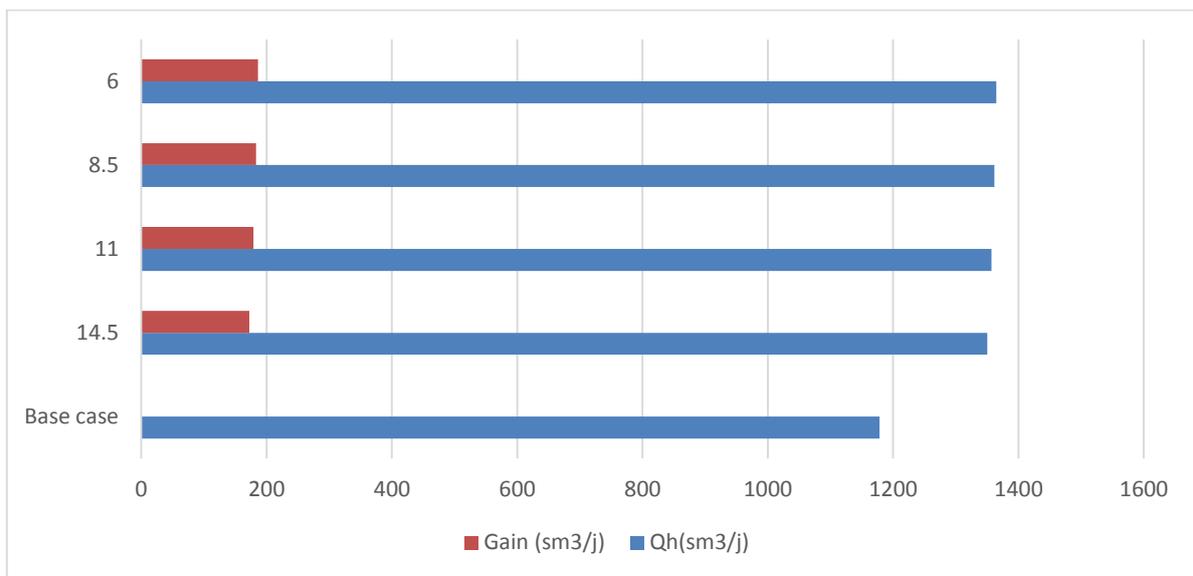


Figure IV.15 : La production de l'EPF avec le gain par rapport au cas de base

V.1. INTRODUCTION

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques, ... et sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation), pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. Avant même de parler de modèles d'opération de transformation de la matière, il faut des modèles pour prédire les propriétés physiques de la matière. C'est pourquoi ces simulateurs disposent tous d'une base de données thermodynamiques contenant les propriétés des corps purs (masse molaire, température d'ébullition sous conditions normales, paramètres des lois de tension de vapeur, ...). Cette base de données est enrichie d'un ensemble de modèles thermodynamiques permettant d'estimer les propriétés des mélanges. Tout simulateur industriel de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

- Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.
- Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité.
- Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : réacteur chimique, colonne de distillation, colonne de séparation, échangeurs de chaleur, pertes de charges, etc.

Avec ce type de logiciel, les ingénieurs peuvent à partir de la donnée des corps purs présents dans le procédé et du schéma de procédé, développer un modèle du processus reposant sur la mise en commun des équations décrivant les différentes opérations unitaires, les réactions chimiques, les propriétés des substances et des mélanges. [5]

V.2. PRESENTATION DU LOGICIEL ASPEN HYSYS

Le logiciel de simulation Aspen HYSYS est un environnement de procédé de simulation conçu pour servir les techniciens et les ingénieurs de pétrole, du gaz et du raffinage. Il est développé par Hyprotech (canada) .Il permet le traitement des problèmes simples, tels que les séparations et les problèmes plus complexes tel que la distillation atmosphérique du pétrole brut et les transformations chimiques.

A l'aide de l'environnement d'Aspen HYSYS, on peut effectuer les tâches suivantes :

- La résolution des bilans de matière et d'énergie ;
- Création de l'état d'équilibre rigoureux et les modèle dynamiques pour la conception des installations ;
- L'optimisation du procédé et le dimensionnement des équipements ;
- La gestion et planification économique, analyse, amélioration et planification des projets ;
- La manœuvre des variables et la topologie de procédé d'opération unitaire. [5]

V.3. DESIGN DE L'EPF

En utilisant le logiciel HYSYS et en basant sur trois options de production du champ RAMA, on va proposer 3 designs pour l'EPF qui est installé à 100 m du manifold RAA-M2.

- ✚ design 1 : Production d'huile non stabilisé et torchage de gaz.
- ✚ design 2 : Production d'huile non stabilisé et compression du gaz.
- ✚ design 3 : Production d'huile stabilisé et compression du gaz.

V.3.1. Données de base

Les propriétés des hydrocarbures sont basées sur la composition du gaz et de l'huile prise de l'étude PVT (Black oil) qui se réfère à l'échantillonnage de DST2 du puits RAA2 le 13/06/2014.

Tableau V.1 : La composition du brut

| Composants | Mol % |
|-----------------|--------|
| N2 | 2.715 |
| CO ₂ | 0.923 |
| nC1 | 22.861 |
| nC2 | 13.918 |
| nC3 | 8.948 |
| iC4 | 1.116 |
| nC4 | 4.618 |
| Néo-C5 | 0.016 |
| i-C5 | 1.261 |
| n-C5 | 2.764 |
| C6 | 3.442 |
| C7 ⁺ | 37.418 |

V.3.2. Spécifications de l'huile à exporter

L'huile exportée vers HEH doit être stabilisée conformément aux exigences du client :

- 🔗 TVR=0.650 kg/cm² à 38°C.
- 🔗 Densité= 0,7949 - 0,8082
- 🔗 Salinité <40 mg/l.
- 🔗 BSW< 0.5 %.

