

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**Aïd Abdelkader**

-THEME-

---

**L'étude de l'impact d'EPF sur la production  
Application au champ de Hassi Tarfa**

---

Soutenue le : 09 / 06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Président :</b>	Dada Saada	Univ.Ouargla
<b>Rapporteur :</b>	Chetti Djamel Eddine	Univ.Ouargla
<b>Examineur :</b>	Arbaoui Mohamed Ali	Univ.Ouargla

## Remerciements

*En premier lieu je remercie DIEU le tout puissant, le créateur, qui m'a facilité le chemin, et m'a donné la persévérance pour réaliser ce modeste travail; pour la deuxième fois louange à DIEU.*

*Je voudrai exprimer mes remerciements à mon encadreur: CHETTI Djamel Eddine. Je suis infiniment reconnaissant pour tout ce qu'il m'a apporté pendant ces trois mois de mémoire. Sa disponibilité, ses conseils et ses encouragements m'a beaucoup aidé. Au-delà de tout, ça, j'ai appris et acquis des connaissances considérables sur le réseau de collecte, la séparation et les différents problèmes rencontrés ; les différents méthodes d'optimisation de Production. J'ai beaucoup progressé à ses côtés.*

*Je tiens également à remercier l'ensemble des membres du jury pour avoir évalué mon travail avec beaucoup d'attention. Je les remercie pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail et leurs remarques judicieuses.*

*Mes remerciements vont également à tous le personnel de Hassi R'mel, en particuliers Monsieur: Mokhtari M'hmed et Tarek pour leur aide et leur efforts, à Imad, Belkheir pour leur connaissances de l'Ecrien; Djalti, salim Benkhalfa, à Mesdemoiselles: Amira pour sa sympathie, ses remarques et ses bons conseils.*

*Mes remerciements s'adresse Bien sûr à tous les enseignants du Département de Production pétrolière de l'université de Ouargla, a tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail ; Bref, un grand merci à tous. Sans oublier l'équipe : EP-HASSI R'mel*

*Nombreuses sont les personnes dont je n'ai pas pu citer les noms et que nous remercions vivement.*

*Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mon frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'a toujours prodigué ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serai pas où je en suis et ce que je suis.*

*Merci encore à tous....*

***Aïd Abdelkader***

# Dédicace

*Avec un énorme plaisir, un cœur*

*Ouvert et une immense joie, que je dédie mon*

*Travail à mes très chers parents :*

*" Vous m'avez donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir.*

*Tout ce que je peux vous offrir ne pourra exprimer l'amour et la reconnaissance que je vous porte.*

*En témoignage, je vous offre ce modeste travail pour vous remercier pour vos sacrifices et pour l'affection dont vous m'avez toujours entouré"*

*Je dédie également ce travail à la mémoire de ma chère défunte cousine et grand-mère que Dieu ait leur âmes et l'accueillent en Son Vaste Paradis.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mon cher frère Khaled, mes très chères sœurs Ibtissem Nawel, Souad.*

*Je dédie ce travail à :*

- *ma chère grand-mère.*
- *Mes chers oncles: Belabbes Ahmed, Mansouri Ahmed, Znagui*
- *Mes chères tantes: Djamila et Kheira.*
- *Mes chers cousins et cousines ; Ikram, Bouchra, Ihab, Omar, Amina*

*Mes ami(e)s et mes vrais collègues de classe. A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.....*

**AID Abdelkader**



# Résumé

## Résumé :

L'exploitation des Hydrocarbures gazeux ou liquides comprend une série d'étapes successives de développement coûteux. Parmi ces étapes, le transport des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement. Mais il y'a toujours des obstacles parmi lesquels l'éloignement des puits par rapport au centre de traitement.

Ce travail a pour but d'évaluer le gain de production des puits à faibles potentiels qui sont raccordés à l'EPF dans l'objectif de diminuer les pertes de charge dans le réseau afin d'améliorer la récupération.

La démarche consiste à obtenir des potentiels des puits, ensuite procéder à la modélisation et simulation du réseau de collecte en utilisant le logiciel PIPESIM. L'étude comparative (avant et après l'installation) permet de déterminer toute variation de la production du champ HTF.

**Mots clés : EPF, réseau de collecte, PIPESIM, Perte de charge, production.**

## Abstract:

The exploitation of gaseous or liquid hydrocarbons comprises a series of successive stages of expensive development. These stages include the transportation of fluids from producer to processing facilities. But there are always obstacles including the distance of the wells to the treatment center.

This Studies aims evaluate the production gain of the low-potential wells that are connected to the EPF with the aim of reducing exchange losses in the network in order to improve the recovery.

