



**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la  
Recherche Scientifique**

**Université M'Hamed Bougara de Boumerdes**

**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Département de Gisements Miniers et Pétroliers**



## Mémoire de fin d'étude

**En vue de l'obtention du diplôme de master en hydrocarbures et Chimie**

**Option : Production des Hydrocarbures**

### Thème

**Modélisation et optimisation de système de  
production "puits et réseaux de collecte"  
du champ RAA-RAMA, HASSI MESSAOUD**

**Réalisé par :**

**LATRECHE Abdelghafour  
BOULMERDJ Assam**

**En cadré par :**

**Mr: SAIFI Redha**

Promotion 2020/2021

## *Remerciements*

Tout d'abord nous remercions notre Dieu qui nous a donné la force et le pouvoir de terminer ce modeste travail.

Nos remerciements vont à nos familles et en particulier nos parents pour leur soutien tout au long de nos études.

Nous remercions notre encadreur, le Professeur Mr : **SAIFI Redha** qui nous a guidé par ses orientations, ses conseils, et ses critiques tout au long de cette recherche nous donnant la liberté dont nous avons besoin. On ne peut que lui être reconnaissant surtout pour ses qualités intellectuelle et humaine.

Et enfin, nous remercions tous les enseignants de l'Université M'Hamed Bougara de Boumerdès "Faculté des Hydrocarbures et de Chimie" pour leur contribution à notre étude, ainsi qu'à nos camarades, amis pour leur aide précieuse.

### Sommaire :

Introduction générale	1
<b>Chapitre I : Présentation du champ RAMA-RAA</b>	
I.1 Introduction	3
I.2 Description du Champ RAMA-RA	4
I.2.1 Situation géographique	4
I.2.2 Situation géologique	5
I.2.3 Situation stratigraphique	7
I.2.4 Situation géophysique	10
I.2.5 Description du réservoir	10
I.2.6 Propriétés pétrophysiques et réserves en place	11
I.3 Contacts des fluides	11
<b>Chapitre II : Généralités sur le réseau collecte</b>	
II.2 Définition	13
II.3 Particularités des lignes de collecte	13
II.4 Plan de collectes	13
II.4 1 Liaison individuelle	13
II.4 2 Liaison par collecteur	14
II.5 Réseau de collecte champs RAMA-RAA	17
II.6 Définition de l'écoulement multiphasique	18
II.6.1 Écoulement avec bulle (bubbel flow)	18
II.6.2 Écoulement avec bouchant (Plug flow)	18
II.6.3 Écoulement stratifié (Stratified flow)	18
II.6.4 Écoulement avec vagues (Wavy flow)	18
II.6.5 Écoulement avec vagues moutonnantes (Slug flow)	19
II.6.6 Écoulement annulaire (Annular flow)	19
II.6.7 Écoulement brouillard (Spray flow)	19
II.7 Liquide Hold up	22
II.8 Régime d'écoulement à travers la duse	23
II.8.1 Régime critique	24
II.8.2 Régime transitoire	24
II.8.3 Régime non critique	24
II.9. Généralités sur les séparateurs	26
<b>Chapitre III : Modélisation des puits</b>	
III.1 Introduction	32
III.2 Modélisation des puits	32
III.2.1 Complétion	33
III.2.2 Composition du fluide de chaque puits	34
III.2.3 Modèle réservoir	36
III.2.4 Les données des essais des puits	36
III.2.5 Les données PVT	37
III.2.6 Les données de jaugeage	38
III.2.7 Réproduction des performances actuelles des puits	38
III.2.8 Le choix des corrélations de l'écoulement vertical	39
III.3 Algorithme de la procédure de modélisation	40
III.4 Exemple de calcul	41

## Sommaire

---

III.5 Interprétation des résultats	45
III.6 Conclusion	46
<b>Chapitre IV : Modélisation du système réservoir-surface</b>	
IV.1 Introduction	47
IV.2 Modèle Pipesim Reservoir-Surface	47
IV.3 le choix de corrélation du calcul de perte de charge	50
IV.4 Algorithme de la procédure de la modélisation	51
IV.5 Résultats de la modélisation	52
IV.5.1 les pertes de charge	53
IV.5.2 les vitesses d'écoulement	54
IV.5.3 Etude de l'influence de changement de débit cumulé en fonction $P_{sép}$	56
IV.6 Conclusion	61
<b>Chapitre V : Design de l'EPF</b>	
V.1. Introduction	62
V.2. Présentation du logiciel Aspen HYSYS	62
V.3. Design de l'EPF	63
V.3.3. Description du processus	64
V.3.3.1. Option1	64
V.3.3.2. Option2	66
V.3.3.3. Option3	68
V.4. Conception et simulation du système de récupération de gaz de torche	70
V.4.1. Conception du système FGR	70
V.4.2. Le processus de fonctionnement de l'installation du skid FGR	70
V.4.2. Simulation dynamique du système FGR	71
V.5. Approche technico-économique	73
V.5.1. Introduction	73
V.5.2. Coût d'investissement du projet EPF	74
Conclusion générale	75
Recommandations	75
Bibliographie	

## Liste des tableaux

---

### Liste des tableaux

Tableau.I.1. Coordonnées du permis d'exploitation (RAA) en UTM 32North Sahara 1959

Tableau.I.2. Propriétés petro-physiques moyennes des puits du gisement de Rahlet El Aouda

Tableau.I.3. Contacts des fluides

Tableau II.1. Les pertes de charges totales dans un système de production

Tableau III.1. Compositions de fluide champ RAMA

Tableau III.2. Données des essais des puits

Tableau III.3. Données PVT du champ RAMA

Tableau III.4 Données des derniers jaugeages

Tableau IV.1. Paramètres du pipeline

Tableau IV.2. Production des puits avec paramètres actuels  $P_{sep} = 8.6$  bar

Tableau IV.3. Paramètres simulés avec  $P_{sep} 6$  bars

Tableau IV.4. Paramètres simulés avec  $P_{sep} 7$  bars

Tableau IV.5. Paramètres simulés avec  $P_{sep} 10$  bars

Tableau IV.6. Les différents types de régimes de l'écoulement du champ RAA à travers la duse

Tableau IV.7. Le gain en fonction de la pression de séparation

Tableau IV.8. Le gain en production avec changement de la ligne 6" par une ligne de 8"

Tableau V.1 : La composition du brut

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

### Liste des figures

- Figure I.1. Périmètre d'exploitation de gisement Rahlet El Aouda
- Figure I.2. Plan de position des puits découverte RAA-RAMA
- Figure I.3. Position du gisement de Rahlet El Aouda
- Figure I.4. Coupe géologique Est Ouest passant par les puits RAA-1, RAMA-1 et ERAMA-1
- Figure II.1. Liaison individuelle
- Figure II.2. Liaison par collecteur
- Figure II.3. Schéma de réseau Huile Champ RAMA&RAA
- Figure II.4. Liquid hold-up
- Figure II.5. Régimes d'écoulement à travers la duse
- Figure II.6. Schéma général du traitement des effluents de puits
- Figure III.1. Complétion du puits ERAMA
- Figure III.2. Phase d'enveloppe du champ RAAA
- Figure III.3. Composition de fluide du réservoir
- Figure III.4. Les corrélations des écoulements verticaux puits NRAA
- Figure III.5. Profile de pression puits NRAA
- Figure III.6. Performance du puits NRAA après le calage
- Figure III.7. Sensibilité sur le diamètre de la duse puits RAA1
- Figure III.8. Débit d'huile en fonction du diamètre de la duse puits RAA
- Figure III.9. Sensibilité sur le diamètre de la duse puits NRAA1
- Figure III.10. Débit d'huile en fonction du diamètre de la duse puits NRAA1
- Figure III.11. Sensibilité sur la PG pour le puits NRAA1
- Figure III.12. Sensibilité sur la PG pour le puits RAA1
- Figure IV.1. Modèle Network
- Figure IV.2. Modèle principale de Pipeline
- Figure IV.3. Représentation des pertes de charge dans chaque pipe
- Figure IV.4. Représentation des vitesses de chaque pipe
- Figure IV.5. Evaluation du débit d'huile cumul en fonction de la pression de séparation
- Figure IV.6. Comparaison entre les pertes de charge cas de changement de pipe 6'' avec 8''
- Fig.V.1. Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (Option 1)
- Fig.V.2. Design de l'EPF avec l'option 1
- Fig.V.3. Diagramme du chemin de la production du champ RAMA(Option2)
- Fig.V.4. Design de l'EPF avec l'option 2
- Fig.V.5. Diagramme du chemin de la production du champ RAMA(Option3)
- Fig.V.6. Design de l'EPF avec l'option 3
- Fig.V.7. Le procès du skid FGR
- Fig. V.8. Graphique des changements dans la séparation des condensats
- Fig.V.9. Graphe de la température, la pression et le du débit au compresseur
- Fig.V.10. Le graphe de variation de température et de pression
- Fig.V.11. Sensibilité sur le gain au prix du brut

## Liste des abréviations

---

### List des abréviations

AOFP	Absolue Open Flow Potentiel
API	American Petroleum Institute
BRS	Bir sbâa
Bo	Facteur volumétrique d'huile
CIS	Centre Industriel Sud
D	Diamètre de pipe
DHasp	Pertes de charge dans la conduite d'aspiration
DP/Dh	Gradient de pression de l'écoulement vertical dans le tubing
EPF	Early production facilities (une installation complète de production de pétrole et du gaz)
F	Facteur de frottement
F(x)	Fonction du rapport $P_p/P_t$
FGR	Récupération de gaz de torche (Flare Gas Recovery)
Fm	Facteur de frottement
Fm	Facteur de frottement du mélange
G	Accélération de la pesanteur
G	Accélération de la gravité (9,81 m/s <sup>2</sup> )
Gc	Accélération de la gravité
Gc	Facteur de conversion
GOR	Gas Oil Ratio
HEH	Haoud El Hamra
IP	Indice de productivité
IPR	Inflow Performance Relationship
K	la perméabilité
K	Constante déterminée lors du dernier jaugeage
LDBP	Ligne directe bas pression
LDHP	Ligne directe haute pression
NPSH	Disponible: Net Positive Section Head
OLGA	OIL & GAS simulateur
Ps	Pression d'aspiration de la pompe
Pb	Pression de bulle

## Liste des abréviations

---

Pfd	Pression de fond dynamique
Pfs	Pression de fond statique
Pnoeud	La pression au point nodale.
PR	Pression de réservoir
Psep	Pression de séparateur
Pt	Pression de tête
Pwf	Pression de fond
Pwh	Pression de tête
Q	Pente de la conduite
Qo	Débit d'huile
RAA	Rahlet el Aouda
RAMA	Rahlet el Ammar
Rm	La densité du mélange
Tv	Tension de vapeur du liquide véhiculé
TVDSS	True Vertical Depth Sub Sea
Vg et Vl	Vitesses des phases gazeux et liquide
VLP	Vertical Lift Performance
Vm	Vitesse du mélange
Vm	La vitesse d'écoulement du mélange
Vm	Vitesse du mélange
Vsg et Vsl	Vitesses superficielles des phases gazeux et liquide
Wg, Wl	Les débits massiques de gaz et de liquide
Pm	Masse volumique du mélange
$\mu$ O	Viscosité d'huile
$\emptyset$	Diamètre de la dusse

### Introduction générale

Le champ de Hassi Messaoud est l'un des champs pétroliers les plus grands dans le monde. Dans la perspective de l'augmentation de la production globale du champ, la SONATRACH a entamé l'exploitation des champs périphériques tel que le champ de RAMA-RAA.

Ce projet 'EPF' est d'importance vu qu'il va permettre de récupérer d'importantes quantités de gaz torché au niveau de Hassi Messaoud, puis les vendre, notamment dans la conjoncture actuelle du recul des prix du pétrole.

L'huile brute du champ RAMA est acheminée vers le nouveau EPF qui est installé à côté de l'usine existante du groupement BRS.

L'huile issue de la séparation triphasique est envoyée à l'aide d'une pompe via deux lignes de transfert 8" au point de raccordement sur les deux lignes existants 10" et 12" reliant RDC à CINA.

Le gaz est envoyé vers torche alors que l'eau est transférée vers un bourbier.

Il est bien connu que les écoulements diphasiques sont d'une importance pratique considérable pour l'industrie pétrolière, ... etc. La simulation de ces écoulements dans le cas d'un régime transitoire exige des efforts importants, et ce fait généralement par des codes de calcul. Parmi ces derniers OLGA, développé par Bendiksen et al traite des problèmes relatifs aux pipelines de pétrole et de gaz suivi par d'autres tels que TACITE Fabre et al et TRAFLOW (compagnie SELL). Taitel et al ont proposé un modèle simple dans lequel l'écoulement est régi par un modèle constitué d'une équation de continuité en régime non permanent et une forme algébrique de l'équation de quantité de mouvement. Cette approche a donné des résultats satisfaisants dans l'ensemble. Néanmoins il n'a pas été tenu compte de la compressibilité du gaz et son influence sur l'évolution des configurations. Dans une récente étude, Vigneron a élaboré une comparaison détaillée des performances des codes précités ainsi que les modèles théoriques qui y sont utilisés. Dans le présent travail nous proposons une modélisation détaillée d'un écoulement gaz liquide en régime transitoire dans le champ de RAMA et RAA.

L'exploitation du champ est devenue compliquée et soumise à des contraintes de flow assurance divers (migration des fines, sel, asphalte, water conning ...). Les puits commencent à produire avec des débits souhaités mais en tendance toujours à chuter plus ou moins rapidement dans une courte durée. Aussi, le temps en production des puits (Uptime production) ne cesse de diminuer et on sera face à l'abandon provisoire des puits.

A titre indicatif, le débit du puits RAMA1 est passé de 19.32 m<sup>3</sup>/h (1er jaugeage le 18/07/2017) à un moyen de 1.5 m<sup>3</sup> /h avec un débit d'eau de gisement récupéré de 760 l/h. Le puits a été fermé récemment suite à un débit nul.

Afin de résoudre le problème de déclin de production plusieurs interventions ont été effectuées sur les puits comme ; grattage avec WL, bouchon d'eau, ré-perforation, traitement au reformat, Squeeze HCL, acidification, sans pouvoir restaurer le potentiel des puits.

La présente étude tentera, en premier lieu, de faire une évaluation des performances de production des puits du champ de RAA ainsi que d'identifier les problèmes des pertes de charge rencontrés dans le réseau de surface en raison d'éloignement des puits par rapport aux installations de traitement. Afin d'avoir le moins de pertes de charges possibles tout en maximisant le débit et cela dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.

Notre étude est composée de Cinq chapitres :

- Présentation du champ RAMA-RAA,
- Généralités sur le réseau de collecte.
- Modélisation et optimisation des puits.
- Modélisation et optimisation du réseau de collecte.
- Design de l'EPF.

## Chapitre I : Présentation du champ RAMA-RAA

### I.1 Introduction

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Messaoud (Figure I.1). La superficie couverte par le permis d'exploitation est de 246.30 km<sup>2</sup>. Le réservoir Triasique (Série Inférieure) représente l'objectif principal du champ, il a été découvert par le forage du puits RAA1 en 2010. Les Grés d'Ouargla représentent un objectif secondaire découvert par le puits RAA2 en 2014(**Fig I.2**). Un autre puits de recherche RAMA1, foré en 2014 a également produit du réservoir Triasique Série Inférieure. Sur la base des résultats des puits forés, le réservoir gréseux est principalement développé à la base de formation Trias SI, avec des épaisseurs faibles, variant entre 6 et 12m. Le réservoir Triasique du gisement de RAA se caractérise par de bonnes propriétés pétrophysique. Les débits de puits obtenus varient entre 10 et 33 m<sup>3</sup>/h sur la duse 32/64".

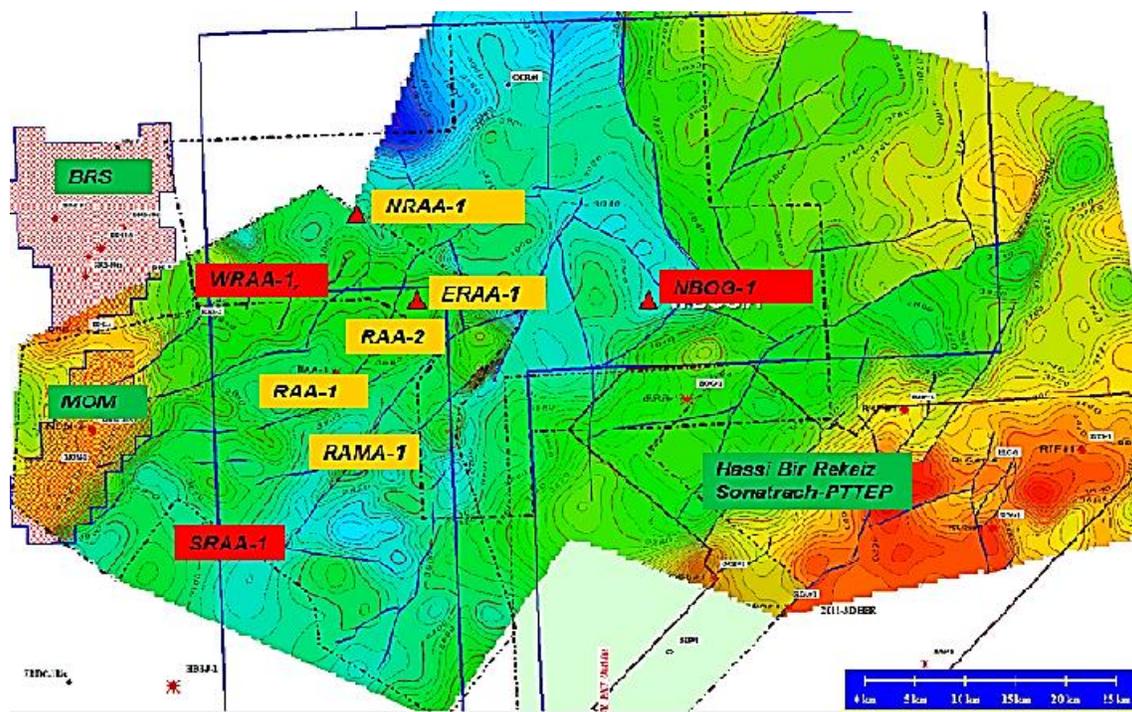


Figure I.1 : Périmètre d'exploitation de gisement Rahlet El Aouda.

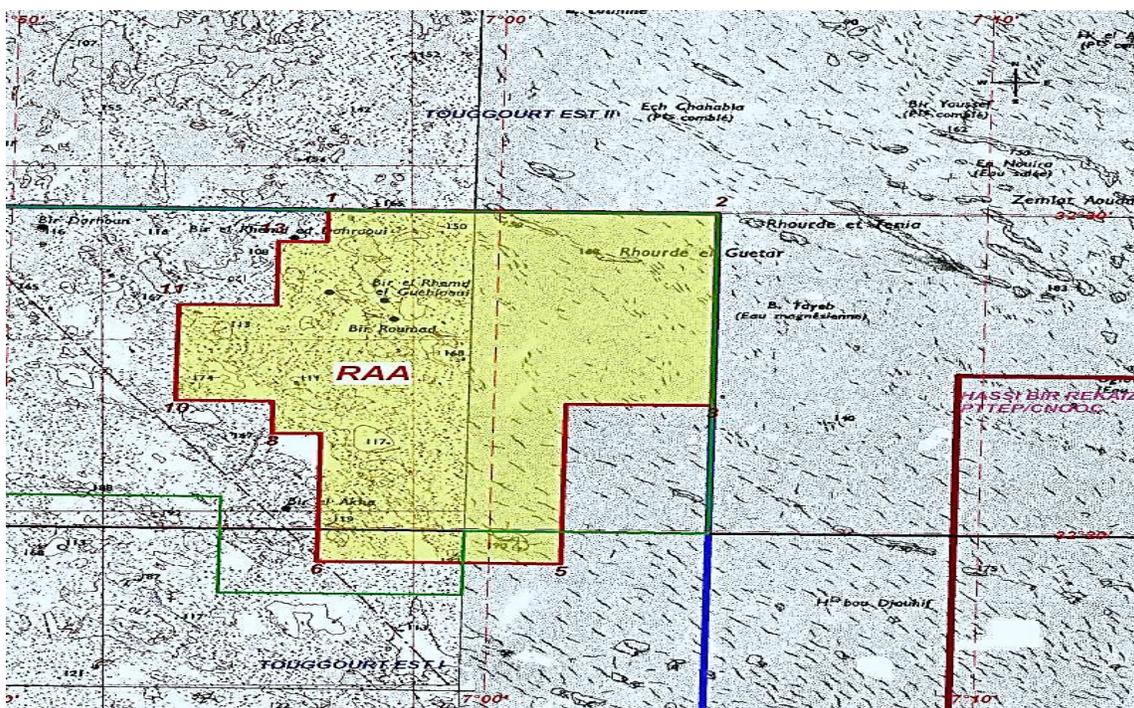


Figure I.2 : Plan de position des puits découverte RAA- RAMA.

## I.2 Description de champ RAMA-RAA

### I.2.1 Situation géographique

Le périmètre du Permis d'Exploitation du champ de Rahlet El Aouda proposé et dénommé «Périmètre de Rahlet El Aouda » (Figure I.2) est défini par les limites du gisement. La superficie couverte par le permis d'exploitation est de **246.30** km<sup>2</sup>. Le tableau I.1 présente les coordonnées géographiques et UTM32 des points définissant ce périmètre.

La zone du Permis est délimitée par les méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par les parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur. Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'Ellipsoïde de Clarke 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord.