V.3.3. Description du processus

➤ design 1

Dans cette option la charge suit le chemin suivant :

- Le brut arrivant du manifold RAA-M2 est reçu dans un séparateur HP (V-100) avec une pression de séparation 11 bar.
- L'eau est déchargée vers un bournier.
- L'huile est envoyée vers un séparateur BP (V-101) pour flasher les composants légers avec une pression de 5 bars.
- Deux pompes sont fournies pour transférer l'huile séparée à travers des pipes 10'', 12'' ou 2*8'' (selon le stock) vers HEH, pour ensuite être expédiée vers CINA.
- Le gaz de deux séparateur HP et BP se met sur torche.

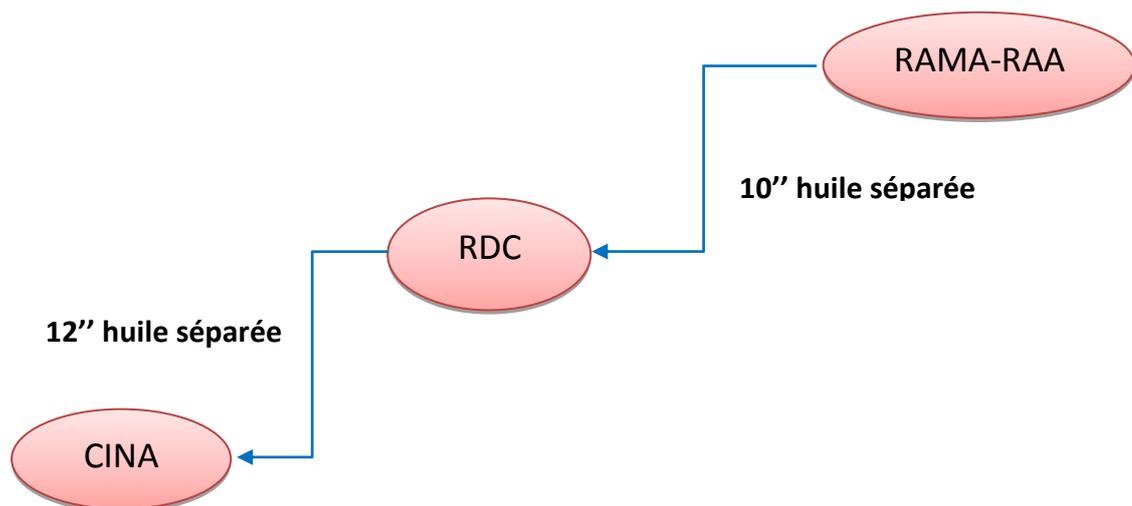


Figure V.1 : Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (design 1)

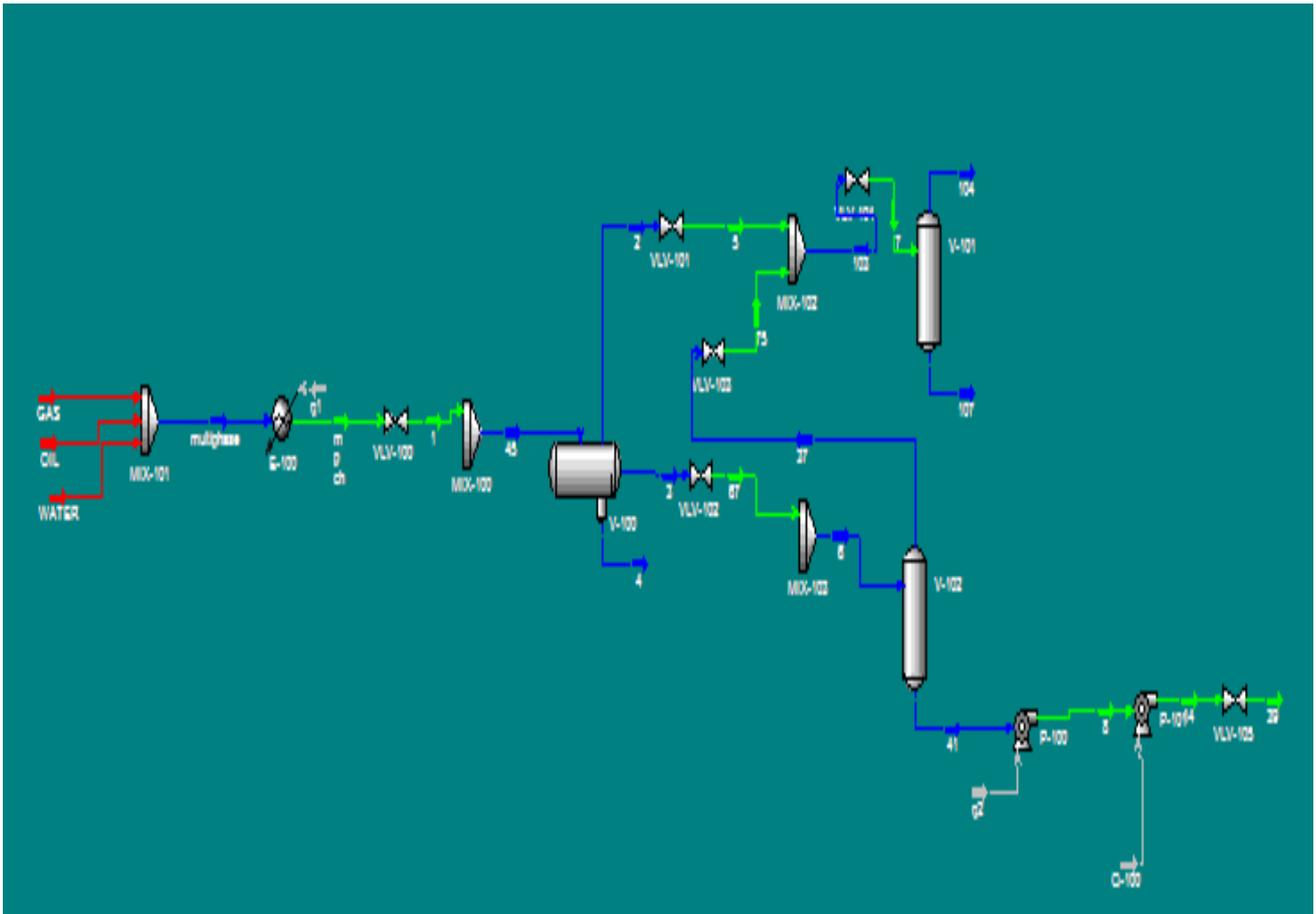


Figure V.2 : Design de l'EPF avec le design 1.