The approach consists in obtaining potential of wells, then in proceeding to the modeling and the simulation of the network of collection by using the PIPESIM software. The comparative study (before and after the installation) allows determining any variation of the production of the field HTF.

**Keyword: PIPESIM, EPF, Network of collection, loss of load, Production.**

## ملخص :

إن استغلال المحروقات السائلة أو الغازية يشمل سلسلة من المراحل المتتالية من التطوير. تشمل هذه المراحل في نقل السوائل من الآبار المنتجة إلى مراكز المعالجة. ولكن هناك دائما بعض العقبات بما في ذلك بعد المسافة بين الآبار و مركز المعالجة.

الهدف من هذا العمل هو تقييم مكاسب الإنتاج من الآبار ذات الإمكانيات المنخفضة التي ثم ربطها ب EPF بهدف التقليل من ضياع الإنتاج في الشبكة من أجل تحسين الاسترجاع .

مسار العمل يتمثل في الحصول على معطيات الآبار، ثم نمذجة و محاكاة شبكة التجميع باستخدام برنامج PIPESIM، حيث تسمح الدراسة المكونة ( قبل و بعد التثبيت ) بتحديد أي اختلاف في إنتاج حقل HTF .

**الكلمات المفتاحية : ضياع الإنتاج ، PIPESIM ، الإنتاج، شبكة جمع، EPF .**

# La liste des figures

Figure I.1 : Situation du champ Hassi Tarfa .....	03
Figure I.2 : coupe géologique NE-SW .....	05
Figure I.3 : coupe géologique NW-SE .....	05
Figure I.4 : Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa.....	07
Figure.II.1. Liaison individuelle.....	08
Figure.II.2. La liaison par collecteur .....	09
Figure.II.3.Écoulement vertical.....	12
Figure.II.4.Ecoulement horizontal.....	13
Figure.II.5. Liquid hold up .....	14
Figure.II.6. Régimes d'écoulement à travers la duse .....	15
Figure.II.7.séparateur horizontal diphasique.....	17
Figure.II.8.séparateur vertical .....	18
Figure.II.9.séparateur sphérique.....	19
Figure.II.10 : Schéma de principe de transfert d'un endroit à un autre .....	20
Figure.II.11: Pompe centrifuge .....	21
Figure.II.13: Pompes volumétriques rotatives .....	22
Figure.III.1: Structure de réseau avant l'installation de l'EPF.....	24
Figure III.2 : Modélisation du puits HTFN05 .....	25
Figure.III.3. Evaluation du débit d'huile en fonction de la pression de séparation.....	31
Figure. IV.1.4 Structure du réseau dans le PIPESIM.....	32
Figure.IV.1. schéma de l'installation de l'EPF. ....	41
Figure.IV.2 : schéma de l'installation de l'EPF dans le champ HTF.....	42
Figure.IV.3: Diagramme de sélection des pompes.....	48

# La liste des tableaux

Tableau. II.1 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge.....	14
Tableau. III.1 : Les résultats obtenus (avant l'installation de l'EPF).....	26
Tableau. III.2 les données de jaugeage (après l'installation de l'EPF) .....	28
Tableau. III.3 : calcule le gain de production.....	29
Tableau. III.4 les scénarios envisagé pour des différentes pressions de séparations .....	30
Tableau. IV.1: Données des liaisons puits-manifold/manifold –manifold /manifold-EPF ..	33
Tableau. IV.2 :Matching de réseau .....	36
Tableau. IV.3 : Dimensionnement du réseau de collecte actuel. ....	38
Tableau. IV.4 : Optimisation du réseau de collecte actuel. ....	39
Tableau.V.5 : Les diamètres optimaux pour les puits concernés. ....	40
Tableau.V.1 capacité de liquide ;Tableau.V.2.capacité de gaz .....	44
Tableau V.3. les résultats de calcule de dimensionnement de la pompe .....	47
Tableau.VI.1.Le prix des pipes à raccorder.....	50
Tableau.VI.2.Le prix des équipements par unité de temps. ....	51
Tableau.VI.3.Le gain de production journalier. ....	51
Tableau.VI.4.Le temps d'amortissement pour différents prix de baril. ....	52

# ***Table des matières***

<b>Remerciement</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>III</b>
<b>Résumé</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des Figures</b>	<b>V</b>
<b>Liste des Tableaux</b>	<b>VI</b>
<b>Symboles– Notion – Abréviations</b>	<b>VII</b>
<b>Introduction</b>	<b>01</b>