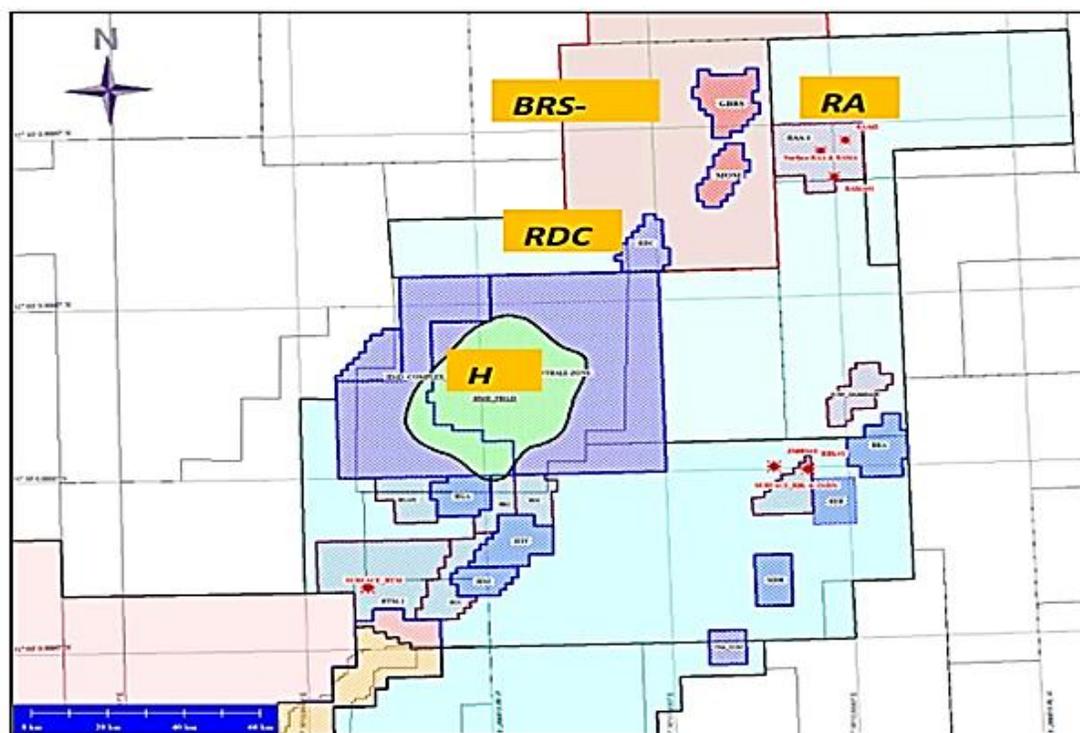
Les coordonnées en plan (quadrillage) décrivant le périmètre sont exprimées dans le système de projection Universel Transverse Mercator (UTM 32 -North Sahara 1959).

**Tableau I.1 :** Coordonnées du permis d'exploitation Rahlet el Aouda (RAA) en UTM 32-North Sahara 1959.

Coordonnées géographiques et UTM du périmètre d'exploitation Rahlet el Aouda (RAA)				
Sommet	Géographiques		UTM-32	
	Longitude	Latitude	X	Y
1	6°57'00"	32°30'00"	312 272.70	3 606 588.71
2	7°05'00"	32°30'00"	320 095.93	3 606 444.66
3	7°05'00"	32°24'00"	319 896.39	3 595 357.34
4	7°02'00"	32°24'00"	329 294.48	3 595 192.84
5	7°02'00"	32°19'00"	329 168.69	3 587 801.56
6	6°57'00"	32°19'00"	326 033.71	3 587 855.36
7	6°57'00"	32°23'00"	326 001.72	3 586 007.53
8	6°56'00"	32°23'00"	315 027.07	3 586 203.47
9	6°56'00"	32°24'00"	314 857.26	3 576 964.15
10	6°54'00"	32°24'00"	307 010.82	3 577 111.24
11	6°54'00"	32°27'00"	307 152.39	3 584 502.85
12	6°56'00"	32°27'00"	305 584.23	3 584 533.03
13	6°56'00"	32°29'00"	305 619.95	3 586 380.96
14	6°57'00"	32°29'00"	302 484.19	3 586 442.08
Superficie = 246.30 Km <sup>2</sup>				

### I.2.2 Situation géologique

Le gisement de Rahlet El Aouda a été découvert en 2010, il se trouve, à 65 Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chegga, et à 10 km et 28 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (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.3).



**Figure I.3 :** Position du gisement de Rahlet El Aouda

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 et récemment les résultats encourageants obtenus par les forages des puits dont les tests réalisés au droit du réservoir Trias « Série Inférieure » ont montré d'excellents résultats.

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

#### ✦ Cas 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.

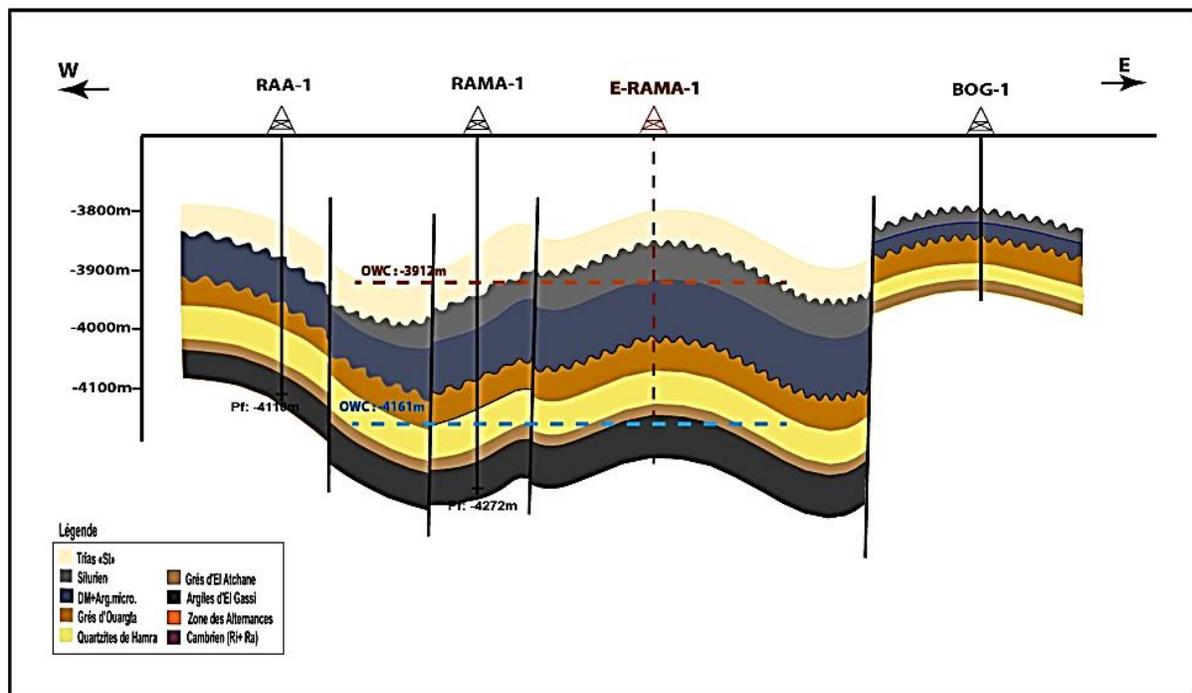


Figure I.4 : Coupe géologique Est Ouest passant par les puits RAA-1, RAMA-1 et ERAMA-1

### I 2.3 Situation stratigraphique

#### ✦ Dépôts Cénozoïque

**Mio-Pliocène :** Sable translucide à jaunâtre, fin, moyen à grossier, mal classé à sub-arrondi, passant à des grès blanc, avec de fine passée d'argile brune à jaunâtre, silteuse tendre à pâteuse.

**Eocène :** Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomie Blanche et fines passées d'argile grise.

**✦ Dépôts Mésozoïque****CRETACE :**

**Sénonien Carbonaté :** Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

**Sénonien Anhydritique :** Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite.

**Sénonien Salifère :** Sel massif blanc à translucide, passées d'anhydrite blanche, de calcaire gris beige et d'argile gris vert tendre.

**Turonien :** Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

**Cénomaniens :** Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

**Albien :** Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

**Aptien :** Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.

**Barrémien :** Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

**Néocomien :** Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

**JURASSIQUE :**

**Malm :** Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite.

**Dogger Argileux :** Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.

**Dogger Lagunaire :** Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.

**Lias Anhydritique (LD1 + LS1) :** Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.

**Lias Salifère (LS2 + LD2) :** Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun – rouge de marne et de dolomie.

**Horizon " B " (LD3) :** Calcaire gris argileux et argile grise à brune.

**Lias S1 + S2 :** Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

**Lias S3 :** Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

**Lias Argileux :** Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

#### **TRIAS :**

**Trias S4 :** Alternance de sel massif blanc, translucide parfois rosâtre et d'argile grise à gris – verdâtre et brun –foncé à brun –rouge, indurée, silteuse. Présence d'anhydrite blanche pulvérulente.

**Trias argileux inférieur :** Argile brun – rouge à brune et gris –verdâtre, indurée, silteuse à inclusion et présence d'anhydrite blanche, pulvérulente et fines passées de sel massif blanc, translucide et de grés blanc, très fin, friable, argileux, rarement siliceux, dur.

**Trias T2 +T1 :** Argile brun – rouge à brune et grise à gris- verdâtre, indurée, silteuse, dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, microcristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations de grés brun- rouge, très fin à fin, sub-anguleux à sub – arrondi, micacé, argileux à argilo dolomitique, moyennement dur.

**Trias « Série inférieure » :** L'unité principale du Trias est la Série inférieure (Trias argilo gréseux inférieur) C'est une alternance argilo-gréseuse qui repose directement sur la Discordance Hercynienne. Elle est constituée d'une alternance d'argile brun rouge et vert, tendre à indurée légèrement carbonaté ; présence de roche éruptives gris sombre à gris brun, ainsi que de grés brun rouge, fin a moyen, moyennement dur.

### ✦ Dépôts Paléozoïques

#### ORDOVICIEN :

**Grès d'Ouargla :** avec passées d'argiles gris-noir indurée, siliceuse et feuilletée présence de joints stylo lithiques et trace de glauconie.

**Quartzites de Hamra :** Grés blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compacte dur avec passées d'argiles gris - noir indurée, siliceuse et feuilletée.

**Grés d'El Atchane :** Grés gris –blanc à gris verdâtre, très fin à fin, glauconie, moyennement à bien consolidé, siliceux à silico-argileux avec passées d'argile gris noir à noire, indurée, silteuse et feuilletée.

**Argiles d'El Gassi :** Argiles grises à noire, induré, silteuse et micacée à cristaux de pyrite.

#### CAMBRIEN :

**Zone des Alternances :** Alternances d'argiles noires feuilletées, micacées intercalées de grés fins siliceux, localement friables.

**Cambrien « Ri + Ra » :** Grés blanc à gris vert, fins à moyens, siliceux à silico-quartzitiques, dures à tigillites avec passées d'argile grise à verte.

### I 2.4 Situation géophysique

Le champ Rahlet El Aouda a été couvert par un programme sismique 2D TGT de qualité satisfaisante avec une superficie de 720km qui recouvre la structure de RAA-1, et de RAMA-1. Un programme 3D RAA (sismique acquise en 2011 et traitée en 2013) d'une superficie de 1097km<sup>2</sup> recouvre l'ensemble des structures de RAA.

Des profils sismiques 2D des campagnes 95 et 96-TGT et 98 ZB ont été intégrés pour un meilleur contrôle des structures RAA-1, NRAA-1 et ERAA-1 (ces deux derniers sont situés à l'extérieur du périmètre Touggourt Est).

### I 2.5 Description du réservoir :

- ✦ **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 grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de tigillites présence de fissures subverticales 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 (Grès d'Ouargla + Quartzites de Hamra).
- ✦ **Roche mère et migration** : La principale roche mère connue sur toute la plateforme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs ordoviciens et triasiques de la région.

La migration des hydrocarbures dans cette zone s'effectue le long de la discordance hercynienne et à travers les grès du Trias (SI), ainsi que les failles.

## I 2.6 Propriétés pétrophysiques et réserves en place

L'évaluation petro-physique des puits du périmètre de Rahlet El Aouda a été réalisée en utilisant le module ELAN PLUS. Trois puits ont été interprétés dans le périmètre de RAA (tableau I.2). Le réservoir principal considéré est le Trias (Série inférieure) et le réservoir secondaire est l'Ordovicien (Grès d'Ouargla).

Puits	Réservoirs	N/G	Net Pay(m)	Porosité(%)	Sw (%)
RAA-1	Trias SI	0.61	05	10	19
	Grès d'Ouargla	0.2	04	05	42
	Quartzite H	-	28	07	35
RAA-2	Trias SI	0.61	08	10	19
	Grès d'Ouargla	0.54	07	09	20
RAMA-1	Trias SI	0.50	06	7.5	10

**Tableau I.2** : Propriétés petro-physiques moyennes des puits du gisement de Rahlet El Aouda.

## I.3 Contacts des fluides

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

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

<b>Puits</b>	<b>Réservoirs</b>	<b>OWC (m) (TVDSS)</b>
RAA-1	Trias SI	-3842.5
RAA-2	Trias SI	-3812
RAMA-1	Trias SI	-3876 / ODT
ERAA-1	Trias SI	-3912

**Tableau I.3** : Contacts des fluides

## Chapitre II : Généralités sur le réseau de collecte

### II.1 Définition

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires affectés au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et un centre de traitement. Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement.

### II.2 Particularités des lignes de collecte

Elles transportent presque toujours un effluent poly-phasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes. Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours de perte de charge importante .

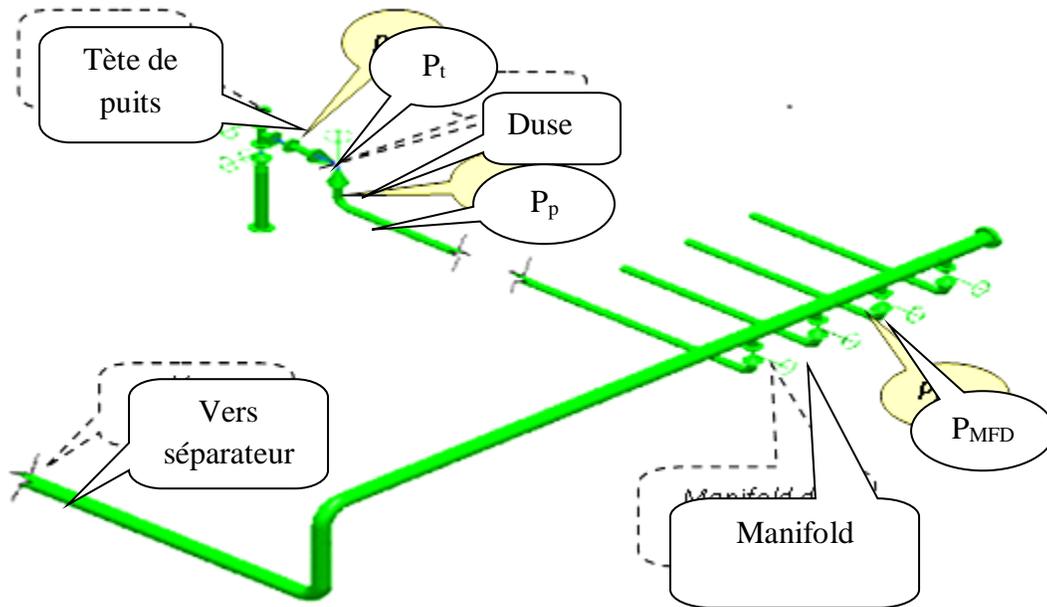
Les pressions de travail des collectes peuvent être très élevées. C'est le cas des gisements de gaz ou des gisements d'huiles à fort GOR. La sécurité impose alors la mise en place de vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand des conditions anormales apparaissent .

### II.3 Plan de collectes

#### II.3.1 Liaison individuelle

Chaque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement. Cette formule offre d'importants avantages techniques :

- Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt ;
- Vérification de fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivée ;
- Rapidité de passage en essai avec éventuelle possibilité de modification du régime d'écoulement par l'intervention au manifold ;
- Commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée ;
- Possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus.



**Figure II.1:** Liaison individuelle

### II.3.2 Liaison par collecteur

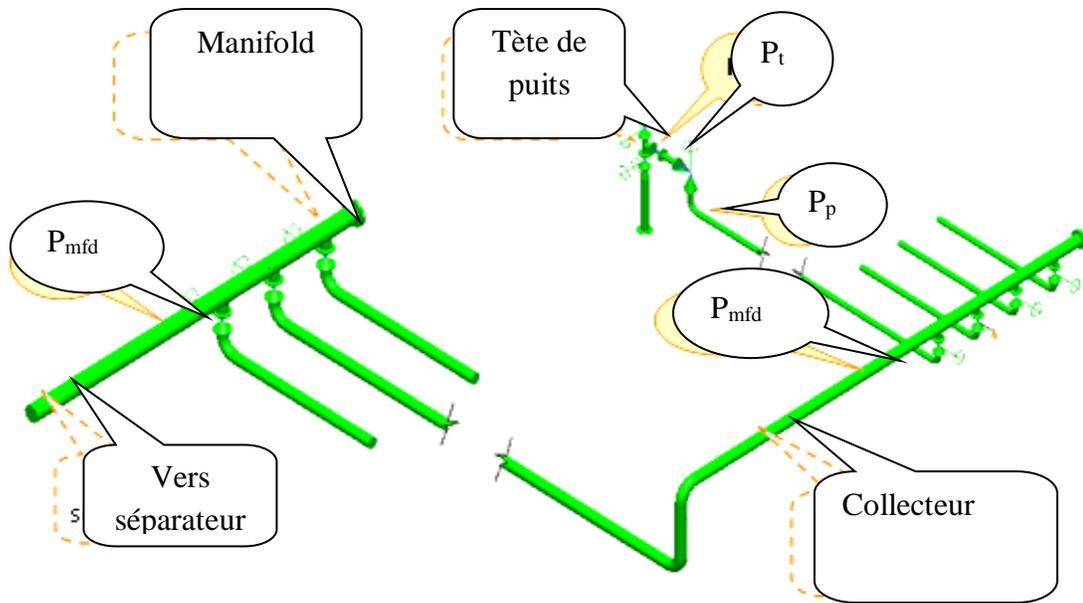
Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tels que les lignes individuelles soient les plus courts possibles .

Le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux le centre de traitement éloigné. Ceci n'est plus vrai pour la plupart des petits champs où la collecte individuelle est souvent préférable. Il faut en outre savoir que la formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que technique :

- **Inconvénients financiers** : Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement est engagé avant le champ n'ait rien produit.
- **Inconvénients techniques** :
  1. La production entière peut être polluée par celle d'un émettant de l'eau.
  2. L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai ; perte de temps gênantes quand les puits sont nombreux et le programme de contrôle est chargé.

3. La conduite et la surveillance de l'exploitation impose des navettes fréquentes du personnel entre les Manifolds et le centre de traitement ce qui entraîne une augmentation des frais d'exploitation.

Cet ensemble de considérations explique que, dans un cas litigieux, beaucoup de producteurs préfèrent opter pour la liaison individuelle, même si celle-ci revient un peu plus chère.



**Figure II.2 :** Liaison par collecteur

- **Le Réseau de Collecte Sud :** Il est plus compliqué que celui du nord. Il comporte un système de collecte composé d'environ 1300 km de pipelines, 45 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 400 puits.

Une grande partie de la production de ces puits est séparées dans les six stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau d'Unité de Traitement et Stabilisation de Brut (UTBS) .Toutes les stations satellites contiennent, chacune, un manifold, deux séparateurs ou plus, une pomperie composée de plus de deux pompes d'expédition d'huile et une station de compression du gaz. L'huile séparée dans ces stations est pompée pour être envoyés vers UTBS et le gaz est comprimé et envoyés vers CIS.

La production des puits non séparée dans les stations satellite est envoyée directement vers les séparateurs HP et BP au niveau du CIS. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 28 Bar, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 Bar. Le gaz riche est envoyé vers les unités de GPL pour l'extraction des condensas, le gaz léger est comprimé, jusqu'à 400 Bar, dans les stations de compression pour être injecté dans les puits injecteurs gaz et gaz lift.

- **Le Réseau de Collecte Nord** : Il comporte un système de collecte composé d'environ 1100 km de pipelines, 50 manifolds, 9 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 300 puits. Une grande partie de la production de ces puits est séparées dans les neuf stations de séparations avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA). Parmi les neuf stations de séparations :
  - Six contiennent, chacune, un manifold, un séparateur horizontal et deux pompes d'expédition d'huile. Le gaz séparé dans ces stations est expédié vers CINA par gravité ;
  - Deux contiennent, chacune, un manifold et un séparateur horizontal. L'huile et le gaz séparés dans ces stations sont expédiés par gravité vers une troisième station (celle décrite ci-dessous) ;
  - Une station contient un manifold, deux séparateurs horizontaux, un séparateur vertical, trois pompes d'expédition d'huile et une station de compression de gaz. La production des puits connectés à cette station est séparée dans le séparateur HP. L'huile sortante de ce séparateur ainsi que celle venant des deux stations décrites ci-dessus sont séparées,

Pour une deuxième fois, dans le séparateur MP avant d'être pompés vers CINA. Une quantité du gaz sortant de ces séparateurs ainsi que celui venant des deux stations sont comprimés vers CINA. Le reste du gaz est expédié par gravité vers une station du sud (en cas de besoin) ou vers CINA.

Au niveau de CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2ème étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 Bar. La production de quelques puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau de CINA,



## II.5 Définition de l'écoulement 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. Les pertes de charge sont différentes suivant le type d'écoulement.

### II.5.1 Ecoulement avec bulle (Bubble flow) :

Le gaz, en petites quantités (GOR très faible), se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite pipe à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

### II.5.2 Ecoulement avec bouchant (Plug flow) :

La phase gazeuse croit. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite, l'écoulement se fait par alternance de bouchons de liquide et de gaz.

### II.5.3 Ecoulement stratifié (Stratified flow) :

Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite et le liquide la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plan.

### II.5.4 Ecoulement avec vagues (Wavy flow) :

Le régime d'écoulement est analogue au précédent Mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue, le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations (vagues) apparaissent sur l'interface

**II.5.5 Ecoulement avec vagues moutonnantes (Slug flow) :**

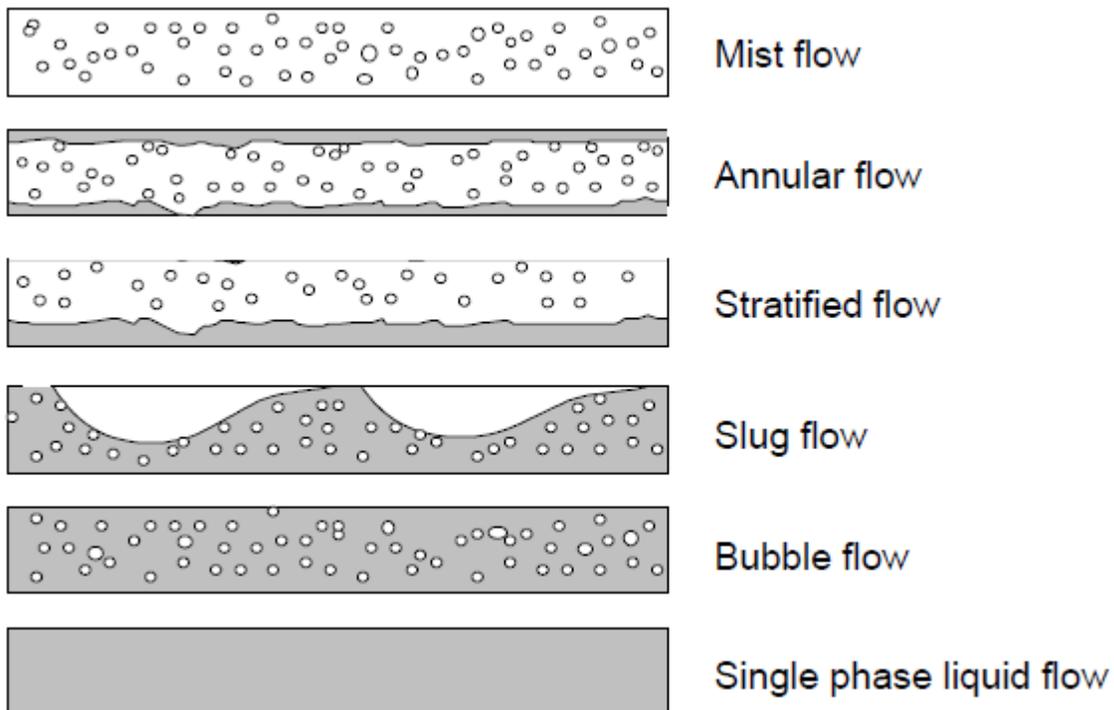
Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi de pipe et la vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

**II.5.6 Ecoulement annulaire (annulaire flow) :**

La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube et le gaz circule dans la partie centrale.