➤ design 2

Comme le design précédent mais avec l'addition d'un compresseur du gaz.

- Le gaz des séparateur HP et BP est transféré vers BRS à travers une ligne 10''.
- Un scrubber V-102 est ajouté pour séparer le liquide entrainé avec le gaz avant l'envoyer vers la compresseur.
- A certaines conditions le gaz soit saturé, la condensation de l'eau et de l'huile se faite. Pour éliminer tous les liquides restants, un séparateur horizontal 3 phase V-103 est ajouté pour éliminer l'eau et l'huile du gaz.
- L'huile séparée est pompée vers RDC à travers des pipes 10''.

N.B : Les conditions de la charge le long de processus sont mentionnées dans l'Annexe.

➤ design 3

Dans cette option on introduit un système de stabilisation :

- L'huile non stabilisée de séparateur HP (V-100) est préchauffée à l'aide d'un échangeur de chaleur (E-103) avant d'entrer dans le séparateur BP (V-101).
- L'huile qui sort du séparateur BP passe par une fusion électrostatique dans un coalescer (V-104) pour réduire le BSW (Basic sédiment and water) et éliminer les sels.
- Pour que le travail du coalescer soit efficace il faut injecter l'eau dans le système. Le mélange approprié de l'eau et l'huile est assuré par une vanne de control (MIX-105) ;
- L'huile qui sort du coalescer passe par la colonne de stabilisation T-100. L'huile entre dans deux différents étages de la colonne ;
- La colonne de stabilisation est chauffée par un réchauffeur externe (External direct firedheater).
- L'huile stabilisée de la colonne est refroidie à travers les échangeurs E-102 et E-103 respectivement ;
- Plus loin la température de la charge va encore diminuer en passant par un refroidisseur A-C 100 avant d'être stocké dans les bacs ;
- Après l'huile stabilisée conformément aux exigences du client est expédiée en utilisant les pompes à travers 8'' en se piquant sur 12'' reliant BRS à HEH au point le plus proche.
- Comme l'option 2 le gaz de séparateurs HP et BP est compressé et envoyé vers le centre de BRS.
- L'eau sera soit traitée sur site ou transférée vers un bourbier.

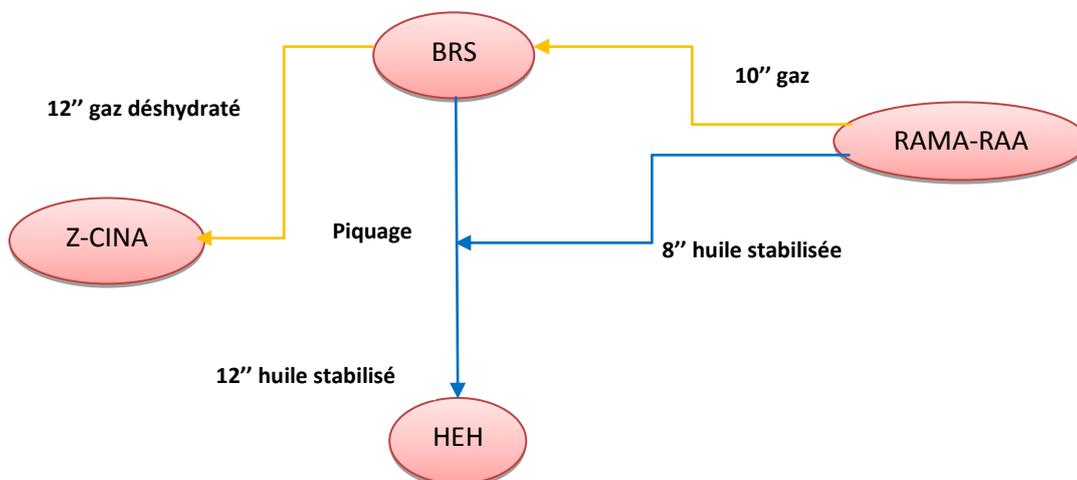


Figure V.5 : Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (design3)