## **Chapitre I : Aperçu sur le champ**

I.1 Introduction.....	2
I.2 Situation géographique et géologique du champ Hassi Tarfa .....	2
I.3 Description du champ Hassi Tarfa.....	3
I.4 Stratigraphie du champ Hassi Tarfa.....	6

## **Chapitre II: Généralités sur le réseau de collecte**

II.1 Généralités sur le réseau de collecte.....	8
II.1.1 Introduction .....	8
II.1.2 Types du réseau de collecte.....	8
II.1.3 Description de réseau de collecte de Hassi Messaoud .....	9
II.1.4 Description du réseau de collecte du champ HTF.....	11
II.2 Les écoulement multiphasique .....	11
II.2.1 Définition .....	11
II.2.2 Les type d'écoulement.....	12
II.2.3 gradient de la pression le long d'une conduite .....	13
II.2.4 Liquid hold-up .....	14
II.3.Régimes d'écoulement à travers la duse .....	14
II.4.La séparation.....	16
II.4.1.Définition .....	16
II.4.2 Temps de rétention .....	16
II.4.3 Divers type du séparateur .....	16



II.5. le pompage.....	20
II.5.1.Généralités sur les pompes .....	20
II.5.2.Les pompes centrifuges .....	21
II.5.3Les pompes volumétriques .....	22

### **Chapitre III : Mise en évidence de l'apport de l'EPF**

III.1 Introduction .....	23
III.2 Cas de base (sans EPF).....	23
III.2.1 Modélisation de système (puits + réseau de collecte).....	23
III.3.deuxième cas (avec l'EPF).....	27
III.3.1 Modélisation de système (puits + réseau de collecte).....	27
III.4.l'étude comparative .....	29
III.5.Sensibilité sur la pression de séparation .....	29
III.6.Conclusion : .....	31

### **Chapitre IV. Modélisation et optimisation de réseau de collecte actuel**

IV.1 Introduction.....	32
IV.2. Structure de réseau .....	32
IV.3. Choix de la corrélation.....	34
IV.4. Simulation du réseau .....	34
IV.5. Le calage (matching).....	34
IV.6. Optimisation du réseau.....	37
IV.7. Redimensionnement du réseau de collecte actuel.....	39
IV.8. Conclusion : .....	40

### **Chapitre V : Design de la nouvelle installation EPF**

V.1. Introduction .....	41
V.2. Schéma de l'installation .....	41
V.3. Dimensionnement d'un séparateur.....	42
V.3.1 Les données de Dimensionnement du séparateur .....	42
V.3.3 Procédure de dimensionnement .....	42
V.3.4 Résultats de calcule .....	44
V.3.5.Vérification de slanderness ratio (12L/D).....	44

V.4 Dimensionnement de la pompe à installer .....	45
V.4.1 Introduction .....	45
V.4.2 Procédures de calculs .....	45
V.4.3 Les résultats du calcul .....	47
V.4.4.Le choix du type de la pompe .....	47
V.5 Les bacs de stockages.....	48
V.5.1 Nombre de bac.....	48

### **Chapitre VI: Etude technico-économique**

VI.1 Introduction.....	50
VI.3 Couts d'investissement du projet.....	50
VI.4 Le coût des équipements par jour .....	51
VI.5 Le gain de production journalier.....	51
VI.6 Le temps d'amortissement .....	52
Conclusion.....	53
Recommandation.....	54
Bibliographie.....	55

## Liste des Symboles et Abréviations

Symboles	Signification
BBM	Beggs Brill Moody
BSW	Basic and Sediment Water
CIS	Centre Industriel Sud
CINA	Centre Industriel Nord
d	Densité
DE	Dukler Eaton Flannigan
E & P	Engineering and production
GOR	Gas Oil ratio ( $\text{Sm}^3 / \text{Sm}^3$ )
H	Hauteur (m)
HMD	Hassi Messouad
HP	Haute Pression
IP	Indice de productivité ( $\text{m}^3 / \text{h} / \text{bars}$ )
IPR	Inflow Performance Relationship
Leff	Longueur de l'effluent
LDHP	Ligne Directe Haute Pression
Lss	Longueur de séparateur
MP	Moyenne Pression
NPSH	Net Positive Suction Head
NLL	Normal Liquid Level
P	La pression ( $\text{kgf}/\text{cm}^2$ )
P	La puissance (KW)
P <sub>D</sub>	Pression dynamique ( $\text{kgf}/\text{cm}^2$ )
P <sub>ID</sub>	La pression de fond dynamique ( $\text{kgf}/\text{cm}^2$ )
P <sub>g</sub>	La pression de gisement
P <sub>MFD</sub>	Pression de manifold ( $\text{kgf}/\text{cm}^2$ )
P <sub>p</sub>	Pression de pipe
P <sub>pc</sub>	Pression de pipe calculée ( $\text{kgf}/\text{cm}^2$ )