**II.5.7 Ecoulement brouillard (Spray flow) :**

L'importance de la phase liquide est faible de celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voir sa totalité est entraînée sous forme de brouillard.



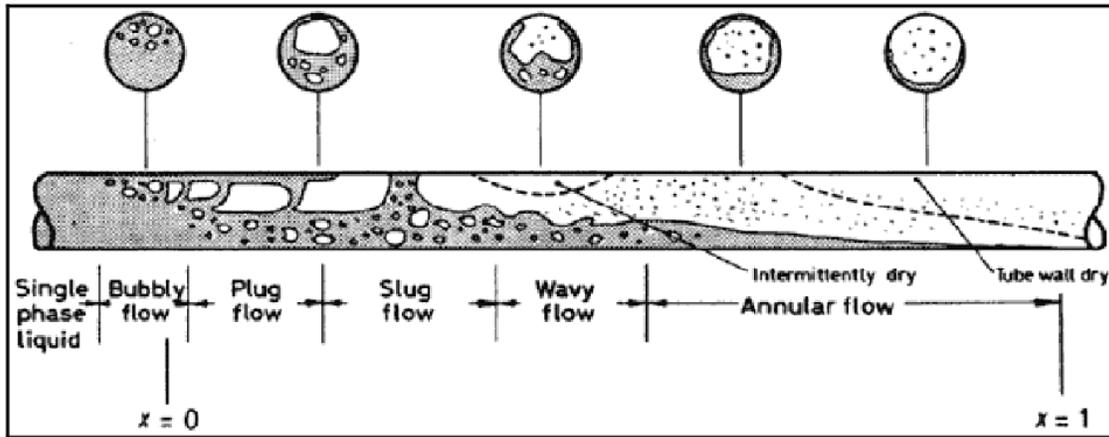


Figure II.4 : types d'écoulement

- **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 :

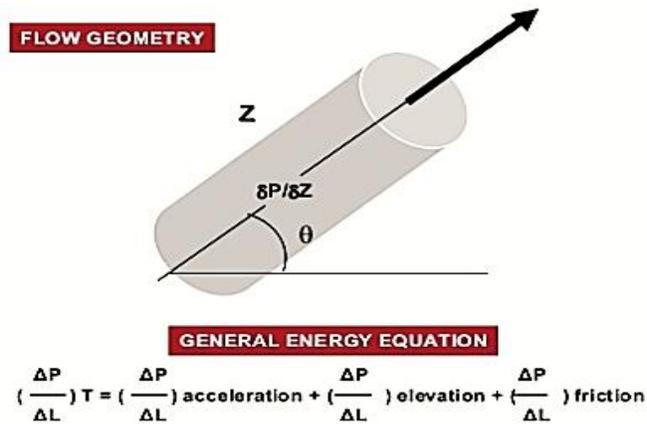
$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}}$$

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

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

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

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



où :

$\rho_m$ : la densité du mélange.

$V_m$  : la vitesse du mélange.

$D$  : diamètre de la pipe.

$g_c$  : facteur de conversion.

$f_m$  : facteur de frottement du mélange. Il est fonction de  $Re, \epsilon, D$ .

$g$  : accélération de la gravité (9,81 m/s<sup>2</sup>).

$\theta$  : Pente de la conduite.

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

**Tableau II.1** : Les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

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. Mais on doit cependant en tenir compte dans certain écoulement à grande vitesse (cas de basse pression et GOR élevé) ;

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

Le terme d'élévation où 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. Il faut dire aussi que pour un même débit massique de fluide à l'entrée, la proportion de gaz et liquide va varier tout le long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température.

Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques qui est en fonction du liquide hold-up ( $\rho_s = \rho_l H_L + \rho_g H_g$ ).

Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz. Par contre, il est important pour un écoulement permanent de liquide et prépondérant aux faibles débits.

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

Le terme de friction due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{total}} = \frac{f_{tp} \cdot \rho_n \cdot v_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d}$$

## II.6 Liquide Hold-up :

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelles importants, le problème de Liquid 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 conduits et par conséquence, les perte de charges augmentent dans la conduite.

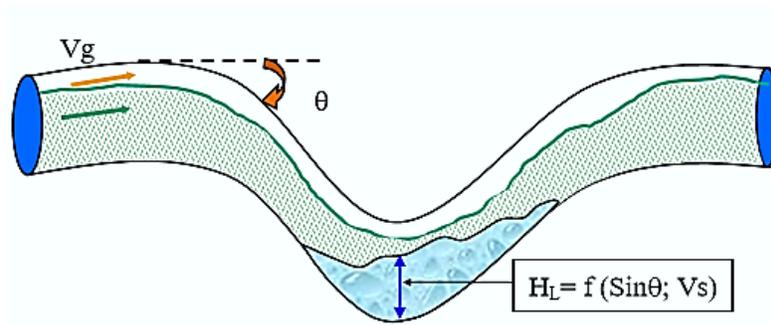


Figure II.5 : liquide hold-up

## II.7 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. Parmi ces contraintes, on cite :

- Problème de conning ;
- Régime d'écoulement vertical à travers la colonne de production ;
- Installations de surface disponibles pour prendre en charge la production du puits.

Pour calculer le débit de production on utilise des formules d'écoulement multiphasique à travers une duse.

Ces équations utilisent des coefficients qui se diffèrent d'un champ à un autre. Selon le rapport de la pression pipe sur la pression tête, trois régimes d'écoulements multiphasiques sont distingués.

### II.7.1 Régime critique :

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont ( $P_{\text{pipe}}$ ) de la duse sur la pression en aval ( $P_{\text{tête}}$ ) est inférieur au point critique. Quoique dans la littérature on prend une valeur de 0,5 la valeur de ce point dépend de plusieurs paramètres (GOR,  $\Phi_{\text{duse}}$ , WOR,  $\rho_g$ ,  $\rho_o$ ,  $\rho_w$ ...).

Dans ce cas, le débit est fonction de la pression de tête seulement :  $Q = A \cdot P_t$

A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

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

Avec :

**Q** : débit d'huile (m<sup>3</sup>/h).

**Ø** : diamètre de la duse (mm).

**P<sub>t</sub>** : pression de tête (bar)

**K** : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

### II.7.2 Régime transitoire :

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

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

### II.7.3 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, la pression de tête diminue et le débit de production augmente quand la pression de pipe diminue.

Donc toute variation de la pression aval duse (P<sub>p</sub>), fait varier la pression amont (P<sub>t</sub>) ce qui nous donne un écoulement non stable, d'où une perturbation sur le réseau qui influe sur le débit d'écoulement.

En général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (P<sub>p</sub> / P<sub>t</sub>) est supérieur ou égal à 0,75.

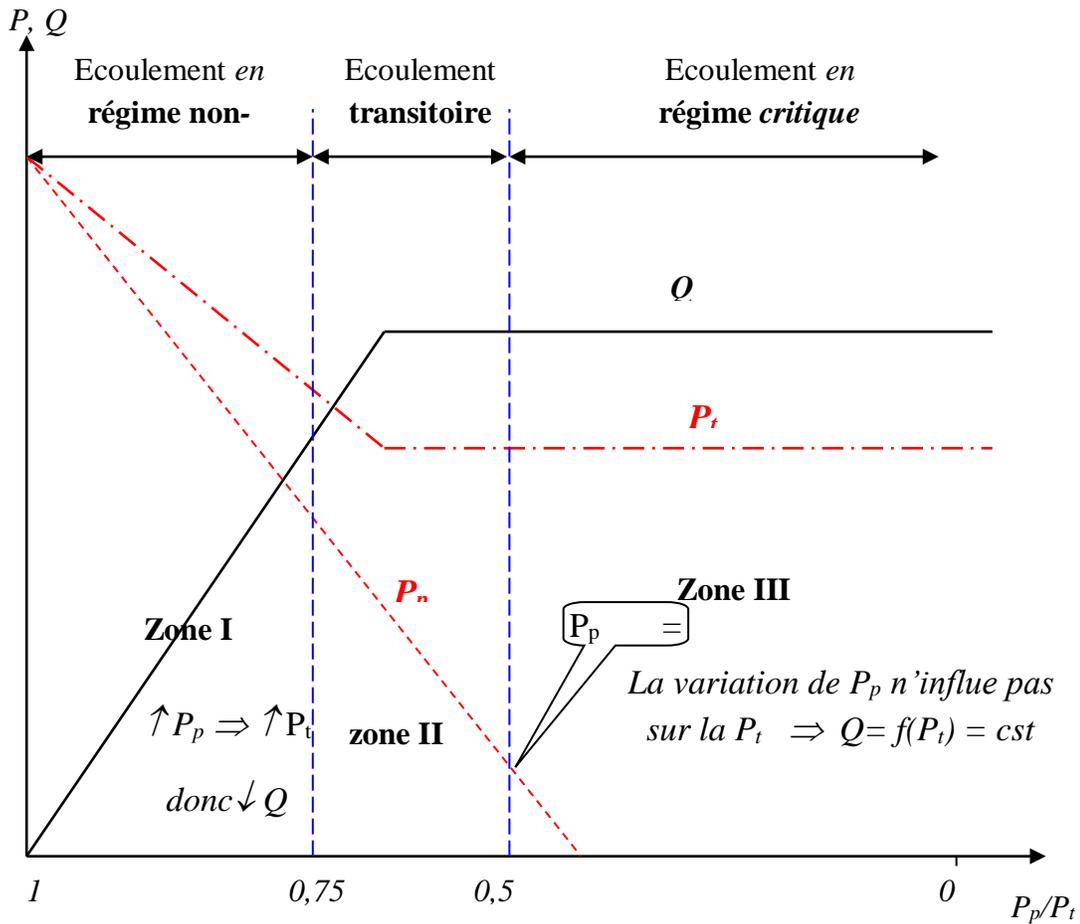


Figure II.6 : Régimes d'écoulement à travers la duse .

A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

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

Avec  $F(x)$  : fonction du rapport  $P_p/P_t$ . ( $P_p/P_t > 0.75$ )

$$F(x) = 2,667 * \frac{P_p}{P_t * \sqrt{1 - \left(\frac{P_p}{P_t}\right)}}$$

## II.8 Généralités sur les séparateurs

Le séparateur est un appareil utilisé pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à sa sortie d'un puits de production par différence de densité.

Dans le cas le plus général, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant :

- Une phase gazeuse ;
- Une phase liquide hydrocarbonée (le brut proprement dit) ;
- Une phase aqueuse (l'eau de formation).

Cet effluent peut également véhiculer des particules solides en suspension comme des sables provenant de la formation, des produits de corrosion, des composants paraffiniques ou asphaltiques ayant précipité.

L'effluent du puits ne peut être commercialisé en l'état direct, Il est nécessaire de lui faire subir un traitement pour le rendre conforme aux spécifications de vente requise par le client.

Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise aux spécifications du brut.

### Pourquoi traite-t-on l'effluent ?

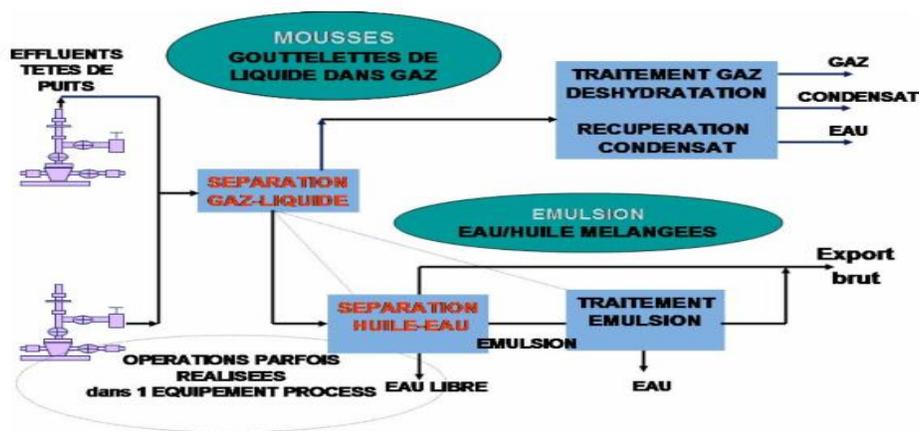


Figure II.7 : Schéma général du traitement des effluents de puits

- Pour des raisons sécurités :
  - H<sub>2</sub>S : Danger pour l'homme.
  - Stabiliser : Limiter le dégazage et réduire les risques d'explosion.
- Pour des raisons techniques :
  - Produits stables (spécification de tension de vapeur à respecter ; pour cela on doit stabiliser le brut). Un produit stable signifiant qu'il n'évoluera pas dans le temps. Plutôt il sera stabilisé, plus faible sera son dégazage.
  - Produits mesurables (c'est-à-dire qu'on peut le compter, sans eau, sans sédiments, sans gaz afin de connaître exactement les quantités vendues) .
  - Produits pompables (il faut véhiculer le brut du terminal au pétrolier, et du pétrolier à la raffinerie) .
  - Produits non incrustants (c'est-à-dire que ces produits n'ont pas la propriété de recouvrir les corps des tuyaux, des citernes, d'une couche minérale (paraffines, ...) par exemple dépôts de sulfates carbonates etc...).
- Pour des raisons commerciales :
  - Produits anhydres (les clients ne veulent pas transporter de l'eau) ;
  - Produits non corrosifs (protection du pétrolier, des raffineries et des clients : sels-H<sub>2</sub>S) .
- Pour assurer :
  - Le transport en toute sécurité (ça veut dire limiter les dégazages dans les pétroliers avec les risques d'explosion qui peuvent en découler) .
  - La fourniture régulière des hydrocarbures produits (bien traiter par exemple, les moussages, les émulsions pour éviter l'arrêt de la chaîne de traitement) .
- Pour rejeter dans le milieu environnant, sans pollution, les constituants sans valeur commerciale.

**Exemple** : les eaux de production n'ont aucune valeur, donc rejetable (si pas de contrainte légale : réinjection), à condition de les traiter afin de préserver l'environnement.

### II.8.1 Généralités sur les pompes multiphasiques

- Le pompage multiphasique est une solution recommandée pour le cas des puits à faible potentiel dont la pression du réseau avoisine la pression en tête.

**II.8.1 .1 Opportunité :**

- Prise en charge des puits atténués à faible potentiel et acheminement de la production triphasique sans recours à une séparation primaire.
- Allègement du réseau par la baisse des pressions de pipes.
- Réduction du cumul de gaz constaté sur les trains de séparation et unités de compression au niveau des centres de production.
- Récupération des gaz torchés vers centres de traitement et remplacement de récupération des gaz torchés
- Acheminement de la production huile séparée des champs.
- Ajouter de l'énergie au flux multiphasique pour booster la production.
- Réduire la pression de pipe pour augmenter la production



**Figure II.8 :** Pompes multiphasiques type III

N°	SITE	Δ P BAR	PUMP SYSTEM TYPE			DEBIT [EM <sup>3</sup> /H]	DEBIT [EM <sup>3</sup> /H]	STATUT
			(T3) 2.200 Kw	(T2) 600 kW	(T1) 160 kW	±10%	±10%	
			DROME DARY	GAZE LLE	FENNE C		GVF: 90% ÷ 97%	
1	HGA-A	28				89		Opérationnel
2	HGA-B	28			×	89		stand by
3	BBR M1	16			×	173		Opérationnel
4	HTFM 2-A	16			×	173		Opérationnel
5	HTFM 2-B	16			×	173		stand by
6	W2A'-A	16			×	173		Opérationnel
7	W2A'-B	16			×	173		stand by
8	HDZ	22		×			354	Opérationnel
9	W1F A	23	×				1507	stand by
10	W1F B	23	×				1507	stand by
11	RAA M2	28	×				1430	Opérationnel
12	W1C A	22		×			354	Opérationnel
13	W1C B	22		×			354	stand by
14	RDC1	28	×				354	Mobilisés, Attente
15	RDC2	28	×				354	mise en Service

**Tableau II.2 :** Sites d'implémentation des pompes multiphasiques à Hassi Messaoud et Périphérie.

### II.8.1 .2 Types des pompes multiphasiques :

Pompe	Pression différentielle maximum en Barg	Pression d'aspiration minimale en Barg	GVF en %
Type I	18	3	97
Type II	30	3	99
Type III	30	3	99

**Tableau II.3 :** Types des pompes multiphasiques

## II.9. E P F (Early Production Facilities)

### II.9.1. Objectif :

- Afin de répondre aux différents enjeux liés à l'exploitation des puits à faible potentiel, situés à des zones éloignées du périmètre d'exploitation, le recours à des unités de séparation primaires EPF permet une séparation sur champ de l'effluent et son expédition vers les stations et centres de traitement,

### II.9.2 Opportunités:

- Le recours à l'installations des EPF a pour objet :
- La séparation sur site de la production des puits atténués, situés à des zone éloignées et l'expédition de l'huile séparée vers les centres ; cas des EPF: RAMA, RDC, HGAW, HGA et HTFM2.
- La prise en charge des puits à faible potentiel ; cas de l'EPF ONI31.
- Réduction du cumul de gaz constaté sur les trains de séparation et unités de compression au niveau du centre CINA; cas des EPF OMK71.
- By-passer la production durant la phase des travaux Revamping sud au niveau des stations satellites ; cas des EPF S1A, E1C, W1A, W2A, W1C.

II.9.3 Description de la solution technique :

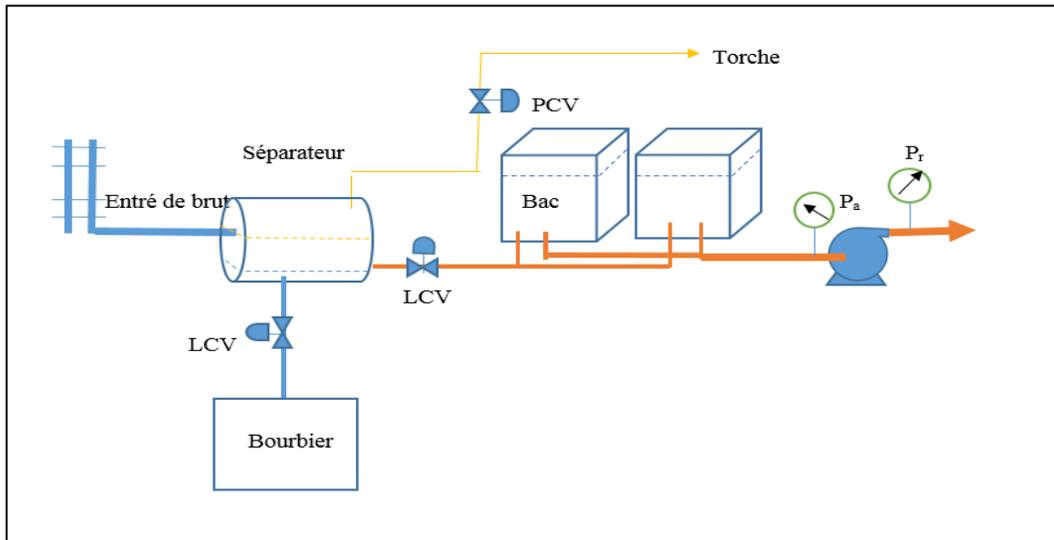


Figure II.9 : Schéma général du traitement des effluents par Early Production Facilities

II.9.4 Etat des EPF (s) installés à Hassi Messaoud et Périphérie

EPF	Date de mise en service	Production moyenne m3/h
HGA	14/09/2003	32,6
RDC	09/2015	84,4
HTFM2	17/01/2016	90,3
ONI31	26/04/2016	62,1
RAMA	09/07/2016	95,6
OMK71	30/07/2016	78,6
W2A'	28/01/2019	45,7
HGAW	05/07/2017	110,1
HTFM1	06/06/2018	65,9

Tableau II.4 : Etat des EPF (s) installés à Hassi Messaoud et Périphérie%

## Chapitre III : Modélisation des puits

### III.1 Introduction

Ce chapitre nous permettra de modéliser les différents puits du champ RAA et mises en jeu dans la description des écoulements au sein d'un réservoir trias série inférieur. Nous y aborderons L'analyse détaillée des paramètres de chaque partie de système sert à déterminer les variables clés qui seront prise en considération dans l'optimisation, en conséquence Pour l'analyse de système de production, on se base sur la théorie d'analyse nodale qui consiste à déterminer le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'au surface en deux parties que se rencontrent en un point appelé le nœud, situé dans notre cas au fond du puits, et par conséquent l'écoulement dans le réservoir (avant le nœud) est appelé inflow (IPR), et l'écoulement après le nœud outflow (VLP).

### III.2 Modélisation des puits

La modélisation des puits a été effectuée à l'aide du logiciel **Pipesim 2017**, qui permet d'analyser les performances des puits. Il peut nous aider à : optimiser la production, améliorer les performances des puits, analyser le système de production, déterminer les gradients de pression dans le réservoir. Ce système est composé de :

- Réservoir
- Complétion (colonne de la production « tubing »).
- Duse.
- Réseau de collecte jusqu'au séparateur « EPF ».

La création d'un modèle d'après le Pipesim exige certain nombre de données, et pour avoir un meilleur fonctionnement de cet outil on doit présenter le maximum des données.

La modélisation des tous les puits comporte plusieurs aspects

- La complétion ;
- Modèles compositionnels de fluides (Multiflash) ;
- Le modèle réservoir ;
- Les données PVT ;
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical ;
- Le tracé des courbes Inflow (IPR) et Outflow (VLP) ;
- Calibration.

### III.2.1 Complétion

Un système de complétion doit fournir des moyens de la production de pétrole et de gaz.

- Les équipements de fond assurent la liaison entre la couche productrice et le fond du Puits.
- Le tubing et ses équipements de fond assurent l'acheminement des hydrocarbures du fond du puits vers la surface.
- La tête de puits permet le contrôle de la production.