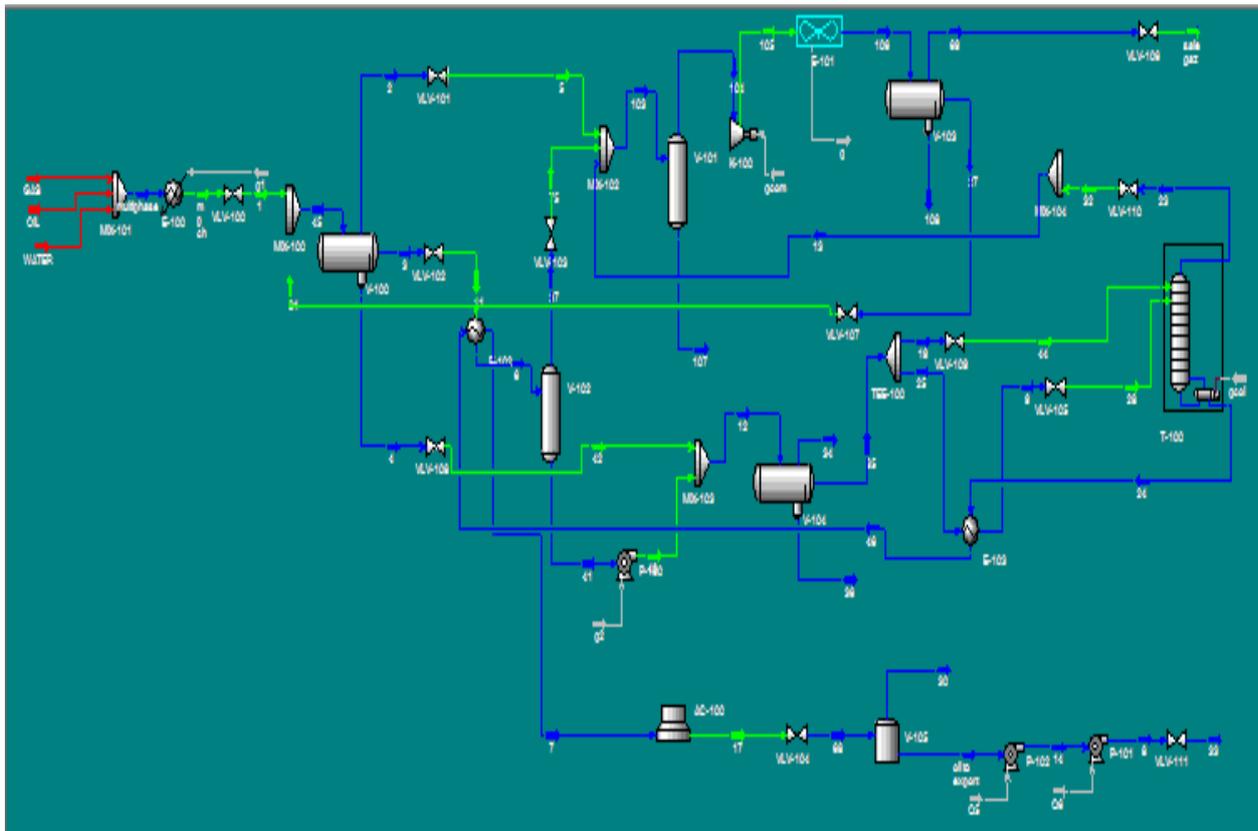


Figure V.6 : Design de l'EPF avec le design 3

V.4. APPROCHE TECHNO-ECONOMIQUE

V.4.1. Introduction

La résolution d'un problème technique industriel doit tenir compte d'un grand nombre de contraintes de natures différentes : technique, financières, juridiques, humaines...etc.

Dans tous les cas, elle doit prendre en compte les coûts de la solution proposée et son délai de réalisation.

Le rôle de l'ingénieur est d'apporter une réponse chiffrée à tout problème qui lui est posé.

Compte tenu de la complexité du problème technique industriel, son art consistera à :

- Poser les bonnes questions pour mieux les préciser.
- Choisir la méthode de résolution conduisant dans le respect des règles de l'art à la solution de moindre coût et de meilleurs délais.

Bien que les considérations économiques ne suffisent pas pour justifier des décisions dans des projets réels, l'analyse économique peut être utilisée pour assister le processus de prise de

décisions rationnelles, et de savoir si l'option technique sera rentable pour l'entreprise ou non, afin d'attribuer le nécessaire budget pour le nouveau projet.

V.4.2. Cout d'investissement du projet

Le prix de location d'une installation de l'EPF avec toutes options (Séparation, stabilisation, pompage, compression) est estimé à **21000 \$/j**. Ce montant comprend à la fois tous les coûts nécessaires pour réaliser ce projet.

En se basant sur l'option 3 et sur le gain en production calculé dans le chapitre 3, on fait une sensibilité sur le gain au prix du brut.

Tableau V.2 : Sensibilité sur le revenu journalier et le gain au prix du brut

| Gain en production | | | Prix du brut | Revenu journalier | Gain |
|--------------------|--------|---------|--------------|-------------------|---------|
| m3/h | m3/j | bbl/j | (\$) | (\$/j) | (\$/j) |
| 7.76 | 186.47 | 1172.76 | 55 | 64501.8 | 43501.8 |
| 7.76 | 186.47 | 1172.76 | 50 | 58638 | 37638 |
| 7.76 | 186.47 | 1172.76 | 45 | 52774.2 | 31774.2 |
| 7.76 | 186.47 | 1172.76 | 40 | 46910.4 | 25910.4 |
| 7.76 | 186.47 | 1172.76 | 35 | 41046.6 | 20046.6 |

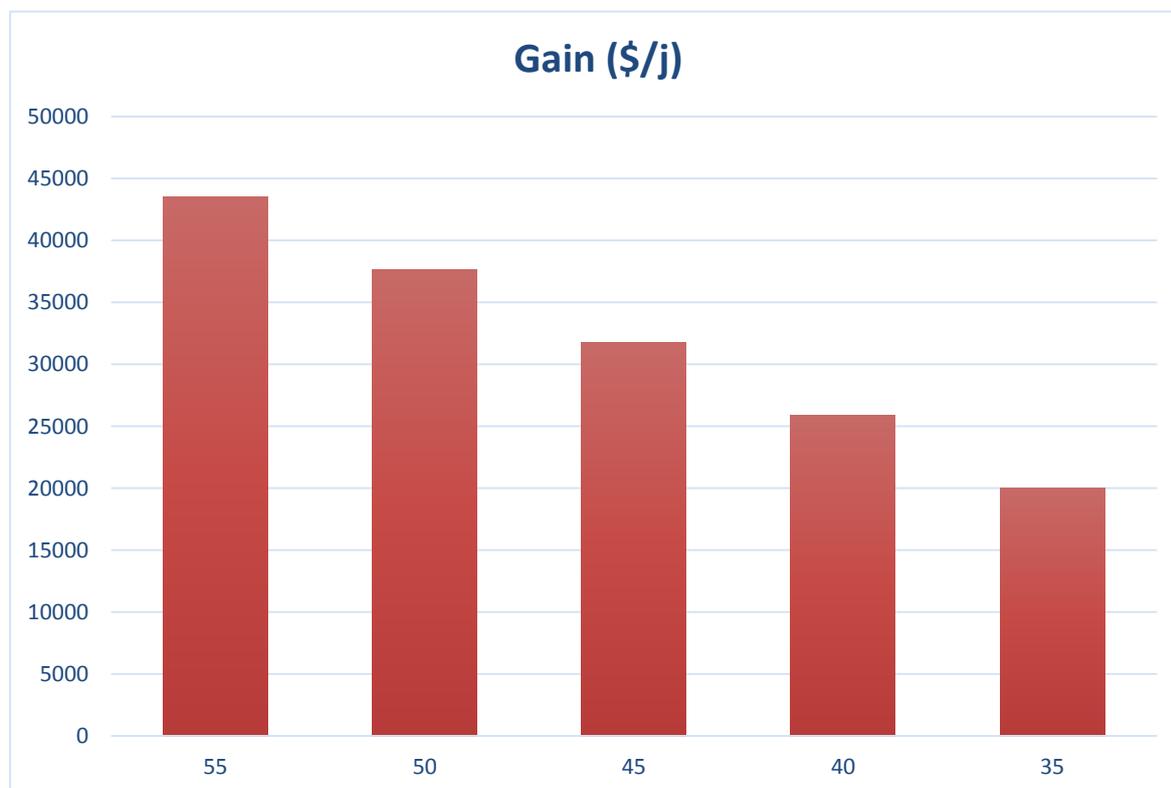


Figure V.7 : Sensibilité sur le gain au prix du brut

D'après les résultats présentés la figure, on constate que la diminution du prix du brut affecte directement le gain :

- ✚ Le gain sera entre **37638 et 43501.8\$/j** pour le cas le plus probable estimé (prix actuel du pétrole brut).
- ✚ Ce gain est prévue à environ **20046.6 \$/j** pour le cas pessimiste estimé.