Ppm	Pression de pipe mesurée (kgf/cm <sup>2</sup> )
P <sub>sep</sub>	La pression de séparateur (kgf/cm <sup>2</sup> )
Pt	La Pression de tête (kgf/cm <sup>2</sup> )
PVT	Pression, Volume et Température
Q	Le débit (m <sup>3</sup> /h)
Q <sub>H</sub>	Le débit d'huile (m <sup>3</sup> /h)
Q <sub>Liq</sub>	Le débit de liquide (m <sup>3</sup> /h)
Q <sub>o</sub>	Le débit d'huile (m <sup>3</sup> /h)
Q <sub>w</sub>	Le débit d'eau (m <sup>3</sup> /h)
T°	Température °C
T <sub>am</sub>	Temp d'amortissement
WOR	Water Oil Ration
η	Le Rendement
Ø	Diamètre (mm)
\$ usa	Dollar Américaine

# Introduction

---

## Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est l'un des plus grands dans le monde. Dans la perspective de l'augmentation de la production globale du champ, SONATRACH a entamé l'exploitation des champs périphériques tel que le champ de HTF. Ce dernier est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation, actuellement il comprend 22 puits producteurs.

L'exploitation du gisement a posé de nombreux problèmes en raison d'éloignement des puits par rapport au champ satellite W2A' distant de 40 km ; et une diminution importante de la pression de gisement qui impose le problème de l'égalisation de pression entre la pression de tête et la pression de pipe, tel que le puits HTFN03 ( $P_t = P_p = 6 \text{ kgf/cm}^2$ ).

Tous ces problèmes nécessitent des études approfondies, pour pouvoir améliorer la production en vue d'une meilleure récupération des réserves avec les moyens les plus économiques, SONATRACH a opté pour des installations de surface **EPF (Early Production Facilities)** comme solution au problème de pertes de charge dans ce réseau. Le gaz est torché, l'eau est envoyée vers des bourniers et après vers les unités existantes. L'huile issue de la séparation est envoyée à l'aide d'une pompe vers l'UTBS via une nouvelle ligne de transfert 8" au point de raccordement sur la ligne existante 10" reliant W2A'.

L'investissement d'une telle installation demande un budget très important d'où la nécessité de faire une étude rigoureuse. Pour cela on va faire les étapes suivantes :

Chapitre I, inclue la présentation de champ de Hassi Tarfa

Le chapitre II a mis l'accent sur le réseau de collecte et la séparation et différents équipements de L'EPF.

Dans le chapitre III, est traitée la partie expérimentale, Il renferme l'optimisation de champ avant et après l'installation de L'EPF.

Dans le chapitre IV, est traitée la partie expérimentale, il a traité la modélisation et optimisation de réseau de collecte.

Le chapitre V comporte le dimensionnement de l'EPF.

Le chapitre VI , on a l'étude techno-économique

**I.1 Introduction**

Le gisement d'huile de Hassi Tarfa (**HTF**) est situé dans le bloc 427 du découpage de Sonatrach Exploration, dans la wilaya d'Ouargla, à près de 650 km au Sud d'Alger et à une dizaine de kilomètres au Sud du périmètre d'exploitation de Hassi Messaoud. Le gisement a été découvert en **Septembre 1999** avec le forage du puits vertical **HTF1** qui a traversé le réservoir de l'Ordovicien 'Quartzites de Hamra' à 3318 m de profondeur MD.

Les volumes initiaux d'huile en place du réservoir des Quartzites de Hamra du gisement de Hassi Tarfa sont évalués à :

- Volumes prouvés : 80 millions de m<sup>3</sup>,
- Volumes prouvés et probables : 120 millions de m<sup>3</sup>.
- Volumes prouvés, probables et possibles : 120 millions de m<sup>3</sup>.