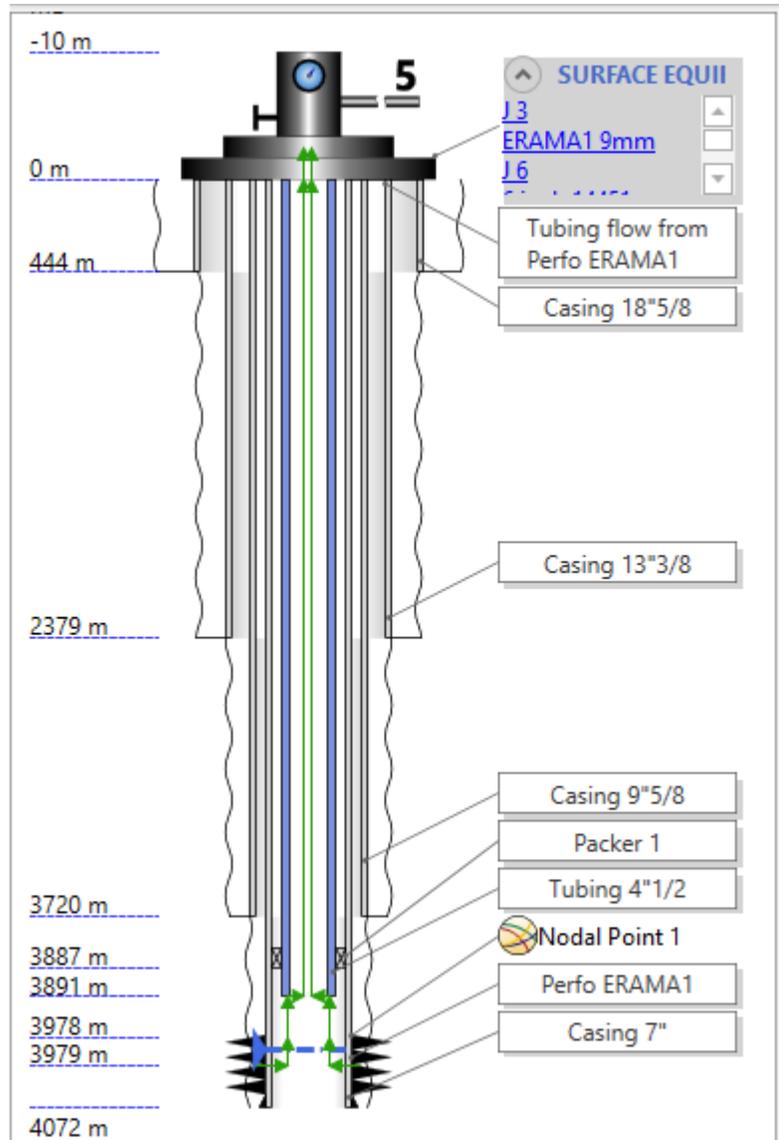


Figure III.1 Complétion du puits ERAMA1

### III.2.2. Composition du fluide de chaque Puits

Chaque puits est majoritairement constitué des différentes compositions qui varient d'un gisement à un autre. Le tableau ci-dessous représente les différentes compositions d'effluents de quelque puits du champ RAMA.

<b>Component</b>	<b>RAMA1</b>	<b>RAA1</b>	<b>NRAA1</b>	<b>ERAA1</b>	<b>RAA2</b>
	<b>mol%</b>	<b>mol%</b>	<b>mol%</b>	<b>mol%</b>	<b>mol%</b>
<b>N2</b>	1,263	2,734	3,033	1,878	2,625
<b>CO2</b>	0,711	0,649	0,984	0,91	0,895
<b>C1</b>	43,162	25,481	20,121	35,965	23,989
<b>C2</b>	14,219	14,112	14,355	15,204	15,042
<b>C3</b>	7,616	8,899	9,916	9,01	9,674
<b>i-C4</b>	0,889	1,09	1,31	1,119	1,184
<b>N-C4</b>	3,466	4,627	4,834	4,077	4,819
<b>i-C5</b>	0,946	1,123	1,535	1,198	1,286
<b>N-C5</b>	1,9	2,719	2,864	2,217	2,747
<b>C6</b>	2,298	3,171	3,523	2,684	3,301
<b>C7+</b>	23,53	35,395	37,525	25,738	34,438
<b>Total</b>	100	100	100	100	100
<b>Mw C7+</b>	209	208	205	205	216
<b>Density C7+</b>	0,834	0,833	0,832	0,832	0,836

Tableau III.1 Compositions de fluide champ RAMA

- Les cinq puits ont fait l'objet d'une analyse de PVT par EXPRO.
- La composition de RAA1, RAA2 et NRAA1 sont similaires (Voir la composition de fluide et la phase enveloppe).
- Le fluide de RAMA1 et ERAA1 est une huile légère (C1 de 43% et 34%) , nécessite re-vérification (surtout sur le puits RAMA1).

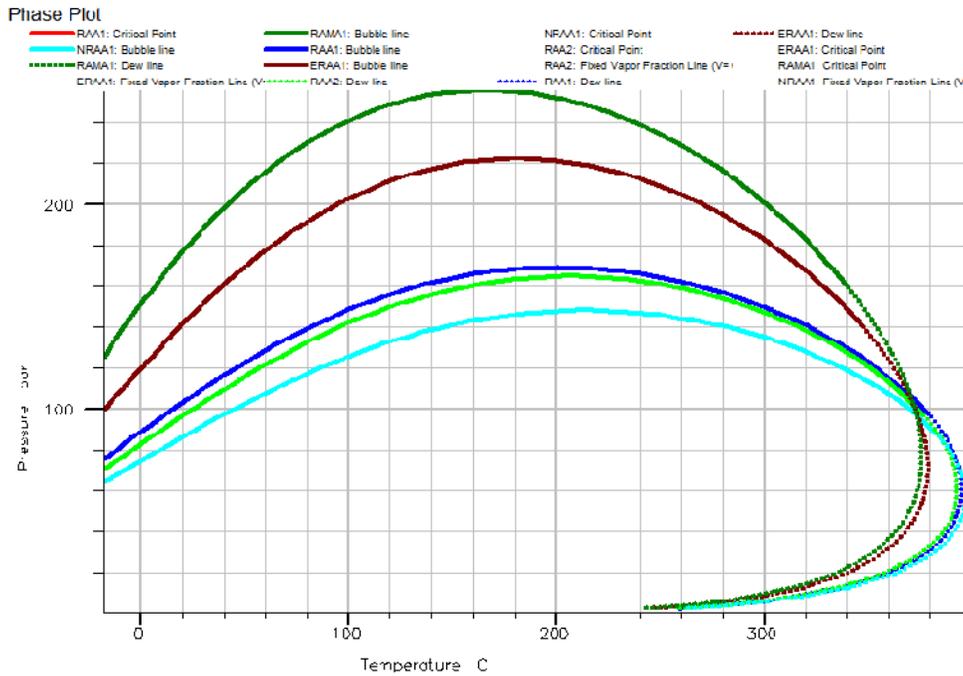


Figure III.2. Phase d'enveloppe du champ RAA

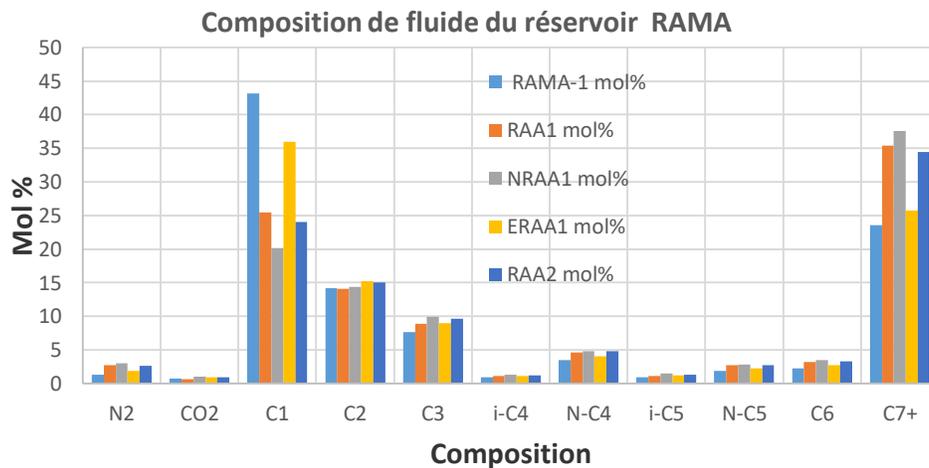


Figure III.3 Composition de fluide du réservoir RAMA

### III.2.3 Modèle réservoir

La construction de la courbe IPR (Inflow Performance Relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du Réservoir jusqu'à la surface.

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

L'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour  $P_b < P_{wf}$ . Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieure à la pression de bulle.

$$Q_o = IP (P_r - P_{wf}) \quad [III.1]$$

- ✦ L'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour  $P_r < P_b$ . Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides, dans ce cas la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle. Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz.
- ✦ L'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour :  $P_{wf} < P_b < P_r$ .

Pour le cas où  $P_r < P_b$ , on va utiliser l'équation de VOGEL, qui a la forme suivante:

$$Q_o = Q_{\max} [1 - 0.5 (P_{wf}/P_r) - 0.8 (P_{wf}/P_r)^2] \quad [III.2]$$

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

### III.2.4 Les données des essais des 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 du fond statique et dynamique doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression et de température.

Pour corriger ces mesures, nous procédons comme suit :

$P_{gC} = P_{gm} + [Gr_{stat} * (\text{côte perfs} - \text{côte gauge})]$  Tel que :

$Gr_{stat}$  : le gradient de pression statique

$P_{gm}$  : la pression de gisement mesurée

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Puits	Côte (m)		Pression mesurée (kg/cm <sup>2</sup> )			Pression corrigée (kg/cm <sup>2</sup> )	
	Mid perf	Mesure	Pt	Pfd	Pg	Pfd	Pg
RAA1	3969.5	3681.08	38.9	253.14	561.1	275.4	579.84
RAA2	3934	3765	34.11	259	390	255.24	393.84
RAMA1	4008.5	3866	175	420	576.5	408.92	578.08
NRAA1	3876	3727.12	116.9	367.8	564	364.97	566.08
ERAA1	3940	3756.27	217.44	461.2	576.5	480.2	581.19
ERAMA1	3978.5	3893	258.37	557.5	577.45	262.4	561.23
BBR1B	3938	3477	26	184.53	552.63	186	556.7
SBBR1	3887.5	3775	78.64	393	544	389	548.67
BBR2	3954	3485	84.68	275	429	279.13	433

**Tableau III.2. Données des essais des puits**

### III.2.5 Les données PVT

Pour avoir un modèle fiable représentant le maximum d'exactitude de l'écoulement dans les puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents. Le modèle utilisé est le modèle Compositionnel, les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Puits	RAA1	RAA2	RAMA1	NRAA1	ERAA1
P <sub>b</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	161	156.5	254	137.6	207.2
B <sub>o</sub>	1.509	1.49	1.873	1.478	1.771
R <sub>s</sub> (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	139	137.1	274.5	126.4	240
Bob	1.56	1.577	1.977	1.57	1.913
μ <sub>ob</sub> (Cp)	0.28	0.42	0.17	0.31	0.18
μ <sub>gb</sub> (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
SG <sub>g</sub>	1.073	1.093	0.941	1.137	1.01

Tableau III.3 Données PVT du champ RAMA

### III.2.6 Les données de jaugeage

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR, Pt et le Qh. Pour ces puits on a utilisé les données de Build up à une date donnée, donc le jaugeage utilisé sera la plus proche de cette date.

Les données de jaugeage de chaque puits sont résumées dans le tableau suivant :

Puits	RAA1	RAA2	RAMA1	NRAA1	ERAA1	ERAMA1	BBR1b	BBR2	SBBR1
Diam. Duse (mm)	9	9.53	12.7	12.7	8.7	8.73	8	12.7	9.53
Débit huile (sm <sup>3</sup> /h)	5.63	11.98	19.32	15.78	18.1	18.13	0.99	10.05	1.24
GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	52	56	153	43	118	163	288	109	173
Pt (kg/cm <sup>2</sup> )	46.99	133.42	119.55	86.4	213.41	325.5	26	84.68	78.64
Débit eau (sm <sup>3</sup> /J)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau III.4 Données jaugeages

### III.2.7 Reproduction des performances actuelles des puits

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.

On a choisi la date de 20/02/2020 comme une date référence pour caler les modèles de tous les puits à cause de la disponibilité des données des jaugeages. Ces dernières sont

présentées dans le tableau suivant :

Puits	RAA1	RAA2	RAMA1	NRAA1	ERAA1	ERAMA1	BBR1b	BBR2	SBBR1
Diam.	9	9	12.7	9.53	12.7	9	8	12.7	9.53
Duse (mm)									
Débit huile (sm <sup>3</sup> /J)	3.69	2.25	2.88	10.56	23.7	22.55	0.99	4.16	1.51
GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	146	106	175	91	130	154	288	109	173
Pt (kg/cm <sup>2</sup> )	28.4	29.2	116.57	67.5	159.99	295	28	59	62
Débit eau (sm <sup>3</sup> /J)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

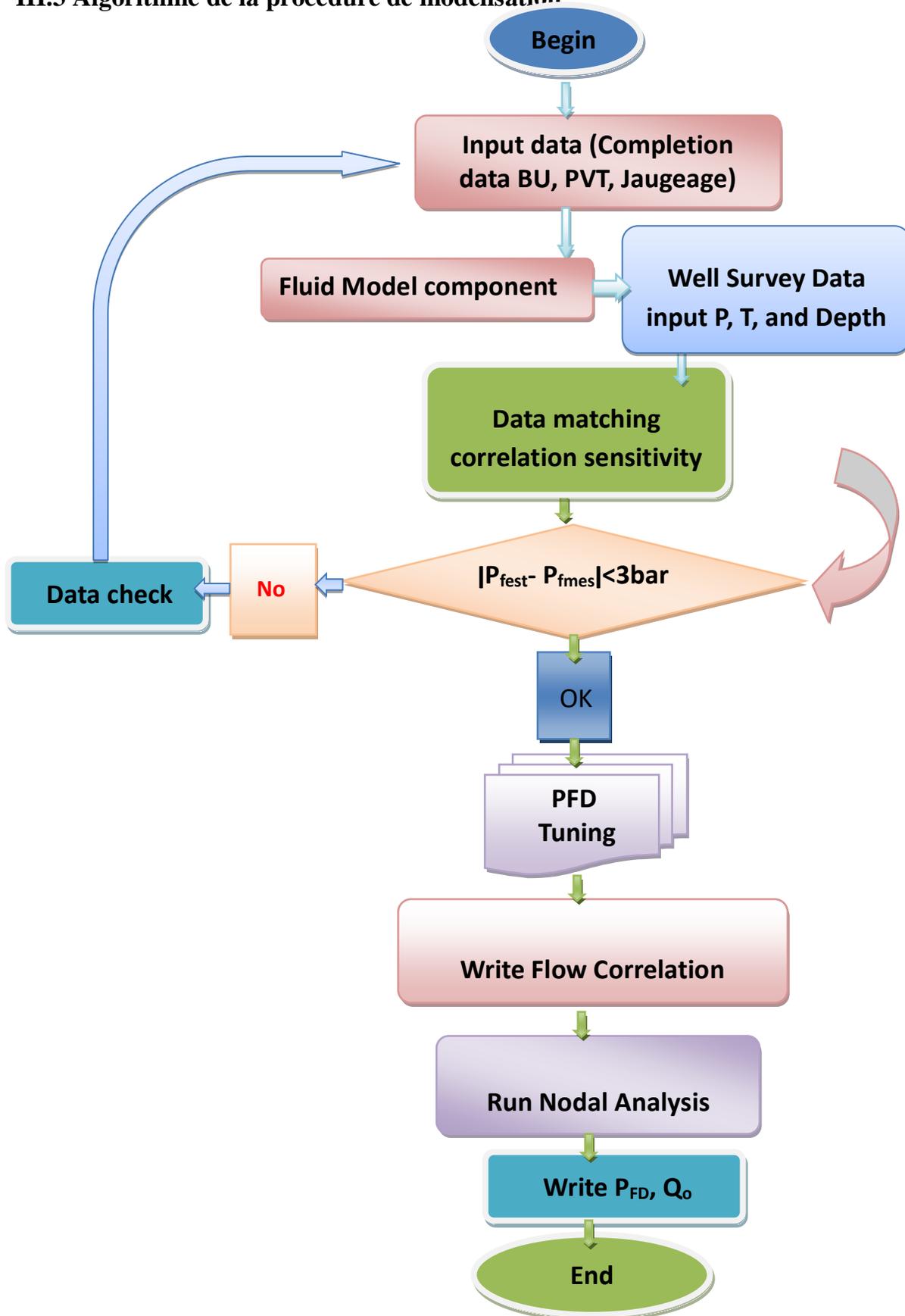
Tableau III.5 Données des derniers jaugeages

### III.2.8 Le choix des corrélations de l'écoulement vertical

Il est essentiel de disposer des prévisions précises sur la pression de fond dynamique, pour arriver à une conception et une analyse efficace des puits. Il n'est pas toujours simple de choisir une corrélation correspondante à notre cas. De nombreuses corrélation sont été établies sur les écoulements biphasiques dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit.

A l'aide du logiciel Pipesim nous allons faire une comparaison (matching) avec un test de mesure. On va prendre un exemple pour expliquer les étapes de simulation.

III.3 Algorithme de la procédure de modélisation



### III.4 Exemple de calcul

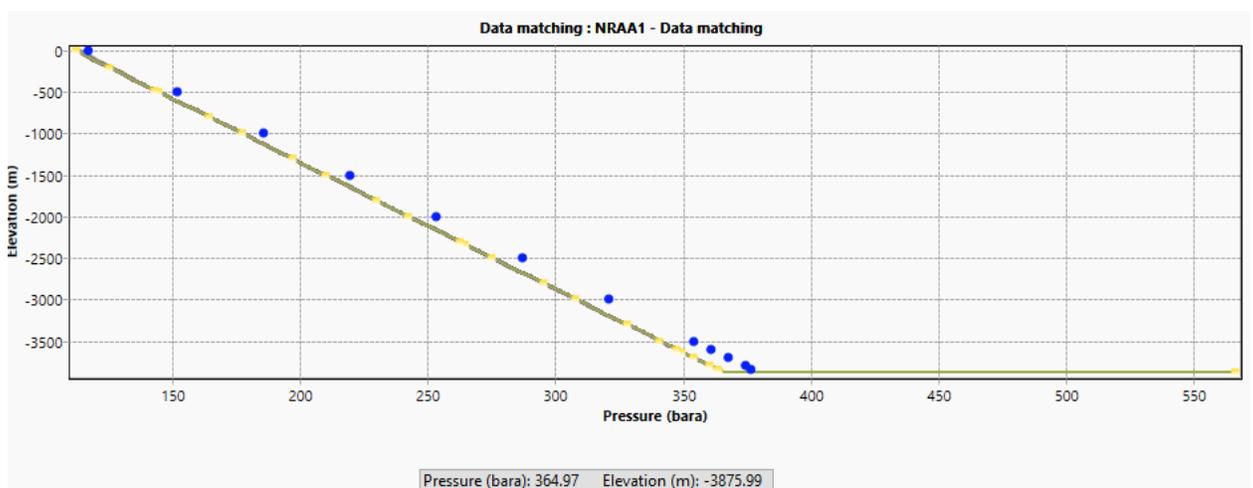
On a introduit les données du puits NRAA1 dans le logiciel PIPESIM. La pression de gisement est supérieure à la pression de bulle donc on a utilisé l'équation de DARCY.

On a exécuté le modèle en utilisant l'option « Performing a pressure/Temperature profil », on a déterminé un débit de 365.09 sm<sup>3</sup>/j pour les pressions suivantes :  $P_t=86.4$  kg/cm<sup>2</sup>,  $P_f= 370.7$  kg/cm<sup>2</sup>,  $P_g=566.08$  kg/cm<sup>2</sup>.

L'algorithme précédent représente toutes les procédures nécessaires à suivre.

- On fixe la pression du réservoir, la température et l'indice de productivité correspondante pour chaque puits.
- On choisit la pression de fond comme variable à calculer.
- On ajoute les données des paliers de build up (Gradient dynamique).
- On sélectionne les corrélations comme corrélations d'écoulement vertical. Puis appuyés sur RUN MODEL.
- A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond à la côte de mesure, ce qui nous permet de déterminer la corrélation adéquate pour la suite de travail.

- **Cas puits NRAA1 :**



Figurer III.4 Les corrélations des écoulements verticaux puits NRAA1

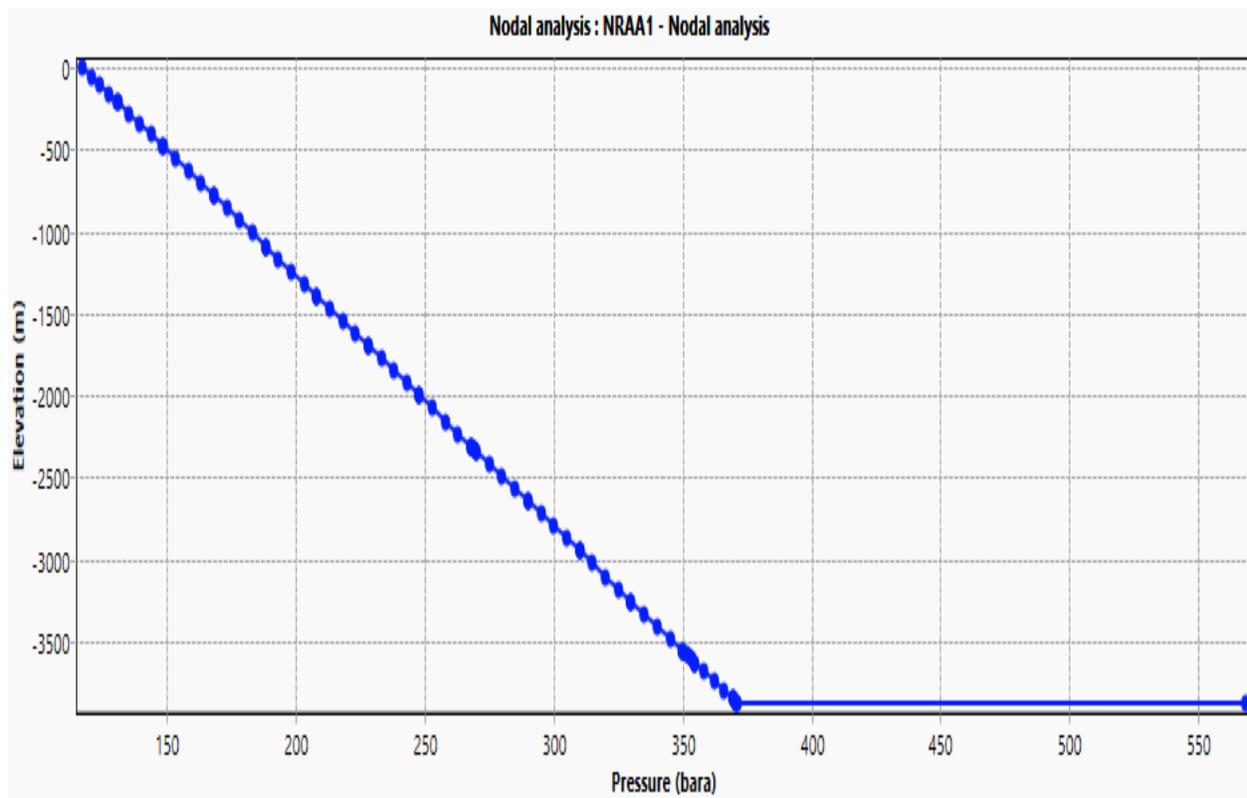


Figure III.5 Profil de pression du puits NRAA1

A partir des résultats obtenus on peut conclure que :

Pour la construction de la courbe (VLP) le calcul des pertes de charge verticale (dans la colonne de production) sera basé sur la corrélation de Hagedorn & Brown, Duns & Ros pour le puits RAA1 et OLGAS v. 6.2.7 3-Phase pour le puits NRAA1.