En général, le gain est important, ce qui est normal en ce qui concerne le prix de location (**21000 \$/j**) et le gain de production. [3]



Chapitre I



Présentation du Champ





Chapitre II



Généralité sur le réseau de collecte et l'EPF





Chapitre III



Modélisation des Puits





Chapitre IV



Modélisation et Optimisation du réseau





Chapitre V



Design de l'EPF



Conclusion

Dans le cadre du développement du champ d'huile de RAA), une étude préliminaire a été réalisée pour collecter l'huile brute provenant des puits, notre étude consiste à améliorer la production dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.

A la base de l'analyse des pipelines du réseau de collecte, les points suivants ont été trouvés:

- Des pertes de charge additionnelles dans toutes les branches et spécialement dans les pipelines : RAMA1-M2, NRAA1-M1, M1-M2 et M2-EPF, peuvent être liées aux dépôts.
- Les pipelines M2-EPF, RAMA1-M2, NRAA1-M1 sont surdimensionnés ce qui provoque la corrosion et les dépôts.
- La dénivellation des pipelines fait apparaître le problème de hold up en cas de production de l'eau de dessalage ce qui freinent la production.

A la base de l'analyse de la production de l'EPF (BRS) et avec la confirmation de la simulation transitoire par le logiciel OLGA on trouve que la production d'huile se fait avec des bouchons du volume moyen entre 7 sm³/h à 76 sm³/h des fois 0 sm³/h.

- Le remplacement du pipeline 14'' M2-EPF par 10'' stabilise la production sans gain en production et sans contre-pression sur les puits.
- Le nettoyage globale du réseau de collecte et des duses nous permet d'obtenir un gain en production peut atteint 29% (13 sm³/h).

La mise en place d'un **EPF à RAMA_RAA** aboutit à un gain en production estimé à **186.47 sm³/j**.

La production de l'EPF RAMA-RAA varie légèrement avec la pression de séparation puisque :

- Si on fait la séparation sur le champ RAMA on passe au régime critique.
- Le GOR de production n'est pas important (GOR=133 sm³/sm³).

L'installation d'un système de stabilisation nous permis d'obtenir une huile conforme aux exigences du client et envoyer la production directement à HEH sans passer par RDC et CINA.

La séparation en deux étages avec les pressions 11 et 5 bar avant faire la stabilisation est la variante dominante pour obtenir un huile avec les spécifications demandées (TVR=0.650 kg/cm² à 38°C, D=0.7920, salinité <40 mg/l).

Dédicace

Je dédie ce modeste travail:

A ceux qui m'ont donné la vie, l'espoir et l'amour, à ceux

Qui m'ont encouragé le long de mes études :

Ma très chère mère et mon très cher père,

Que le dieu me les protège et me les garde;

A mes frères;

A toute ma famille;

A tous mes amis ;

A tous mes collègues de la faculté

Des hydrocarbures ;

A tous les personnes qui m'ont aidé de proche

Ou de loin pour réaliser ce travail.

Amir DJOUAMBI

Moustapha BOUROUILA

Randa MALLEM



Introduction général

Le champ de Hassi Messaoud est l'un des champs pétroliers les plus géants dans le monde. Dans la perspective de l'augmentation de la production globale du champ, Sonatrach a entamé l'exploitation des champs périphériques tel que le champ de RAMA-RAA (Rahlat Al Aouda)

Le champ de RAMA-RAA est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud. Actuellement il comprend 5 puits producteurs. L'exploitation du gisement pose de nombreux problèmes en raison d'éloignement des puits par rapport aux installations de traitement.

L'huile brute du champ RAA est acheminée vers le nouveau EPF (early production facilities) qui est installé à côté de l'usine existante du groupement BRS

Notre étude consiste à améliorer la production par l'installation d'un nouveau EPF au niveau du champ RAMA-RAA avec la compression du gaz et la stabilisation de l'huile et donc l'envoyer directement à HEH afin d'avoir le moins de perte de charges possibles tout en maximisant le débit et cela dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.

Le présent travail est structuré en cinq chapitres, suivi d'une conclusion. Le premier chapitre donne un aperçu sur la géologie et les caractéristiques des fluides de la zone. Le réseau de collecte et l'EPF ont été discutés dans le deuxième chapitre. Le troisième chapitre a été consacré à la modélisation des puits. On fait la Simulation du système puits-réseau avec différents scénarios dans le quatrième chapitre, enfin on a discuté le design de l'EPF avec différents scénarios et l'évaluation économique du projet dans le cinquième chapitre.