On sélectionne l'opération « Nodal analysis », en fixant la pression de tête du puits « Outlet pressure », puis on exécute le modèle.

Après l'exécution du modèle nous avons étudié la performance actuelle du puits, On fait le calage des puits, en injectant les données relevées lors de dernier jaugeage. On obtient le résultat suivant qui représente la courbe de performance du puits NRAA1.

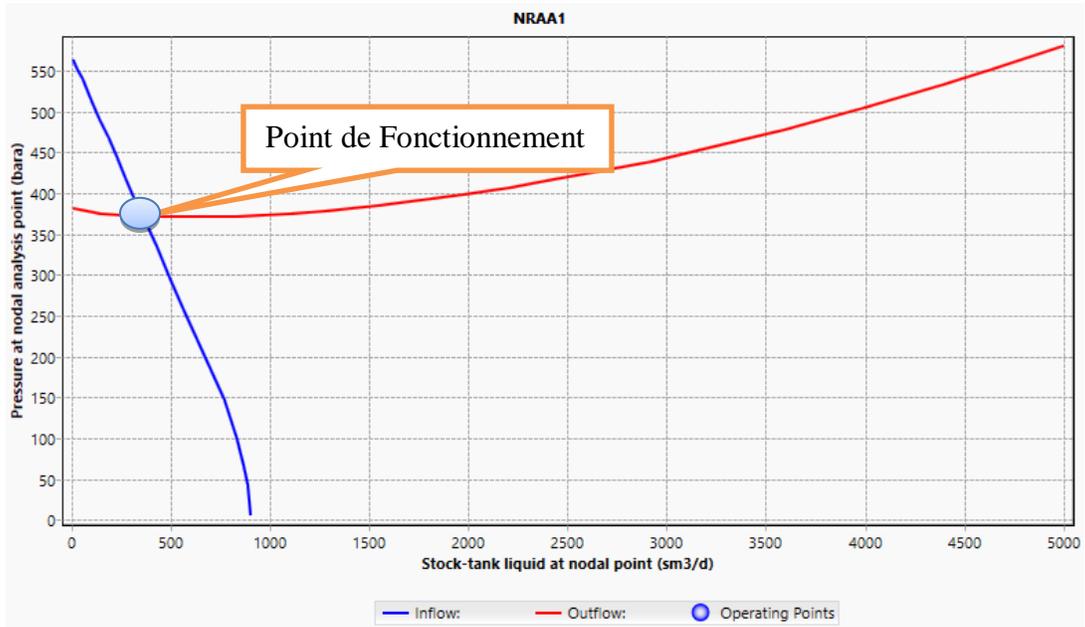


Figure III.6 Performance du Puits NRAA après le calage

L'analyse nodale à donner des points de fonctionnement qui correspond au débit de fonctionnement et la pression au point nodal.

- Sensibilité sur le diamètre du duse :

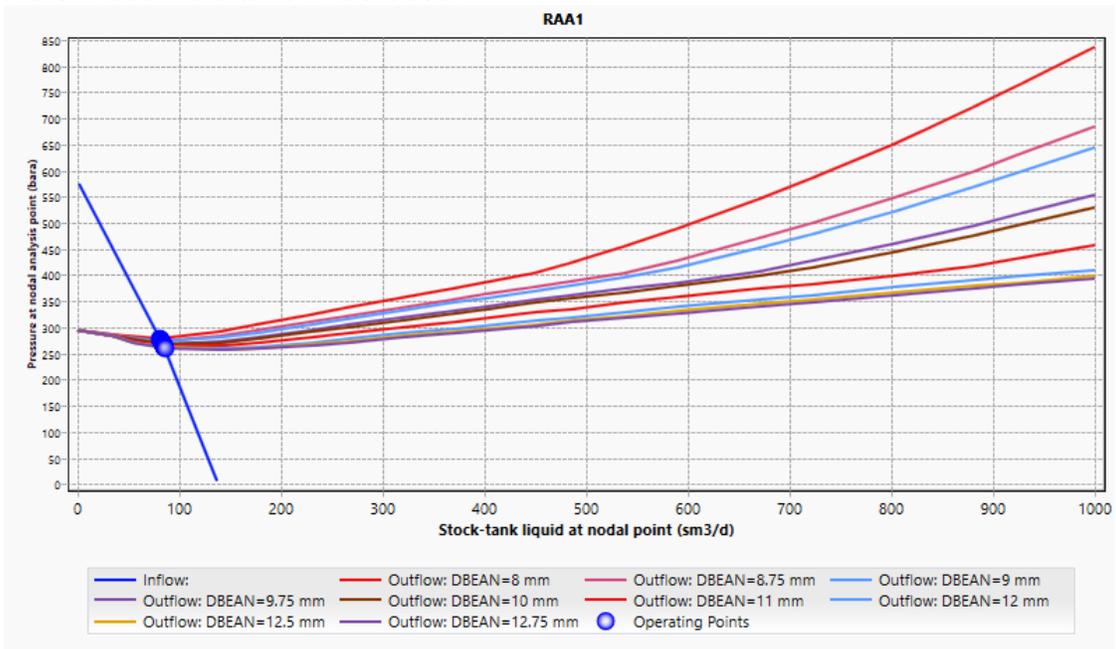


Figure III.7 Sensibilité sur le diamètre de la duse puits RAA1

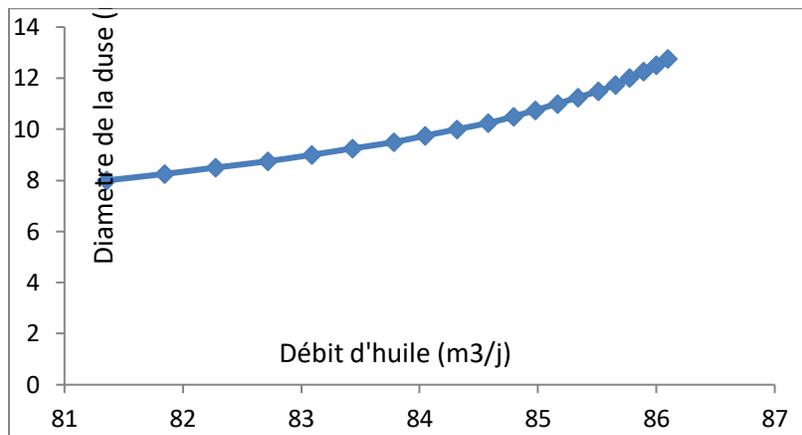


Figure III.8 Débit d’huile en fonction du diamètre de la duse puits NRAA1

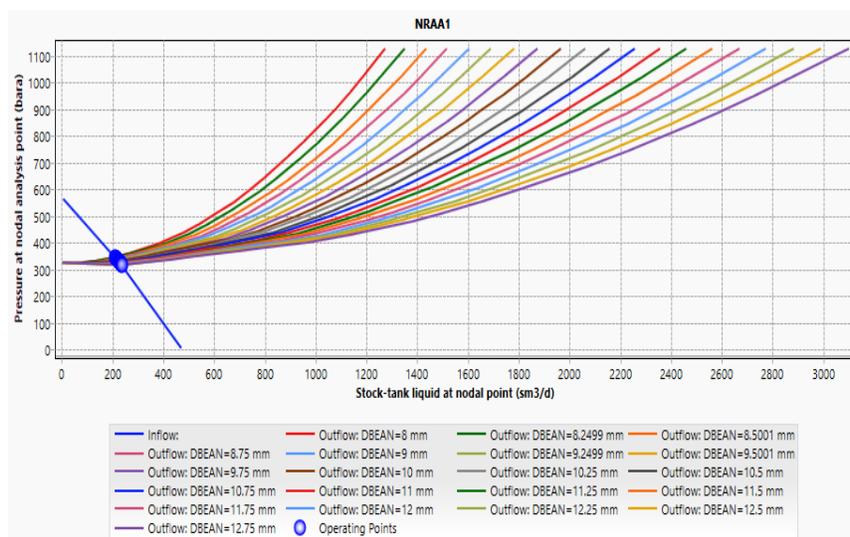


Figure III.9 Sensibilité sur le diamètre de la duse puits NRAA1

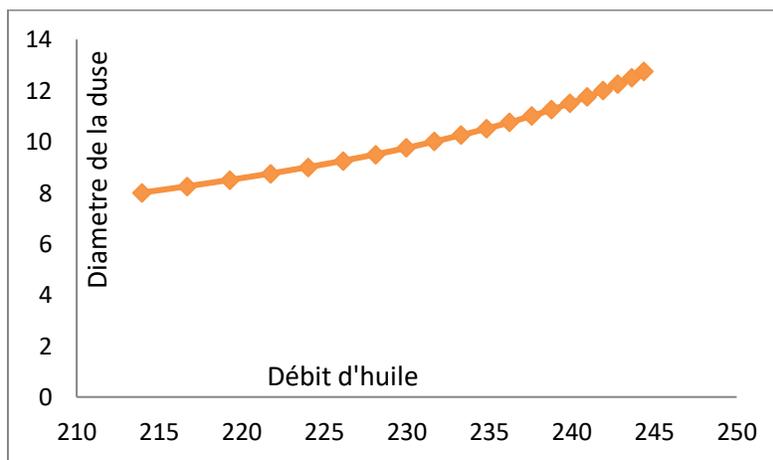


Figure III.10 Débit d’huile en fonction du diamètre de la duse puits NRAA1

### III.5 Interprétation des résultats :

On remarque que le débit d'huile augmente légèrement avec l'augmentation du diamètre de la duse pour le puits RAA1 par contre pour le puits NRAA1 il est sensible avec l'augmentation de diamètre de duse

- Sensibilité sur la PG :

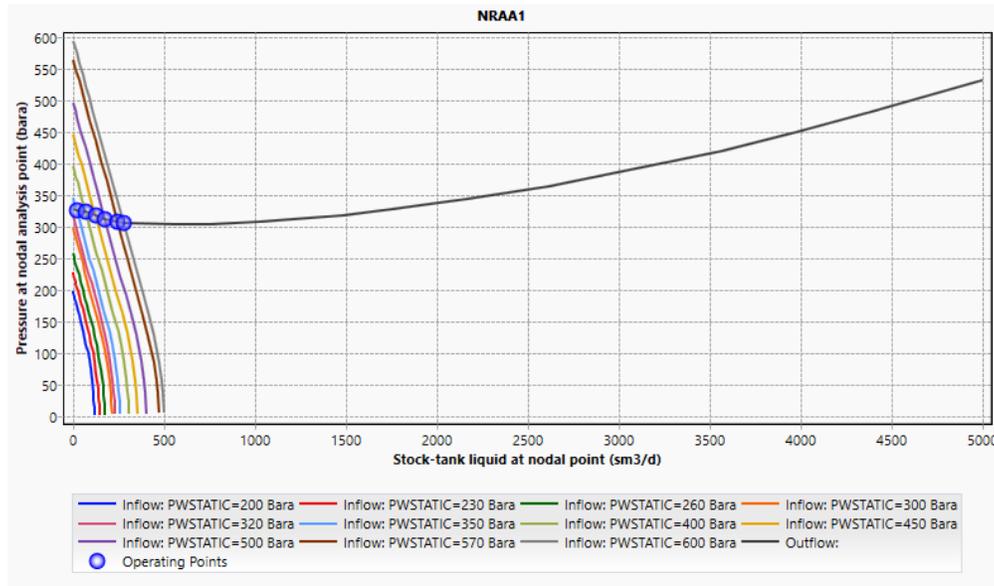


Figure III.11 Sensibilité sur la PG pour le puits NRAA1

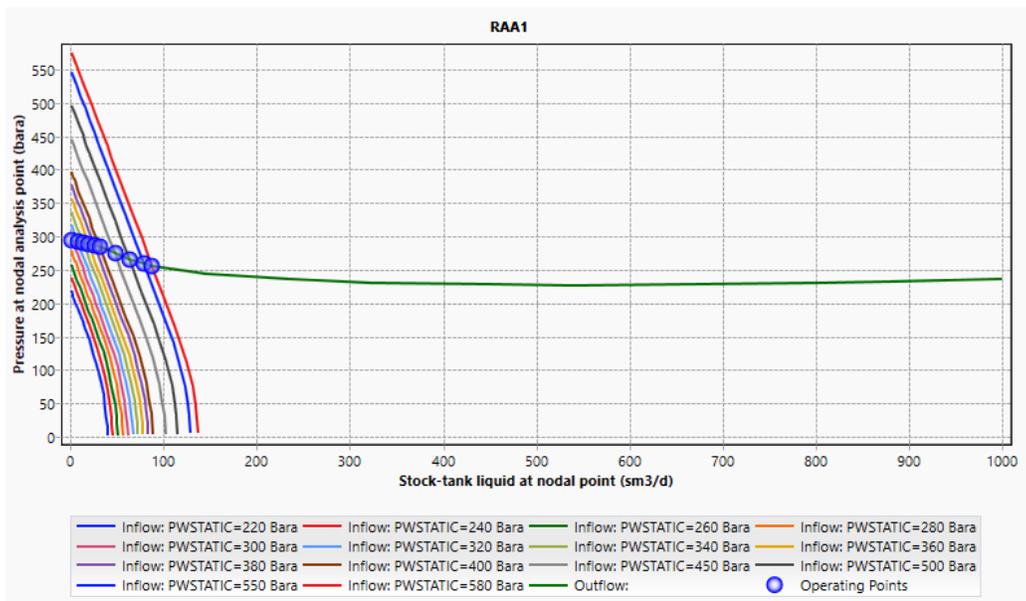


Figure III.12 Sensibilité sur la PG pour le puits RAA1

D'après les résultats obtenus on remarque que le gisement de NRAA1 est devenu non éruptif quand la pression de gisement égal à 350 bars pour le puits RAA1 et 320 bars, dans ce cas la

solution la plus adéquate pour l'exploitation de ce gisement c'est le maintien de pression soit par les puits injecteur de gaz ou d'eau s'il possible.

### **III.6 Conclusion :**

La modélisation des puits c'est une étape très importante pour la suite de travail. Après La simulation de l'état de la production de ces puits avec leurs sensibilités on a constaté que le diamètre de duse, la pression de tête et la pression de gisement jouent un rôle très important à l'augmentation de débit d'huile et du gaz.

## Chapitre IV : Modélisation du système réservoir-surface

### IV.1 Introduction

La modélisation du réseau de collecte des puits du champ RAMA consiste à créer un modèle des pipelines reliant les puits, manifolds et EPF en utilisant logiciel Pipesim, afin d'avoir le moins de perte de charges possibles tout en maximisant le débit.

Le champ RAMA constituer de :

- 20 Puits producteur huile
- 336Km pipeline tous diamètre confondu (4'', 6'', 8'', 10'', 12'' et 14'')
- 09 MFD et Pontage
- Une pompe multiphasique (Pasp= 7 bars et Pref= 22 bars)
- Un EPF (Psep= 10 bars)

La création de ce modèle nécessite de recueillir des données de pression concernant tous les puits est le réseau de collecte existant sur le champ RAMA et les données de production qui sont déterminés à partir de la base des données Jaugeage.

### IV.2 Modèle Pipesim

Le modèle de réseau représente le réseau de production (Têtes de puits, conduites d'écoulement, installations (EPF)). Il peut soit calculer les pressions à partir des débits, soit le contraire, et il est capable de déterminer les phases de l'écoulement à partir de la caractéristique du pipeline, les conditions ambiantes, et l'altitude.

Le réseau de collecte a été construit à l'aide du logiciel PipeSim et les données d'entrée étaient conformes, il est mentionné ci-dessus. Il modélise les puits producteurs, RAA1, RAA2, RAA5, ZAM1, ZAM2, HMGB1, BEK1, WBEK1, BEK2, OEN1, OEN2 WOEN1, RAMA1, NRAA1, NRAA2, ERAA1, ERAMA1, SBBR1, BBR1b et BBR2, les pipelines, et le séparateur

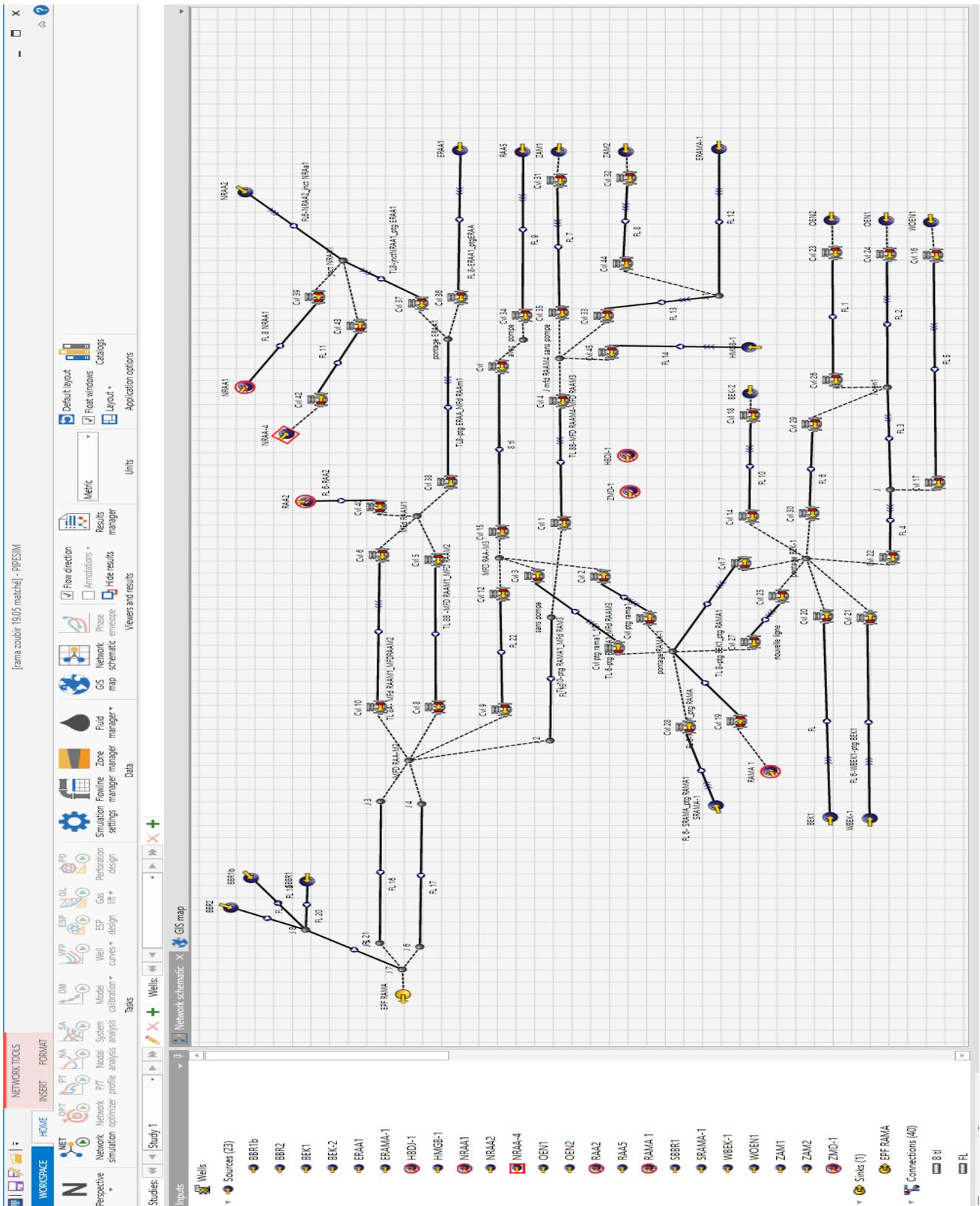


Figure IV.1: Network Model in Pipesim

Les paramètres utilisés pour la modélisation du réseau du champ RAMA sont représentés dans le tableau suivant.

Pipe	Longueur	D/intérieur (in)	Epaisseur (mm)	Rugosité	Elévation
ERAA1- Pontage ERAA1	1900	6	5.56	0.0018	2.97
NRAA1-Pontage ERAA1	200	8	7.04	0.0018	2.95
NRAA2-JCT NRAA1	5000	6	5.56	0.0018	2.93
Pontage ERAA1-MFD RAA1 M1	7200	8	7.04	0.0018	0.67
RAA2-MFD RAA M1	893	4	4.78	0.0018	0.97
Pontage RAMA1-MFD RAAM3	8900	6	5.56	0.0018	2.5
Pontage RAMA1-MFD RAAM3	8900	6	5.56	0.0018	2.5
RAA5-MFD RAAM4	8108	6	5.56	0.0018	-4.58
ZAM1-MFD RAAM4	8000	6	5.56	0.0018	1.5
HMGB1-MFD RAAM4	15183	6	5.56	0.0018	1.2
ERAM-1-MFD RAAM4	4551	6	5.56	0.0018	2.6
MFD RAAM4- MFD RAA M3	5184	8B	7.04	0.0018	1.4
MFD RAAM4- MFD RAA M3	5184	8A	7.04	0.0018	1.4
BEK2 - Pontage BEK1	5000	6	5.56	0.0018	2.1
OEN1 – JCT WOEN1	17000	6	5.56	0.0018	2.7
WOEN1 - JCT WOEN1	1823	6	5.56	0.0018	2.4
WBEK1- Pontage BEK1	7500	6	5.56	0.0018	2.3
BEK1 - Pontage BEK1	1800	6	5.56	0.0018	2.1

Tableau IV.1: Paramètres du pipeline

Pipe	Longueur	D intérieur (in)	Epaisseur r (mm)	Rugosité	Elévation
Pontage BEK1- Pontage RAMA1	16500	8B	7.04	0.0018	1.8
Pontage BEK1- Pontage RAMA1	16500	8A	7.04	0.0018	1.6
RAMA1-Pontage RAMA1	300	6	5.56	0.0018	1.7
SRAMA1-Pontage RAMA1	3800	6	5.56	0.0018	1.6
RAA1-MFD RAA M2	6766	4	4.78	0.0018	-1.52
MFD RAA M3- MFD RAA M2	6426	12		0.0018	2.1
MFD RAA M3- MFD RAA M2	6925	6	5.56	0.0018	2.1
MFD RAA M1- MFD RAA M2	11905	8B	7.04	0.0018	1.8
MFD RAA M1- MFD RAA M2	11905	8A	7.04	0.0018	1.8
BBR2-MM1	3642	6	5.56	0.0018	3.21
BBR1b-MM1	5275	4	4.78	0.0018	-2.32
SBBR1-MM1	722	4	4.78	0.0018	1.52
M1-M2	11905	8	8.74	0.0018	-1.15
MM1-EPF	24140	8	8.74	0.0018	-4.42
M2-EPF	23194	14	9.52	0.0018	16.87

Suite Tableau IV.1: Paramètres du pipeline

### IV.3 Le choix de corrélation du calcul de perte de charge

Il existe plusieurs corrélations dans le domaine des calculs des pertes de charge des conduites horizontales, mais seulement deux qui donnent des bons résultats pour le réseau de HMD à savoir :

Beggs/ Brill/ Moody (BBM).

Dukler/ Eaton/ Flannigan (DE).

La corrélation de BBM généralement tendances à sous-estimer les pertes de charge dans le système, quand les lignes ont des points bas qui peuvent accumuler les liquides ou ont beaucoup de segment en remonté. Inversement, la corrélation de DE sur-estime généralement les pertes de charge dans les lignes qui sont principalement en descente, sans

ondulation ou point bas. Et comme notre réseau est caractérisé par des lignes accidentées (conditions extrêmes), on a choisi la corrélation de DE, qui donne de meilleurs résultats.

#### IV.4 Algorithme de la procédure de modélisation

L'organigramme suivant résume la procédure de modélisation suivie :

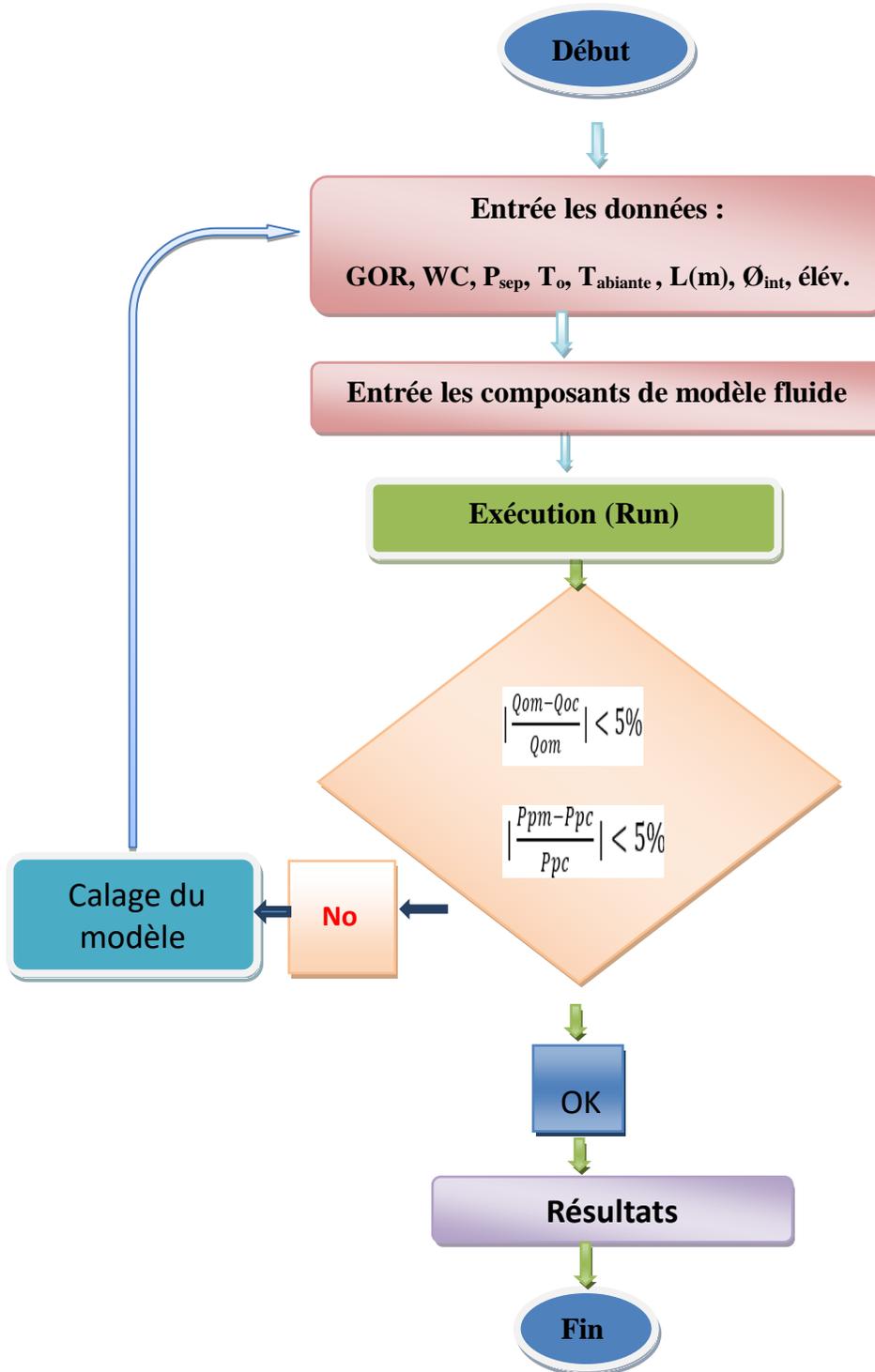


Figure IV.2: Algorithme de la procédure de modélisation

IV.5 Résultats de la modélisation état actuel

Le tableau suivant résumé, la comparaison entre les valeurs de pressions calculées à l'aide du logiciel PIPESIM, aux valeurs mesurées sur le terrain (réel).

**Tableau IV.2:** Production des puits avec paramètres actuels Psep= 10 bars

<i>Puits</i>	<i>RAA1</i>	<i>RAA2</i>	<i>NRAA1</i>	<i>ERAA1</i>	<i>ERAMA1</i>	<i>BBR1b</i>	<i>BBR2</i>	<i>SBBR1</i>	<i>RAMA1</i>	<i>RAA5</i>
P <sub>t mes</sub>	16	27.8	36.4	104,5	175,9	20,3	17,5	32,7	114	29,3
P <sub>p mes</sub>	10.8	24	23.7	23,7	34,5	13,2	16	15,5	21,2	25,3
P <sub>p cal</sub>	11	23.52	23.34	24,34	35,23	12,66	15,8	15	21,94	24,52
E	0.019	0.48	0.4	0.64	0.73	0.57	0	0	0.74	0.78
Q <sub>mes</sub>	0.75	1.81	10.58	10.58	15,86	0,41	1,35	0,6	3,49	0,72
Obs	F	F	F	O	O	F	F	O	F	O

<i>Puits</i>	<i>ZAM1</i>	<i>ZAM2</i>	<i>HMGB1</i>	<i>BEK1</i>	<i>WBEK</i>	<i>BEK2</i>	<i>OEN1</i>	<i>WOEN1</i>	<i>OEN2</i>	<i>NRAA2</i>
P <sub>t mes</sub>	134,1	148,27	82,1	92,1	172 ,1	261,3	152,3	324.8	210	76,9
P <sub>p mes</sub>	44,1		38,3	41	45,1	43	50,1			39
P <sub>p cal</sub>	44,03		39,41	41,74	45,02	43.21	49.78			38,2
E	0.07	0	1.1	0.74	0.08	0.21	0.32	0	0	0.8
Q <sub>mes</sub>	16,19	18,15	7,92	7,46	9,78	13,36	10,3	17.27	18,34	12,96
Obs	O	F	F	O	O	O	O	F	F	O

## IV.5.1 Les vitesses et les pertes de charge

Le tableau suivant montre les vitesses et les pertes de charge pour chaque ligne du réseau actuel :

Les lignes		Diamètre (")	Langueur (km)	Vitesse (m/s)	DP (bar)	Grad.pression (bar/km)
Départ	Arrivé					
NRAA-2	JCT NRAA-1	6	5	3,58	4	0,8
JCT NRAA-1	JCT ERAA-1	8	17	2,90	16,5	0,970588235
ERAA-1	JCT ERAA-1	8	1,9	2,75	0,5	0,263157895
JCT ERAA-1	MFD RAA-M1	8	7,2	1,32	4	0,555555556
MFD RAA-M1	MFD RAA-M2	8A	11,905	1,85	0,3	0,025199496
MFD RAA-M1	MFD RAA-M2	8B	11,905	1,25	6,5	0,54598908
RAA-5	MFD RAA-M4	6	8,108	1,28	5,3	0,653675382
ZAM-1	MFD RAA-M4	8	8	3,69	14	1,75
ZAM-2	MFD RAA-M4	6	8,2		F	
HMGB-1	MFD RAA-M4	6	15,183		F	
ERAMA-1	MFD RAA-M4	6	4,551	1,19	2,5	0,549329818
MFD RAA-M4	MFD RAA-M3	8A	5,184	3,48	4	0,771604938
MFD RAA-M4	MFD RAA-M3	8B	5,184	2,4	3	0,578703704
OEN1	JCT OEN1	6	8,7	1,34	6	0,689655172
OEN2	JCT OEN1	6	8,2		F	
WOEN1	Pontage BEK-1	6	8,7		F	
BEK-2	Pontage BEK-1	6	5		F	
WBEK-1	Pontage BEK-1	6	7,5	3,74	7	0,933333333
BEK-1	Pontage BEK-1	6	1,8	3,42	4	2,222222222
Pontage BEK-1	Pontage RAMA-1	8A	16,5	4,76	16	0,96969697
SRAMA-1	Pontage RAMA-1	6	3,8	3,58	7	0,786516854
Pontage RAMA-1	MFD RAA-M3	10	8,9	3,62	7	0,786516854
Pontage RAMA-1	MFD RAA-M3	6	8,9	3,4	4,5	0,700280112
MFD RAA-M3	MFD RAA-M2	12	6,426	3,5	6	0,866425993
MFD RAA-M3	MFD RAA-M2	6	6,925	3,6	11,7	0,515600212
MFD RAA-M2	EPF RAMA	10+12	22,692	1,28	11,5	0,484752336
MFD RAA-M2	EPF RAMA	14	23,194	1,45	11,7	0,504440804
SBBR-1	MFD BBR-M1	4	0,722	0,92	0,5	0,692520776
MFD BBR-M1	EPF RAMA	8	24,14	0,75	15	0,621375311

**Tableau IV. 3 :** les vitesses et les pertes de charge pour chaque ligne du réseau actuel

### IV.5.1.1 les vitesses d'écoulements

Les conduites utilisées dans le réseau de collecte ayant différentes tailles, de 4", 6" pour les collectes (conduite relier entre puits-manifold ou entre puits-puits par jonction), et de 8 ",10" et 14" pour les collecteurs (entre manifold-manifold).

Si on a des vitesses faibles du fluide circulant c-à-d ( $VMF < 1 \text{ m / sec}$ ) ; sa partie lourde (l'eau), sable ou du solide a tendance de stagner dans les points bas de la conduite, ce qui réduit leur section de passage et favorise la corrosion alors par conséquence, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

Si la vitesse du fluide est élevé c-à-d ( $VMF > 4 \text{ m / sec}$ ) il favorise l'érosion des pipes

Donc l'intervalle recommandé des vitesses moyenne du fluide ( $1 \text{ m / sec} < MFV < 4,0 \text{ m / sec}$ ).

Les vitesses du fluide simulées avec le PIPESIM dans les pipelines sont représentées dans la figure suivante :

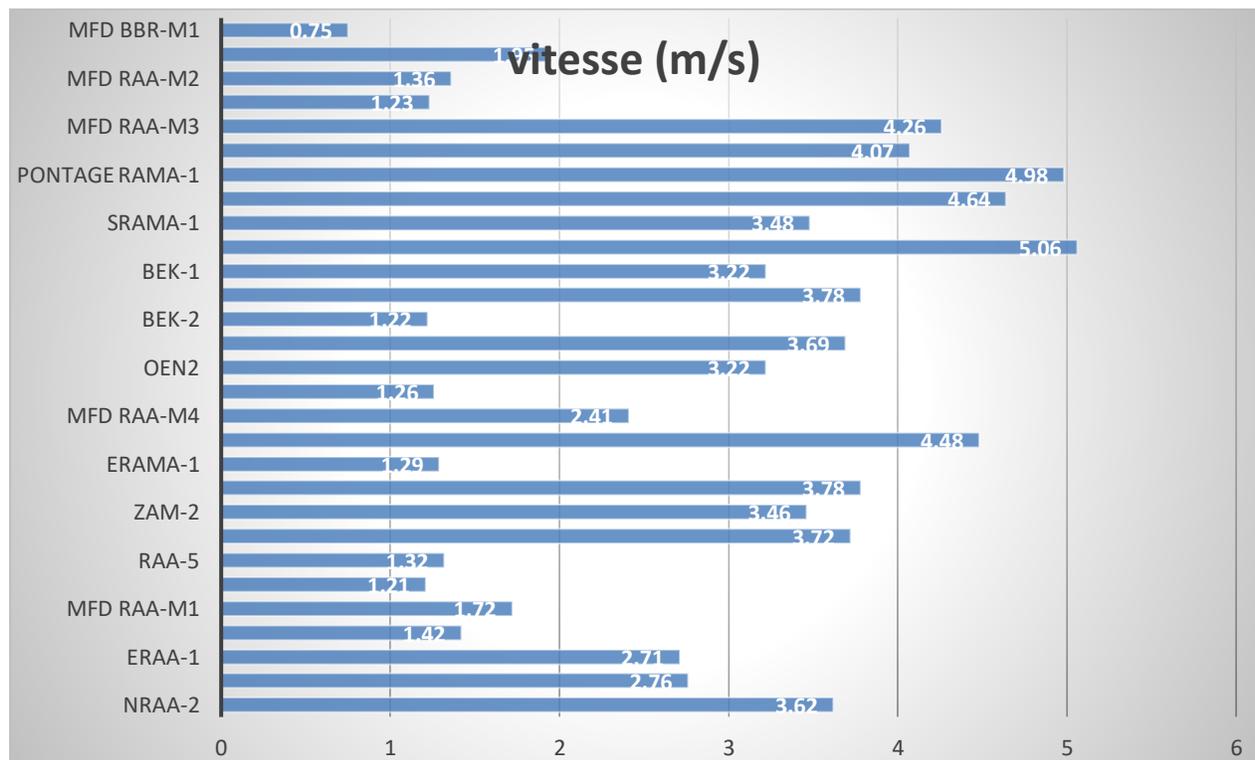


Figure IV.3 : les vitesses d'écoulement à l'intérieur de chaque pipe

- **Optimisation de la vitesse :**

On a constaté que la vitesse moyenne du collecteur 8" Pontage BEK1 vers Pontage RAMA1 est supérieure à 4m/s, pour diminuer la vitesse d'écoulement à l'intérieur de dite collecteur, on va changer le diamètre 8" a 12" ou faire un dédoublement de la ligne 8" pontage BEK1 vers pontage RAMA1, les résultats sont figurés dans les tableaux suivants :

**1. Changement de diamètre :**

**Tableau IV. 4 :** Changement de diamètre

Les lignes		Diamètre (")	Vitesse (m/s)
Départ	Arrivé		
Pontage BEK-1	Pontage RAMA-1	8	4,76
		12	1,24

**2. Doublement de la ligne :**

**Tableau IV. 5 :** Doublement de la ligne

Les lignes		Diamètre (")	Vitesse (m/s)
Départ	Arrivé		
Pontage BEK-1	Pontage RAMA-1	Une seule ligne 8	4,76
		Deux lignes 8	2,37

IV.5.1.2 les pertes de charges :

L’histogramme suivant montre les pertes de charge pour chaque ligne du réseau actuel :

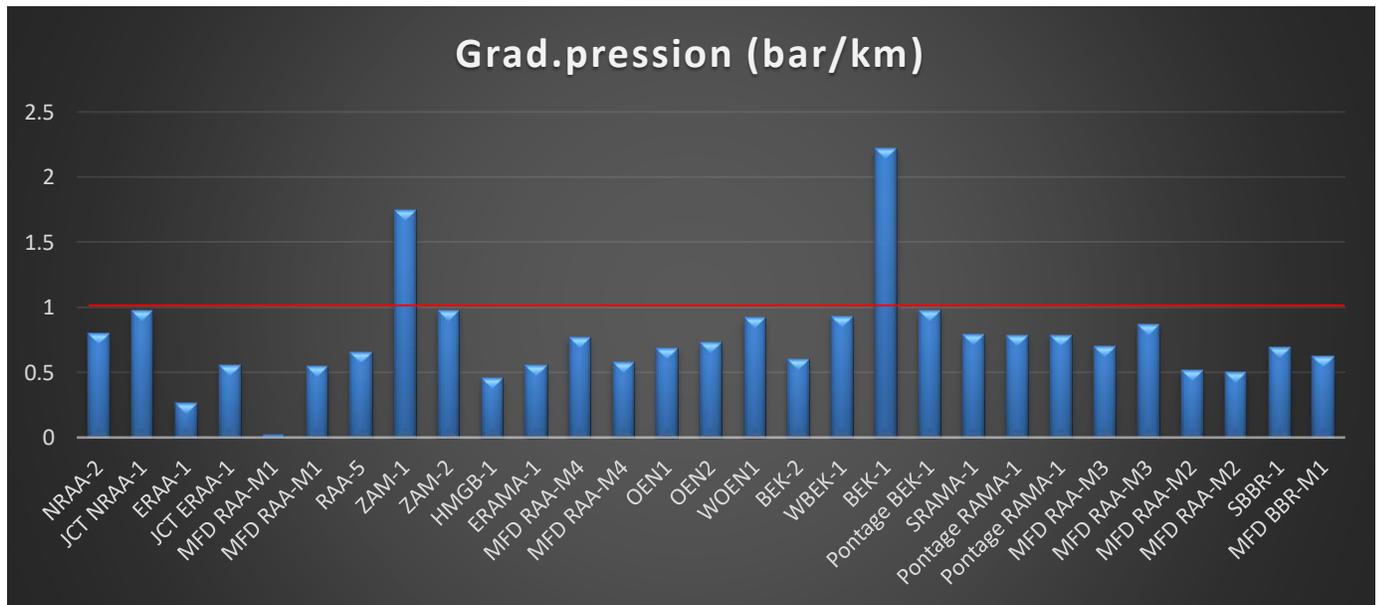


Figure IV.4 : Pertes de charge dans chaque pipe du réseau actuel

Optimisation des pertes de charges :

D’après l’histogramme ci-dessous est clair que tous les gradients de pression sont inférieurs à 1 bar/km sauf les puits ZAM1 et BEK1. Pour avoir des gradients dans les normes on doit changer les diamètres des lignes de ces deux puits, les résultats de simulation après changement de diamètres sont représentés dans le tableau suivants :

Les lignes		Diamètre (")	Grad.pression (bar/km)
Départ	Arrivé		
ZAM1	MFD RAA-M4	8	1,75
		10	0,69
BEK1	Pontage BEK-1	6	2,22
		8	0,79

Tableau IV 6 : les résultats de simulation après changement de diamètres

### IV.5.2 Etude de l'influence de raccordement des nouveaux puits sur le réseau de collecte actuel :

Actuellement 4 nouveaux puits sont en cours de raccordement sur le réseau actuel du champ RAMA (ZAM2, HMGB1, OEN2, WOEN1), leur mise en production provoque une augmentation des vitesses et les pertes de charge sur tout le réseau, les résultats de simulation sont mentionnés sur le tableau suivant :

Les lignes		Diamètre	Langueur	Vitesse	DP (bar)	Grad.pression
Départ	Arrivé	(")	(km)	(m/s)		(bar/km)
NRAA-2	JCT NRAA-1		5	3,62	16	3,2
JCT NRAA-1	JCT ERAA-1	8	17	2,76	17	1
ERAA-1	JCT ERAA-1	8	1,9	2,71	1	0,526315789
JCT ERAA-1	MFD RAA-M1	8	7,2	1,42	4	0,555555556
MFD RAA-M1	MFD RAA-M2	8A	11,905	1,72	-2,7	-0,226795464
MFD RAA-M1	MFD RAA-M2	8B	11,905	1,21	6,5	0,54598978
RAA-5	MFD RAA-M4	6	8,108	1,32	5,3	0,653675382
ZAM-1	MFD RAA-M4	8	8	3,72	14	1,75
ZAM-2	MFD RAA-M4	6	8,2	3,46	15	1,829268293
HMGB-1	MFD RAA-M4	6	15,183	3,78	8	0,526935891
ERAMA-1	MFD RAA-M4	6	4,551	1,29	3,5	0,769461745
MFD RAA-M4	MFD RAA-M3	8A	5,184	4,48	13	2,507716249
MFD RAA-M4	MFD RAA-M3	8B	5,184	2,41	3	0,578763704
OEN1	JCT OEN1	6	8,7	1,26	14	1,639195412
OEN2	JCT OEN1	6	8,2	3,22	11	1,341463415
WOEN1	Pontage BEK-1	6	8,7	3,69	12	1,379310345

**Tableau IV 7 : Résultats de simulation du cas projeté**

Les lignes		Diamètre (")	Langueur (km)	Vitesse (m/s)	DP (bar)	Grad.pression (bar/km)
Départ	Arrivé					
BEK-2	Pontage BEK-1	6	0,5	1,22	3	6
WBEK-1	Pontage BEK-1	6	7,5	3,78	7	0,933333334
BEK-1	Pontage BEK-1	6	1,8	3,22	4	2,222222223
Pontage BEK-1	Pontage RAMA-1	8A	16,5	5,06	16	0,96969697
SRAMA-1	Pontage RAMA-1	6	3,8	3,48	3	0,789473684
Pontage RAMA-1	MFD RAA-M3	10	8,9	4,65	13	1,460674157
Pontage RAMA-1	MFD RAA-M3	6	8,9	4,98	16	1,797752819
MFD RAA-M3	MFD RAA-M2	12	6,426	4,07	6,5	1,011515717
MFD RAA-M3	MFD RAA-M2	6	6,925	4,26	8	1,155234657
MFD RAA-M2	EPF RAMA	10+12	22,692	1,23	11,7	0,515600212
MFD RAA-M2	EPF RAMA	14	23,194	1,36	11,7	0,504440804
SBBR-1	MFD BBR-M1	4	0,722	1,92	1	1,385041551
MFD BBR-M1	EPF RAMA	8	24,14	0,75	15	0,621375311