Liste des abréviations

| | |
|---------------|---|
| RAA: | Rahelt al Aouda |
| BRS: | Bir Sbâa |
| GBRS: | groupement Bir Sbâa |
| MOM: | Mouia Ouled Messaoud. |
| HBHJ: | hassi belhadje. |
| SI: | Trias. |
| API: | Américain Pétroleum Institute. |
| Bo: | Facteur Volumétrique du fluide de réservoir. |
| Bob: | Facteur volumétrique du gaz. |
| BBO: | Beggs and Brill Original. |
| BBR: | Beggs and Brill Revised. |
| HB : | Hagedorn and Brown. |
| ORK: | Orkiszewski. |
| D: | Diamètre du pipe. |
| Dm: | densité du mélange. |
| EPF: | Early Production Facilities. |
| FM: | Facteur de frottement du mélange. |
| GOR: | Gaz Oil Ration |
| HMD: | Hassi Messaoud. |
| IPR: | Inflow Performance Relationship. |
| VLP : | Vertical lift performance curve (Out Flow) |
| IP : | Indice de Productivité. |
| K : | Constante déterminé lors du dernier jaugeage. |
| Pp : | Pression de pipe |
| Pt : | Pression de tête |
| P mfd : | Pression de manifold |
| Pfd : | Pression de fond dynamique. |
| Pr : | Pression de réservoir. |
| Pb : | Pression de bulle. |
| Pwf : | pression de fond du puits |
| Psép : | Pression de séparation. |
| Q : | Débit d'huile. |
| Rs : | GOR de dissolution. |
| T : | Température. |
| μ : | Viscosité. |
| μ_{ob} : | Viscosité d'oil a la pression de bulle. |
| μ_{gb} : | Viscosité de gas a la pression de bulle. |
| Vm : | Vitesse du mélange. |
| Z : | compressibilité de gaz. |
| \emptyset : | Diamètre de la Duse. |
| DST : | drill stem test (test au cours de forage). |
| TVR : | Teneur vapeur ration. |
| BSW : | basic sediment and water. |
| HP : | High pressure. |
| Hb : | base pressure. |
| CINA : | centre industriel naili abdelhalim |
| HEH : | Haoud El Hamra. |
| RDC : | Rhoude Chegga. |

Liste des Figures

| | |
|--|----|
| Figure I.1 : Situation du champ RAMA-RAA | 2 |
| Figure I.2 : Elan du Puits RAA-1 (Réservoir Trias Série Inférieure) | 3 |
| Figure II.1 : Types d'écoulement horizontal | 7 |
| Figure II.2 : Liquide hold up | 9 |
| Figure II.3 : Régimes d'écoulement à travers la duse | 10 |
| Figure II.4 : Vue éclaté d'un séparateur triphasique | 12 |
| Figure II.5 : Vue détaillée d'un séparateur vertical | 12 |
| Figure II.6 : Schéma de principe de bilan thermique | 13 |
| Figure II.7 : Composition d'un rebouilleur | 14 |
| Figure II.8 : Composition d'un condenseur | 14 |
| Figure II.9 : Principe de l'échangeur tubulaire | 15 |
| Figure II.10 : Pompe centrifuge | 16 |
| Figure II.11 : Pompe volumétrique | 16 |
| Figure II.12 : Exemple d'un compresseur | 17 |
| Figure III.1 : IPR et VPL du puits ERAA1 après calage du modèle | 20 |
| Figure III.2 : Sensibilité sur le diamètre de la duse | 21 |
| Figure III.3 : Sensibilité sur le GOR | 21 |
| Figure III.4 : Sensibilité sur la pression de la tête | 22 |
| Figure III.5 : Courbe de tendance pour $Q_h=f(P_t)$ du puits ERAA1 | 22 |
| Figure IV.1 : Structure du réseau dans le PIPESIM | 23 |
| Figure IV.2 : Perte de charge dans le réseau | 25 |
| Figure IV.3 : Evaluation du débit d'huile en fonction de la pression de séparation | 26 |
| Figure IV.4 : Structure du réseau dans OLGA | 26 |
| Figure IV.5 : Production de l'EPF (10/11-27/11/2016) | 27 |
| Figure IV.6 : Simulation de la production de l'EPF dans 400 heures | 27 |
| Figure IV.7 : Simulation de la production de l'EPF en huile dans 48 heures | 27 |
| Figure IV.8 : Débit de gaz dans l'EPF pendant 48 heures | 28 |
| Figure IV.9 : Contre-pression de la ligne 14'' sur les manifolds | 28 |
| Figure IV.10 : Production d'huile avec 10'' M2-EPF | 29 |
| Figure IV.11 : Débit du gaz avec 10'' M2-EPF | 29 |
| Figure IV.12 : Stabilisation de la pression des manifolds | 29 |
| Figure IV.13 : Débit total d'huile dans le séparateur | 30 |
| Figure IV.14 : Débit du gaz dans le séparateur | 30 |

Liste des Figures

| | |
|---|----|
| Figure IV.15 : La production de l'EPF avec le gain par rapport au cas de base | 34 |
| Figure V.1 : Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (design 1) | 37 |
| Figure V.2 : Design de l'EPF avec le design 1 | 38 |
| Figure V.3 : Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (design 2) | 39 |
| Figure V.4 : Design de l'EPF avec le design 2 | 39 |
| Figure V.5 : Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (design3) | 40 |
| Figure V.6 : Design de l'EPF avec le design 3 | 41 |
| Figure V.7 : Sensibilité sur le gain au prix du brut | 42 |

Liste des Tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau I.1 : Volumes d’huile en place du gisement de Rahlet El Aouda..... | 4 |
| Tableau I.2 : Contacts des fluides | 5 |
| Tableau II.1 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge | 8 |
| Tableau III.1 : Données des essais des puits | 19 |
| Tableau III.2 : Données PVT | 19 |
| Tableau III.3 : Données des derniers jaugeages | 20 |
| Tableau IV.1: Données des liaisons puits-manifold/manifold –manifold /manifold-EPF..... | 24 |
| Tableau IV.2 : résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes | 25 |
| Tableau IV.3 : Résultats de la simulation du cas de base par PIPESIM | 26 |
| Tableau IV.4 : Gain en production après le nettoyage | 30 |
| Tableau IV.5 : Résultats de la séparation par 28barg..... | 31 |
| Tableau IV.6 : Résultats de la séparation par 24barg..... | 31 |
| Tableau IV.7 : Résultats de la séparation par 20barg..... | 32 |
| Tableau IV.8 : Résultats de la séparation par 16barg..... | 32 |
| Tableau IV.9 : Résultats de la séparation par 11barg..... | 32 |
| Tableau IV.10 : Résultats de la séparation par 6barg..... | 33 |
| Tableau IV.11 : Régimes d’écoulement à travers la duse | 33 |
| Tableau IV.12 : Le gain en fonction de la pression de séparation | 34 |
| Tableau V.1 : La composition du brut..... | 36 |
| Tableau V.2 : Sensibilité sur le revenu journalier et le gain au prix du brut..... | 42 |