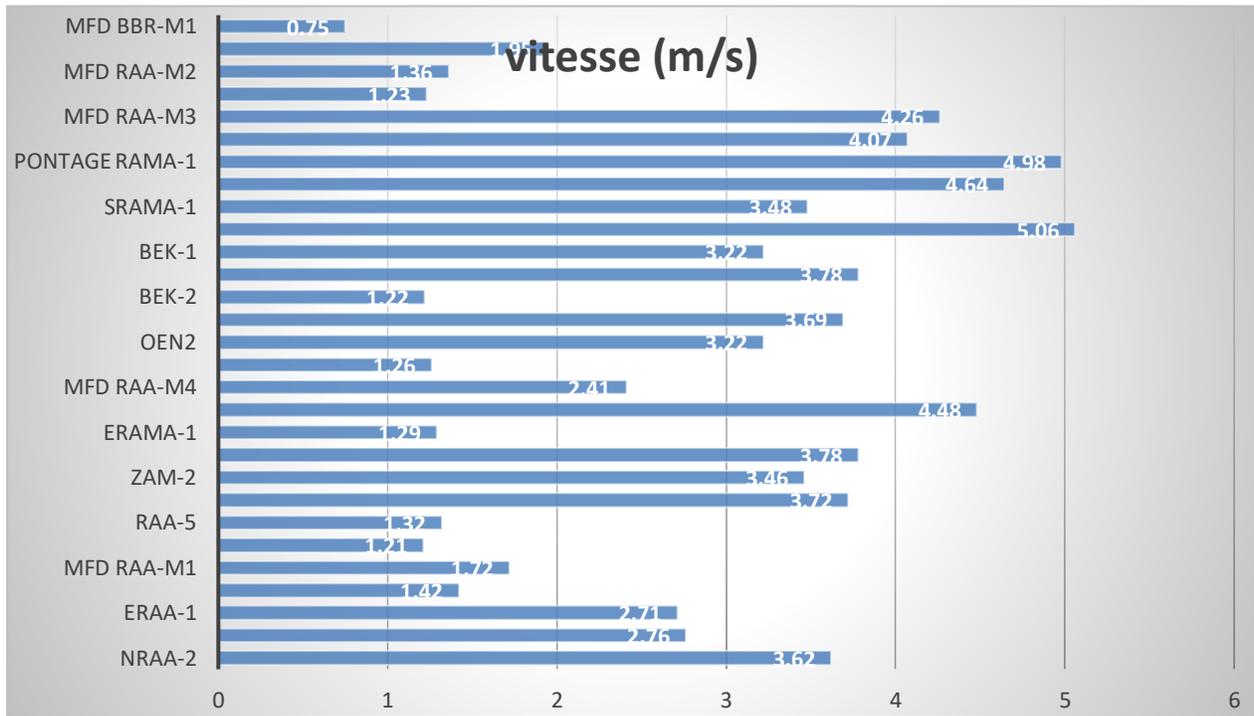
Suite Tableau IV. 7 : Résultats de simulation du cas projeté

#### IV.5.2.1 Optimisation du réseau après l'ouverture des nouveaux puits :

Suite à la mise en production des nouveaux puits au niveau du pontage BEK1 et MFD RAA-M4 (OEN2, WOEN1, ZAM2 et HMGB1), on a constaté une augmentation des pertes de charge et la vitesse moyenne dans les collecteurs suivants :

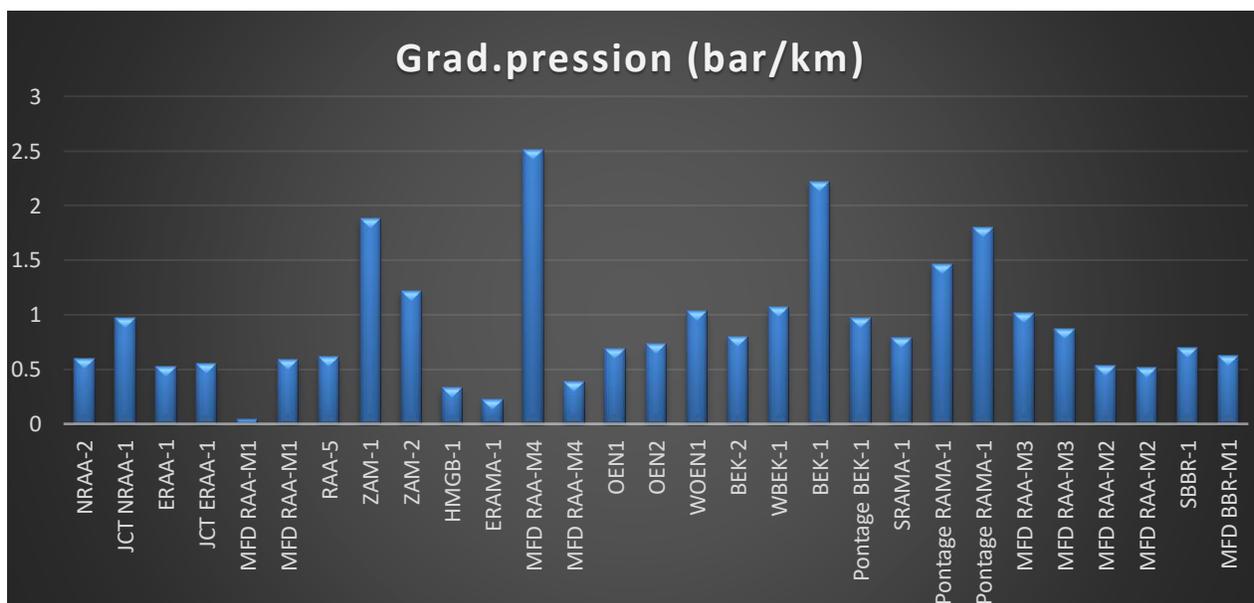
- 8"A pontage BEK1/Pontage RAMA1
- 10"+6" pontage RAMA1/MFD RAA-M3
- 12"+6" MFD RAA-M3/MFD RAA-M2
- 8"A MFD RAA-M4/MFD RAA-M3.

Les vitesses du fluide simulées après l'ouverture des Nouveaux puits sont schématisées dans la figure suivante :



**Figure IV.5 :** les vitesses d'écoulement à l'intérieur de chaque pipe après l'ouverture des Nouveaux puits

L'histogramme suivant montre les pertes de charge pour chaque ligne du réseau après l'ouverture des Nouveaux puits :



**Figure IV.6 :** Pertes de charge dans chaque pipe après l'ouverture des Nouveaux puits

**Solutions proposées pour le cas projeté :**

D’après les résultats précédents, il est clair que le réseau actuel nécessite des modifications pour qu’on peut produire dans des conditions adéquates après l’ouverture des nouveaux puits.

Après avoir étudié plusieurs scénarios, les modifications proposés sont :

- Pose d’un nouveau pontage au niveau d’OEN1
- Pose d’un nouveau collecteur 8’’ entre le pontage BEK1 et le pontage RAMA1
- Pose d’un nouveau collecteur 10’’ entre le manifold RAMA1 et le manifold RAA-M3
- Pose d’un nouveau collecteur 12’’ entre le manifold RAA-M3 et le manifold RAA-M2
- Pose d’un nouveau collecteur 10’’ entre le manifold RAA-M4 et le manifold RAA-M3.

**Comparaison entre les paramètres avant et après modifications :**

Collecteurs	Avant modification		Après modification	
	Gp (b/km)	Vmoy (m/s)	Gp (b/km)	Vmoy (m/s)
8"A Pontage BEK1 - pontage RAMA1	0,96969697	5,06	0,5156212	3,17
NV 8"B pontage BEK1 - pontage RAMA1	-	-	0,4526991	3,08
10" Pontage RAMA1 - MFD RAA-M3	1,460674157	4,65	0,86969697	3,64
6" Pontage RAMA1 - MFD RAA-M3	1,797752819	4,98	0,789473684	3,49
NV 10" Pontage RAMA1 - MFD RAA-M3	-	-	0,615636363	3,11
12" MFD RAA-M3_MFD RAA-M2	1,011515717	4,07	0,633333334	2,93
NV 12" MFD RAA-M3_MFD RAA-M2	-	2,507716249	0,526935891	2,67
8"A MFD RAAM4 - MFD RAA-M3	2,507716249	3.48	0,53898989	2,93
NV 10’’ MFD RAAM4 - MFD RAA-M3	-	-	0,48484849	2,66

**Tableau IV.8 :** les valeurs des vitesses et des pressions avant et après modifications

## IV.6 Conclusion

Nous avons étudié l'influence de dimensionnement du réseau sur les performances de production et on a trouvé que le surdimensionnement du pipeline provoque une faible vitesse et perte de charge ce qui conduit à une production par bouchons et une dégradation du pipe par corrosion. Alors que le sous-dimensionnement provoque une vitesse élevée ce qui conduit à une dégradation du pipe par érosion.

Aussi, nous avons étudié l'effet de l'augmentation du débit sur la vitesse et les pertes de charge dans le réseau de collecte.

Suite à la mise en production des nouveaux puits, on a constaté une augmentation des pertes de charge et de la vitesse moyenne dans les collecteurs, ce qui nous a fait réfléchir à proposer des modifications sur le réseau actuel.

## Chapitre V : Design de l'EPF

### 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 des données 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.

### V.2. Présentation 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 modèles 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.

### V.3. Design de l'EPF

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

- Option 1 : Production d'huile non stabilisé et torchage de gaz.
- Option 2 : Production d'huile non stabilisé et compression du gaz.
- Option 3 : Production d'huile stabilisé et compression (récupération) 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**

<b>Composants</b>	<b>Mol %</b>
<b>N2</b>	<b>2.715</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>0.923</b>
<b>nC1</b>	<b>22.861</b>
<b>nC2</b>	<b>13.918</b>
<b>nC3</b>	<b>8.948</b>
<b>iC4</b>	<b>1.116</b>
<b>nC4</b>	<b>4.618</b>
<b>Neo-C5</b>	<b>0.016</b>
<b>i-C5</b>	<b>1.261</b>
<b>n-C5</b>	<b>2.764</b>

<b>C6</b>	<b>3.442</b>
<b>C7+</b>	<b>37.418</b>

**V.3.2. Spécifications de l'huile à exporter :** L'huile exportée vers Haoud El Hamra HEH doit être stabilisée conformément aux exigences du client :

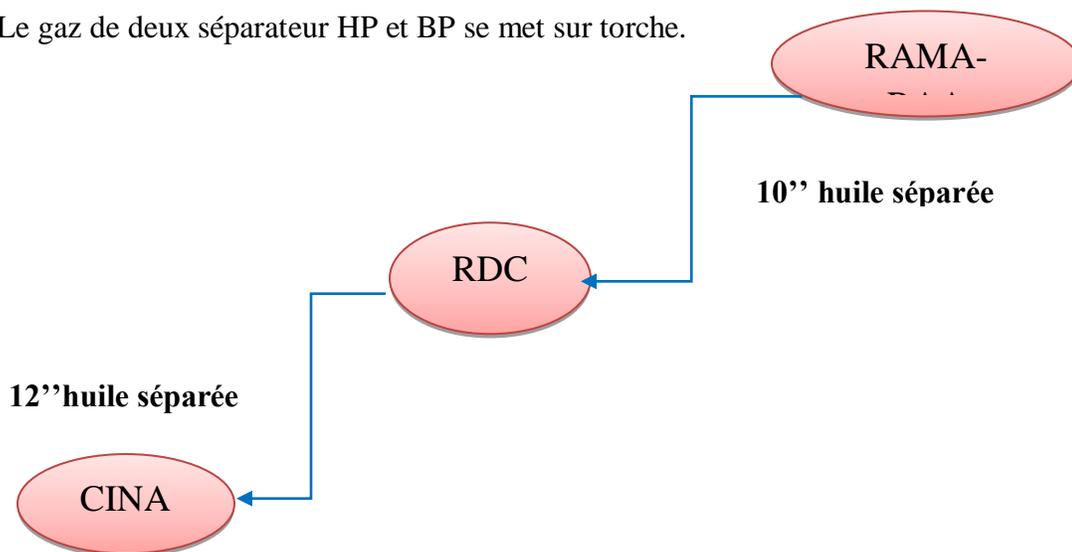
- ☞ TVR=0.650 kg/cm<sup>2</sup> à 38°C.
- ☞ Densité= 0,7949 - 0,8082
- ☞ Salinité < 40 mg/l.
- ☞ BSW < 0.5 %.

### V.3.3. Description du processus

#### V.3.3.1. Option1

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 borbier.
- 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.



**Fig.V.1. Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (Option 1)**

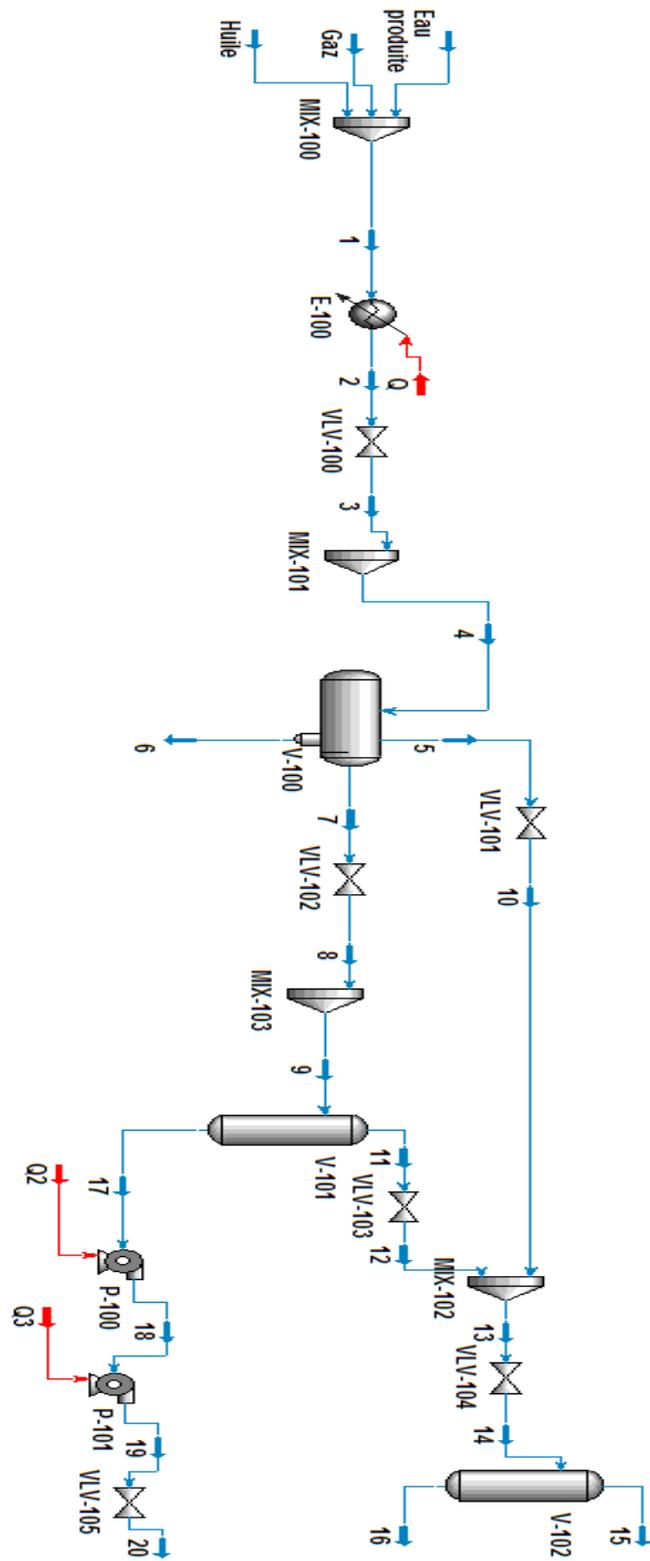


Fig.V.2. Design de l'EPF avec l'option 1.

### V.3.3.2.Option2

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 le 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".

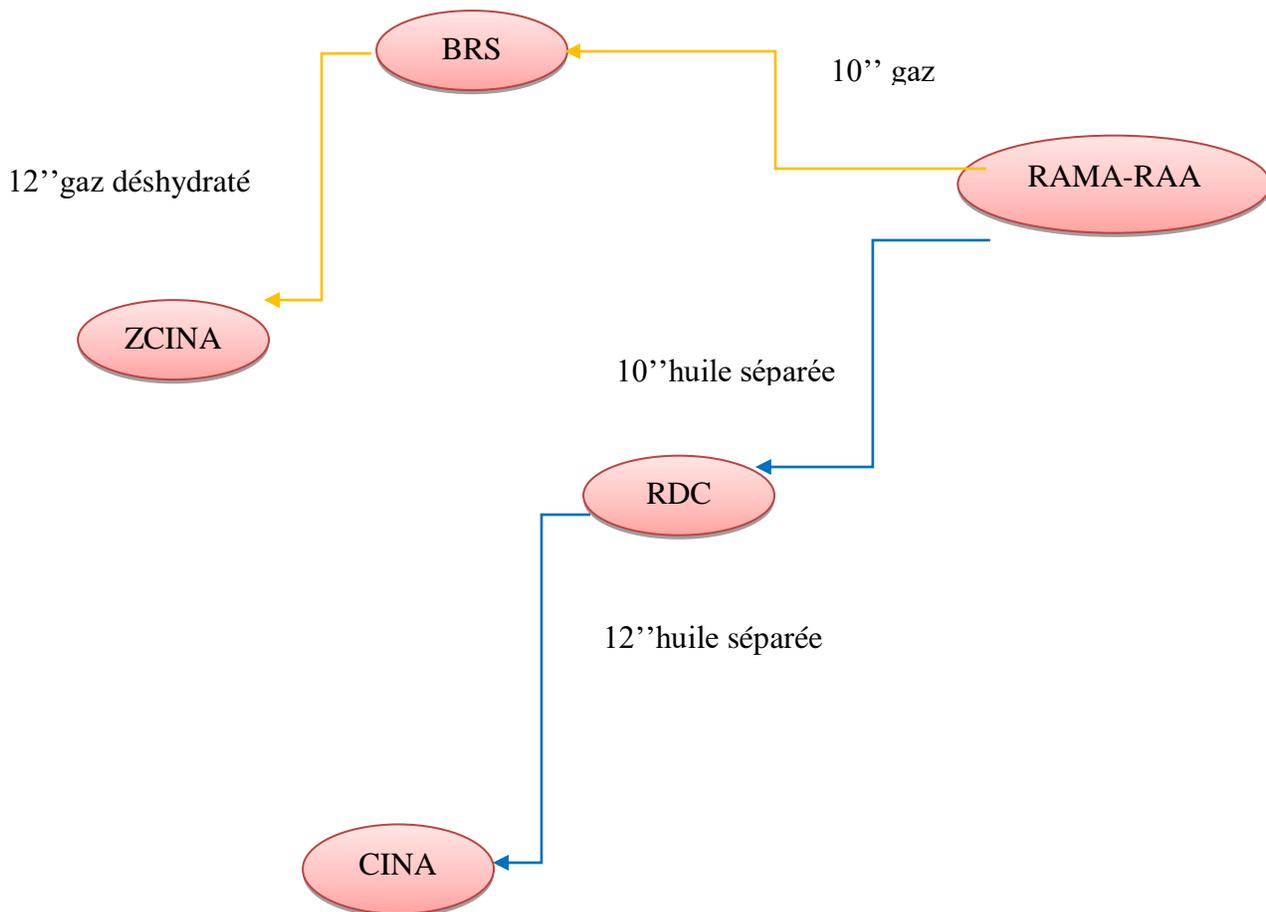


Fig.V.3. Diagramme du chemin de la production du champ RAMA(Option2)

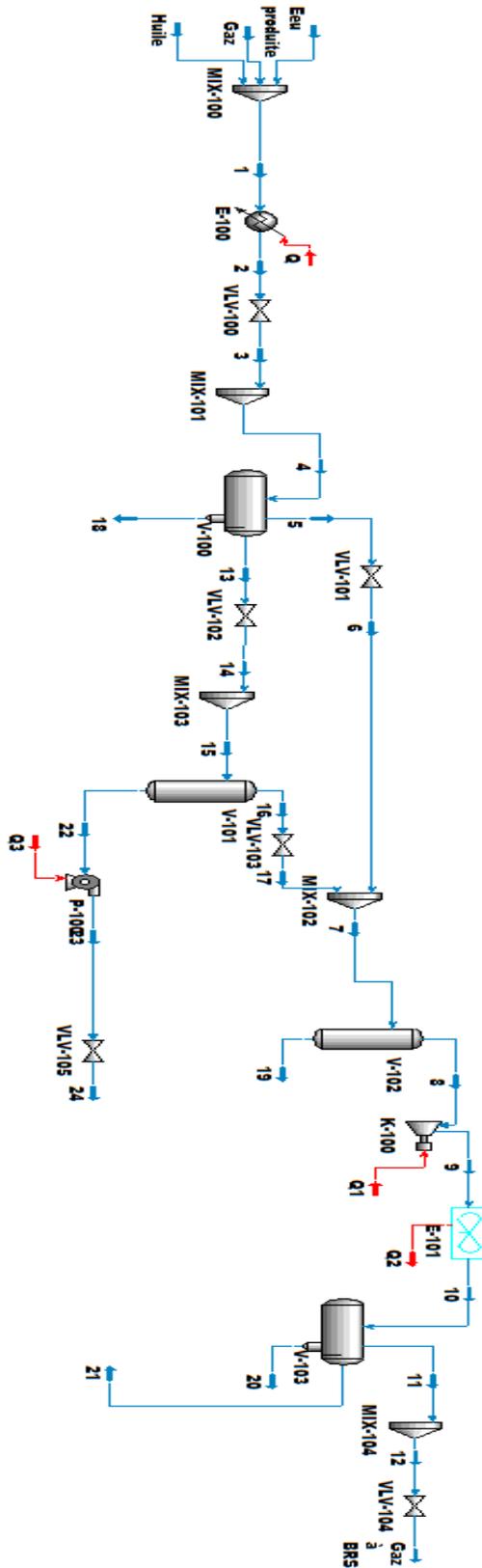


Fig.V.4. Design de l'EPF avec l'option 2.

## V.3.3.3.Option3

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 sediment 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 fired heater).
- 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.

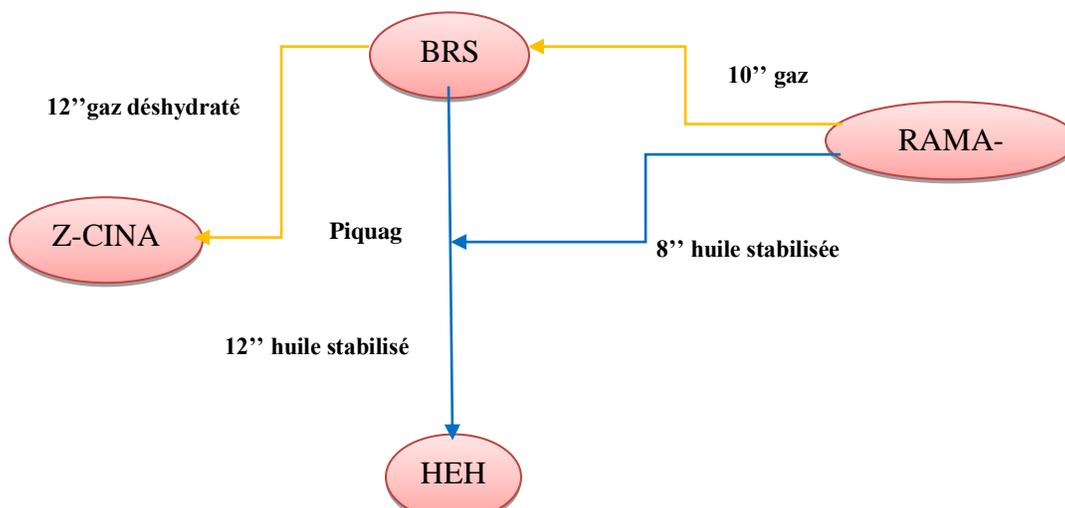


Fig.V.5. Diagramme du chemin de la production du champ RAMA (Option 3)

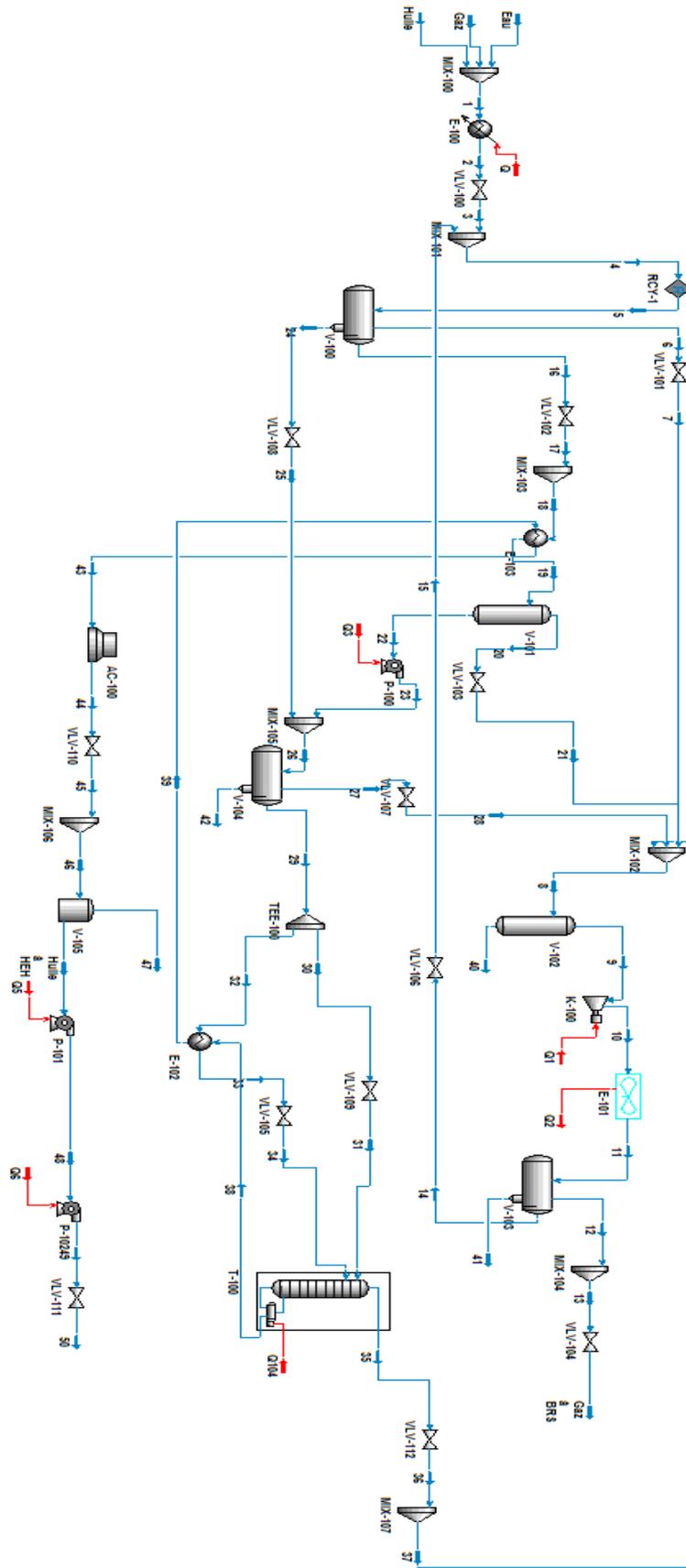


Fig.V.6. Design de l'EPF avec l'option 3.

#### V.4. Conception et simulation du système de récupération de gaz de torche :

##### V.4.1. Conception du système FGR :

Le système FGR (Flare Gas Recovery) est conçu pour capturer les gaz résiduels qui iraient normalement au système de torchage. Le système FGR est situé en amont de la torche pour capturer une partie ou la totalité des gaz résiduels avant leur évaseement. Les avantages potentiels d'un système FGR sont nombreux. Le gaz de torche peut avoir un pouvoir calorifique important et pourrait être utilisé comme carburant dans l'usine pour réduire la quantité de carburant acheté. Dans certaines applications, il peut être possible d'utiliser le gaz de torche récupéré comme matière première ou produit au lieu du combustible acheté. Le système FGR réduit l'opération d'évaseement continu, ce qui réduit par la suite la fumée, le rayonnement thermique, le bruit et les émissions de polluants associés au torchage. La Fig.V.7. Montre la conception d'un système FGR Les processus de base du système FGR sont :

- 1) Les gaz de ventilation du procédé sont récupérés à partir du collecteur d'évaseement.
- 2) Les compresseurs de gaz augmentent la pression de ce gaz.
- 3) Le gaz récupéré est déchargé dans un séparateur de liquide de service.
- 4) Le gaz séparé peut passer à travers un condenseur où les constituants facilement condensés peuvent être retournés comme matière première liquide tandis que les composants qui ne sont pas facilement condensée sont renvoyés pour être utilisés comme gaz combustible après épuration pour l'élimination des contaminants, tels que H<sub>2</sub>S.

##### V.4.2. Le procès de fonctionnement de l'installation du skid FGR :

Le procès de fonctionnement de l'installation du skid FGR consiste à acheminer le flux de gaz excédant et provenant de l'option N°03 via un filtre pour éliminer l'ensemble des impuretés vers une membrane de rétention formée à base de polymères qui permet la disposition des gaz légers (C<sub>1</sub> – C<sub>2</sub>) hors circuit ; d'une part et la sélection des composant lourds (C<sub>3</sub> – C<sub>4</sub> – C<sub>5</sub><sup>+</sup>.....) à recycler à travers ledit système , d'autre part.

La partie des composants lourds sera compressée à l'aide d'un compresseur pour atteindre une pression de l'ordre de 11 bar, puis refroidie par le système d'aéroréfrigérant E-FGR en traversant un séparateur, et suivi d'une séparation pour récupérer la quantité de condensat formée, ce produit récupéré sera expédiée par une autopompe vers la collecte ou les cigares (bacs de stockage ).

Le gaz rejeté lors de la deuxième séparation est induit dans la membrane pour améliorer la performance de la récupération du gaz lourd en le recyclant vers le compresseur ; de même ; le gaz léger généré sera réinduit par l'alimentation principale du skid ; ainsi la boucle de régénération est assurée.

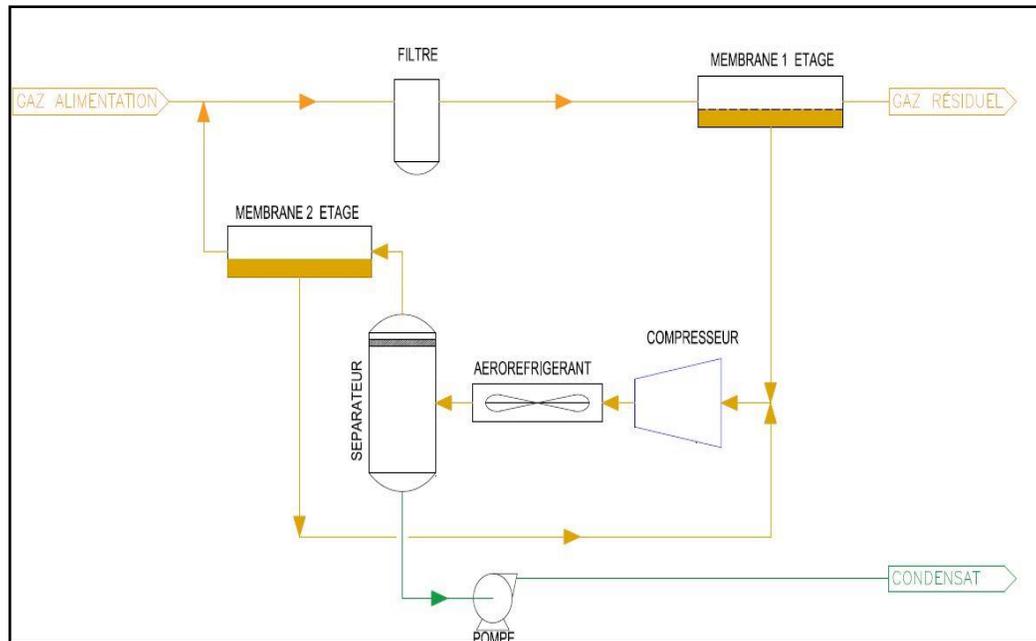


Fig. V.7. Le proces du skid FGR

**V.4.3. Simulation dynamique du système FGR :**

Dans la simulation dynamique du système FGR, l'effet de la modification de la température du gaz envoyé au réseau de torches sur les performances du système FGR est étudié à l'arrêt total et à la décharge d'une phase. Lorsque la température des gaz envoyés au système FGR augmente, la condition de fonctionnement est modifiée pour le séparateur à deux phases à l'entrée du compresseur. Fig. V.8 montre les changements dans la séparation des condensats au séparateur avant le compresseur.

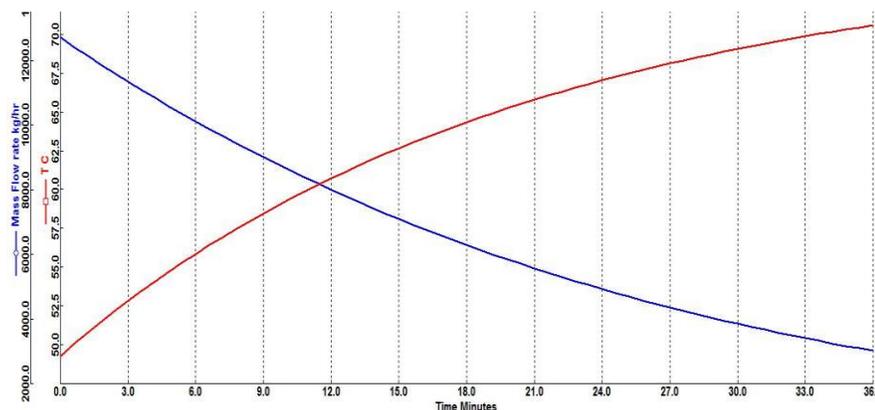
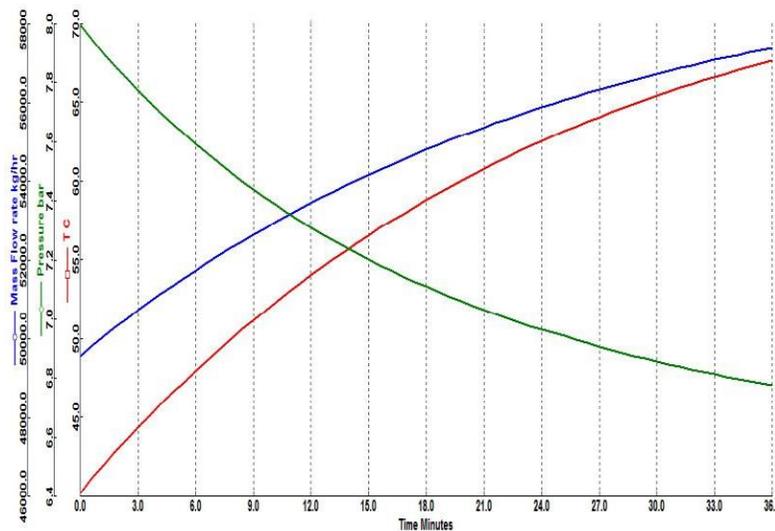
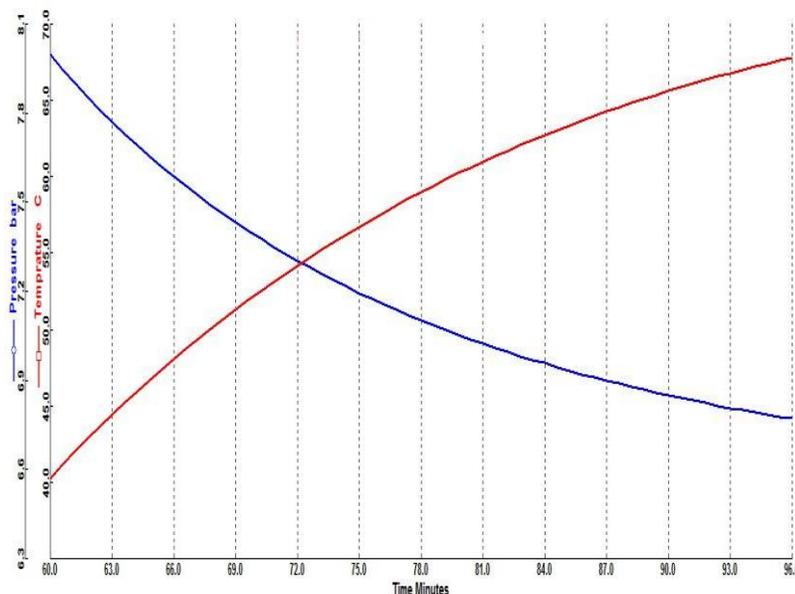


Fig. V.8. Graphique des changements dans la séparation des condensats

Lorsque les températures augmentent, le rendement et, par conséquent, le taux de compression du compresseur sont réduits. Si le transfert de chaleur dans les refroidisseurs intermédiaires et finaux du compresseur est supposé constant pendant les changements dynamiques, la température de la sortie du compresseur augmente en raison de l'augmentation de la température du gaz entrant dans le compresseur. La Fig. V.8 montre les changements de température, de pression et de débit à la sortie du compresseur pendant que la température du gaz envoyé au compresseur augmente. En raison des variations de température dans le flux entrant dans le séparateur triphasé, la température et la pression dans le séparateur sont grandement modifiées. La combinaison de l'écoulement à la sortie du séparateur a également des variations. Au fur et à mesure que la température du gaz refoulé par le compresseur augmente et que la pression diminue, la température et la pression au séparateur en phase arborescente montrent respectivement des tendances à la hausse et à la baisse. La Fig.V.9 montre les variations de température et de pression dans le séparateur triphasé lorsque la température augmente et que la pression diminue.



**Fig.V.9. Graphique de la température, la pression et le du débit au compresseur**



**Fig.V.10.Le graphique de variation de température et de pression**

On s'intéresse de plus en plus à la minimisation du brûlage à la torche, en partie à cause des émissions de pollution générées par les torchères et les sources d'émission potentiellement importantes dans une usine. La réduction des torches a une haute priorité car elle répond à la fois aux objectifs d'efficacité environnementale et économique. Il existe de nombreuses méthodes pour réduire au minimum de torchage du gaz dans l'industrie. Dans cet, étude nous avons étudié les critères de conception du système de récupération de gaz de torche et la simulation stable et dynamique du système de récupération du gaz envoyé à la torche. Résultats de la simulation en régime permanent indiquent que si le système de récupération de gaz de torche est utilisé lorsque l'une de ces phases de la parure est en panne, la récupération de 5916 (sm<sup>3</sup>/hr) de gaz naturel doux, 24 (tonne/j) de condensat gazeux.

## V.5. Approche technico-économique

### V.5.1. 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 cout 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.

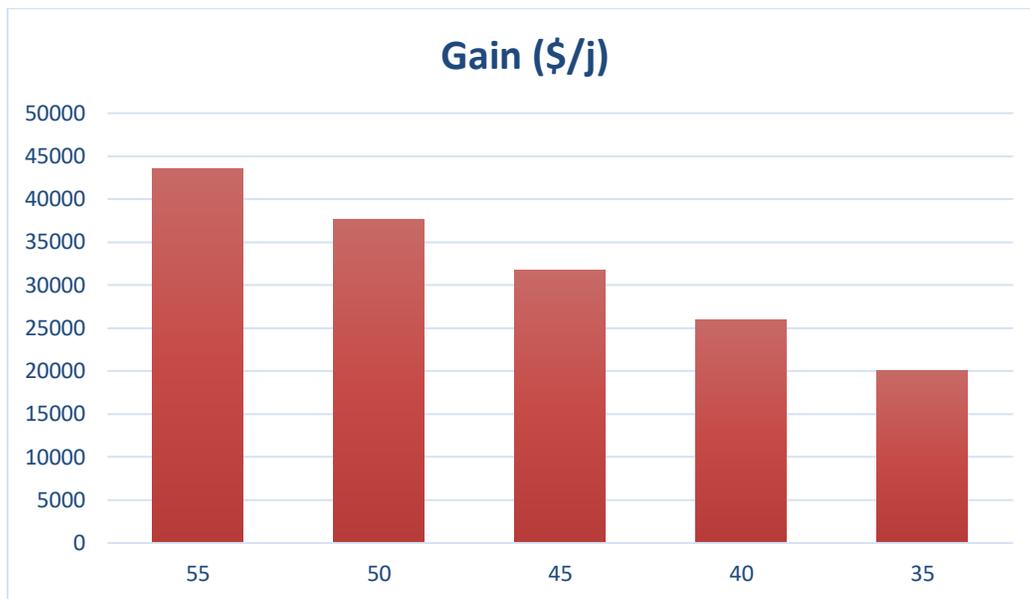
### V.5.2. Cout d'investissement du projet EPF :

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



**Fig.V.11. 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).
- Le gain du gaz récupéré est de l'ordre de **141000 sm<sup>3</sup>/j** en considérant le prix du gaz actuel **4\$/sm<sup>3</sup>** ce qui l'équivalent de **56000 \$/j**.
- 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.

### Conclusion générale

Cette étude nous amène à aboutir aux conclusions suivantes :

Nous avons étudié l'influence de dimensionnement du réseau sur les performances de production et on a trouvé que le surdimensionnement du pipeline provoque une faible vitesse et perte de charge ce qui conduit à une production par bouchons et une dégradation de la pipe par corrosion. Alors que le sous-dimensionnement provoque une vitesse élevée ce qui conduit à une dégradation du pipe par érosion.

Aussi, nous avons étudié l'effet de l'augmentation du débit sur la vitesse et les pertes de charge dans le réseau de collecte. Comme les pertes de charge additionnelles dans les pipelines : ZAM1, BEK1, RAA-M4 et pontage BEK1.

Donc la corrélation de DUKLER a été trouvée la meilleure pour le calcul de pertes de charge le long des lignes de surface.

Suite à la mise en production des nouveaux puits, on a constaté une augmentation des pertes de charge et de la vitesse moyenne dans les collecteurs, ce qui nous a fait réfléchir à proposer des modifications sur le réseau actuel.

La diminution de la pression de séparation au niveau de l'EPF entraîne une augmentation de la production.

### Recommandations

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

Pour le cas de base :

- Pose d'un nouveau collecteur 8" entre le pontage BEK1 et le pontage RAMA1
- Pose d'un nouveau pontage au niveau d'OEN1
- Procéder au raclage périodique des pipelines.
- Faire un bon monitoring en temps réel 'Puits-Manifold'.

Pour le scénario de l'installation d'EPF à côté du manifold RAA-M3 :

- Introduire un système de stabilisation de l'huile avec la compression du gaz.
- Installer une ligne pour l'expédition de l'huile stabilisée conformément aux exigences vers HEH.
- Installer une ligne pour l'envoi du gaz comprimé vers le centre de BRS.
- La mise en place d'un EPF à RAMA\_RAA aboutit à un gain en production estimé à **186.47 sm<sup>3</sup>/j** et **141.000 sm<sup>3</sup>/j** du gaz.

### Références Bibliographiques

- [1] K. Bendiksen, D. Malnes, R.Moe and S. Nuland. "The dynamic two-fluid model OLGA: theory and application". SPE Production Engineering 6, 171-180, (1991).
- [2] C.Pauchon, H. Dhulesia, G. Binh Cirlot, and J. Fabre. "TACITE: A transient tool for multiphase pipeline and well simulation". SPE 28545 Presented at 1994 SPE Annual Technical Conference, New Orleans, LA, U.S.A., pp. 25-28.
- [3] D. Barnea and Y. Taitel. "Flow Pattern Transition in Two-Phase Gas-Liquid Flows", A Chapter in the "Encyclopedia of Fluid Mechanics, volume 3, Gas- Liquid Flows", Gulf Publishing, N.P. Cheremisinoff, Editor, 403-474 (1986).
- [4] Y. Taitel. "Flow pattern transition in two phase flow", Ninth International heat transfer conference, Jerusalem, Israel. (1990).
- [5] Y. Taitel and A. E. Dukler."A model for predicting flow regime transition in horizontal and near horizontal gas-liquid flow", Aiche Journal vol-22, No .1. (1976).
- [6] Y. Taitel, O. Shoham and J. P. Brill. "Transient two-phase flow in low velocity hilly terrain pipelines". Int . J . Multiphase flow vol 16. No 1,pp,69-77.(1990).
- [7] Y. Taitel, O. Shoham and J. P Brill. "Simplified transient solution and simulation of two-phase flow in pipelines". Chem. Eng. Sci. 44, 1353-1359, (1989).
- [8] F. Vegneron. C. Sarica and J. P. Brill. "experimental analysis of imposed two-phase flow transient in horizontal pipelines" proceedings of the BHR Group 7th international conference, Multiphase 9, Wilson, A., ed., pp. 199-217, (1995).
- [9] L Mailhe "Cours de production, collecte, traitement, stockage", Tome 13, 1974.
- [ 10] Total, Manuel de formation ; "Cours Exp-Pr-EQ 080, Les équipements, Les séparateurs".
- [ 11] International Conference on Chemical, Food and Environment Engineering (ICCFEE'15) Jan. 11-12, 2015 Dubai (UAE) <http://dx.doi.org/10.17758/IAAST.A0115008>