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies

Renouvelable, des Sciences de la Terre et

L'Univers



Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master Professionnel

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Pétrolier

Spécialité : Production - Professionnel -

Présenté par : Amir Djouambi – Moustapha Bourouila –
Randa Mallem

Thème

Modélisation Et Optimisation Du Système De
Production Du Champ RAMA-RAA

Soutenu le 31/05/2017

Devant le jury composé de :

Président

Md Hafsi Fadila

Université Ouargla

Examineur

Md Boudjama Souhila – Mr: Anou Ahmed

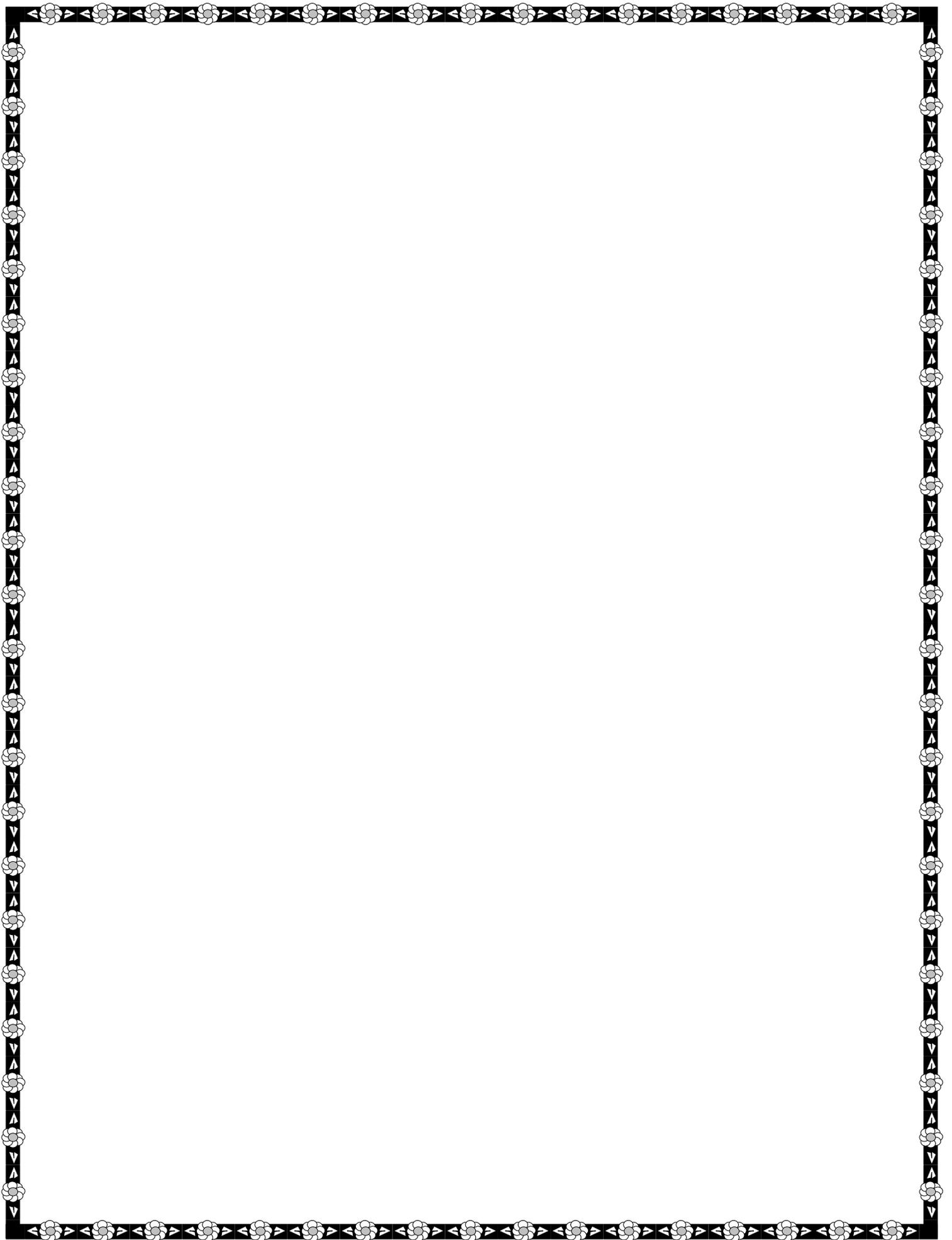
Université Ouargla

Rapporteur

Md Belmiloud Fatima Zohra

Université Ouargla

2016-2017



RECOMMANDATIONS

Les constats issus de cette étude nous ramènent à recommander ce qui suit :

- ☞ Remplacer les pipelines **NRAA1-M1** (4''), **RAMA1** (6'') et **M2-EPF** (14'') par 4'', 4'' et 10'' respectivement.
- ☞ Revoir la conception des pipelines afin d'éliminer le problème de liquide Hold up.
- ☞ Procéder au raclage des pipelines et le nettoyage des duses par l'eau douce.
- ☞ Produire les puits avec des diamètres optimisés de la duse à cause du contact huile-eau très proche aux perforations pour ne pas produire de l'eau.
- ☞ Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds.
- ☞ Etudier, en utilisant la simulation transitoire par le logiciel OLGA, les scénarios de :
 - Duser le système avant l'EPF pour stabiliser la production.
 - Simuler le système dans le cas d'injection continu de l'eau dans les puits.
- ☞ L'installation immédiate d'un **EPF** dans le champ **RAMA-RAA** avec :
 - Introduction d'un système de stabilisation de l'huile avec la compression du gaz.
 - La séparation en deux étages avec 11 et 5 bar avant passer sur la stabilisation.
 - L'installation d'une ligne 8'' pour l'expédition de l'huile stabilisée conformément aux exigences du client en se piquant sur 12'' reliant BRS à HEH au point plus proche.
 - L'envoi du gaz comprimé vers le centre de BRS à travers la ligne 14'' existé.

Remerciements

*Nous remercions tout d'abord Dieu le tout puissant
Qui nous éclaire le bon chemin.*

*Toute notre gratitude et nos sincères remerciements vont à
Notre encadreur «**Belmiloud Fatima Zohra**»,*

*Enseignant au département de production qui a suivi en permanence
l'évolution de ce travail.*

*Nos remerciements vont aussi aux membres du jury pour avoir accepté
D'évaluer ce mémoire.*

*Nous tenons aussi, à remercier l'ensemble des enseignants
Qui ont assuré notre formation durant le cursus de formation en les
hydrocarbures.*

*Nous tiendrons aussi à remercier tous les personnels de la direction EP
en particulier «**BELAID BEN DJERAD**»*

*Nous tenons enfin, à remercier tous ceux qui participé de
Prés ou de loin dans l'élaboration
De ce travail.*

Moustapha Bourouila

Amir djouambi

Randa Mallem

Belmiloud Fatima Zohra Merci !

Résumé

استغلال حقل رحلة العودة يطرح عدة مشاكل وذلك بسبب بعد الآبار عن محطة المعالجة و تعتمد دراستنا على تحسين الإنتاج بتجهيز الحقل بنظام خاص قصد تسريع الإنتاج. قمنا بنمذجة نظام الإنتاج بدراسة شاملة تعتمد على اختيار الحل الأمثل للوصول إلى أقل ضياع ممكن في الضغط لزيادة التدفق و هذا بهدف تمديد عمر الإنتاج

قمنا بنمذجة قدرة الآبار ثم قمنا بتصميم نموذج شبكة جمع البترول الخام باستخدام برنامج الكروني يقوم بمحاكاة تسمح باختيار القطر الملائم لكل أنبوب و الضغط الضروري للحصول على أفضل عملية فصل للمكونات

استعملنا برمجة رقمية اعتمدنا فيها على ثلاث سيناريوهات لإنتاج حقل رحلة العودة قمنا باقتراح ثلاث تصاميم لتركيبة نظام الإنتاج الموجود على بعد مئة متر من المجمع الثاني.

The exploitation of RAMA-RAA field faces many problems because of the farness of wells from the installations of treatment.

Our study purpose to improve the production by the installation of EPF production system. We will model the production system; we will create an ideal study to have a minimum of discharge in the same time to maximize the flow in the objective of extend the plateau of production.

We model the wells potential then we model and optimize the collect net by using the PIPESIM software by choosing optimal diameters of pipes and necessary pressure to have a best separation

Using HYSYS software and based on 3 RAA field production options

L'exploitation du champ RAMA-RAA pose de nombreux problèmes en raison d'éloignement des puits par rapport aux installations de traitement.

Notre étude consiste à améliorer la production par l'installation d'un système de production EPF on va modéliser le système de production, on va faire une étude d'optimisation afin d'avoir le moins de perte de charges possibles tout en maximisant le débit et cela dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.

On a modélisé le potentiel des puits ensuite on a modélisé et optimisé le réseau de collecte en utilisant le logiciel PIPESIM en choisissant les diamètres optimaux des pipes et la pression nécessaire pour avoir une meilleure séparation

En utilisant le logiciel HYSYS et en basant sur trois options de production du champ RAMA, on va proposer 3 designs pour l'EPF qui est installé à 100 m du manifold RAA-M2.

Mots clés : EPF, le réseau de collecte, PIPESIM, design.

Sommaire

LISTE DES ABREVIATIONS

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

Introduction général 1

Chapitre I : Présentation du champ

I.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE 2

I.2. ASPECT GEOLOGIQUE..... 2

I.2.1.Cadre géologique..... 2

I.2.2.Cadre structural 3

I.3. SYSTEME PETROLIER..... 4

I.4. PROPRIETES PETROPHYSIQUES ET RESERVES EN PLACE 4

I.5. CONTACTS DES FLUIDES 5

Chapitre II : Généralité sur le réseau de collecte et l'EPF

II.1. GENERALITES SUR LE RESEAU DE COLLECTE 6

II.2. ECOULEMENT MULTIPHASIQUE..... 6

II.2.1. Types d'écoulement 6

II.2.2. Variation de la pression le long d'une conduite..... 7

II.2.3.Liquid hold-up 9

II.2.4. Régimes d'écoulement à travers la duse 9

II.3.GENERALITES SUR L'EPF 11

II.3.1. La séparation 11

II.3.2. La distillation 13

II.3.2.1. Equipements auxiliaires 13

II.3.3. Le pompage..... 15

II.3.4. La compression 16

Chapitre III : Modélisation des puits

III.1. INTRODUCTION..... 18

III.2. MODELE RESERVOIR 18

III.3. LES DONNEES DES ESSAIS DES PUIITS..... 18

| | |
|--|----|
| III.4. LES DONNEES PVT..... | 19 |
| III.5. CHOIX DE LA CORRELATION DE L'ECOULEMENT VERTICAL | 19 |
| III.6.REPRODUCTION DES PERFORMANCES ACTUELLES DES PUITES | 20 |
| III.7. EXEMPLE DE CALCUL | 20 |

Chapitre IV : Modélisation et Optimisation du réseau

| | |
|---|----|
| IV.1. INTRODUCTION | 23 |
| IV.2. STRUCTURE DE RESEAU | 23 |
| IV.3. CHOIX DE LA CORRELATION | 24 |
| IV.4. SIMULATION DU RESEAU | 24 |
| IV.4.1.Cas de base | 24 |
| IV.4.2. EPF au niveau du champ RAMA-RAA | 31 |

Chapitre V : Design de l'EPF

| | |
|---|----|
| V.1. INTRODUCTION..... | 35 |
| V.2. PRESENTATION DU LOGICIEL ASPEN HYSYS | 35 |
| V.3. DESIGN DE L'EPF | 36 |
| V.3.1.Données de base | 36 |
| V.3.2. Spécifications de l'huile à exporter | 37 |
| V.3.3. Description du processus | 37 |
| V.4. APPROCHE TECHNO-ECONOMIQUE..... | 41 |
| V.4.1. Introduction..... | 41 |
| V.4.2. Cout d'investissement du projet | 42 |
| Conclusion général..... | 46 |

Bibliographie

Annexe