**I.2 Situation géographique et géologique du champ Hassi Tarfa*****I.2.1 Situation géographique***

Le champ de Hassi Tarfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud. Il est limité par :

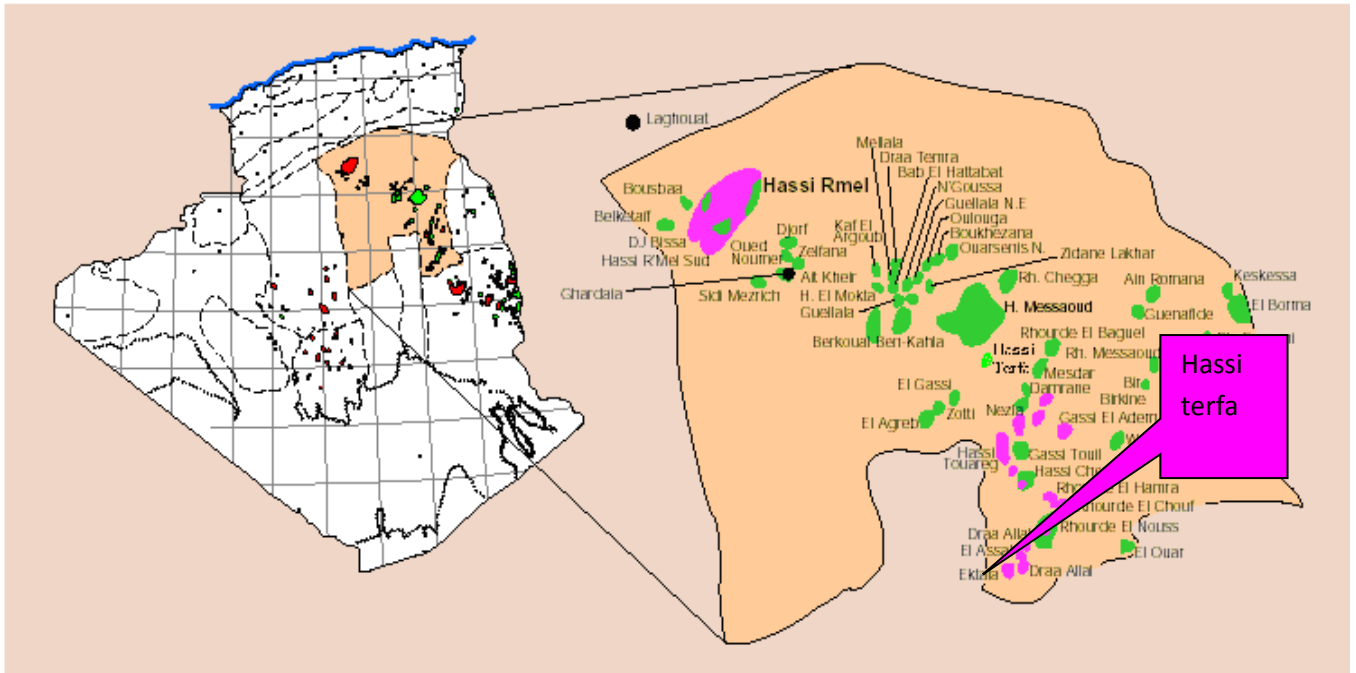
- Le parallèle 31° et 32° Nord.
- Les méridiens 6° et 7° Est.

***I.2.2 Situation géologique du champ Hassi Tarfa***

La structure de Hassi Terfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi, El Agreb et Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Terfa est limité par :

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- Structure anticlinale de Hassi D'zabat vers l'Ouest.
- Le champ de Mesdar vers l'Est.
- Le champ d'El Gassi vers le Sud.



**Figure I.1 : Situation du champ Hassi Tarfa.**

### I.3 Description du champ Hassi Tarfa

Hassi Tarfa c'est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec quelques puits de production.

Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999 pour objectif principal l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

- Réservoirs Cambrien (Ri et Ra) est aquifères.
- Réservoir Quartzites de Hamra est un réservoir à huile.
- Pression initiale du réservoir 450 kg/cm<sup>2</sup>.
- Volume de réserve initiale de l'huile est de 120 millions de m<sup>3</sup>.
- Contacte huile-eau à 3280m.

### ***1.3.1 Roche mère et genèse des hydrocarbures***

Les argiles radioactives Siluriennes riches en matières organique, représentant la roche mère principale. Cette argile est présente dans la partie :

- Ouest et au Nord Est à environ de 150km du dôme de Hassi Messaoud. L'expulsion, la migration de ces hydrocarbures et leur mise en place dans les pièges.
- Cambro-Ordovicien et Triasique se seraient effectuées essentiellement au Jurassique-Crétacé. Les chemins de migration sont les failles, la surface d'érosion Hercynienne ainsi que les drains Triasique et Cambrien.
- Le remplissage successif des différentes structures de Hassi Tarfa, Hassi D'zabat et El Gassi El Agreb s'est effectué après le remplissage du Dôme de Hassi Messaoud

### ***1.3.2 Description du réservoir***

#### ➤ ***L'Ordovicien :***

Dans l'Ordovicien, le réservoir le plus important est formé par les Quartzites de Hamra, avec des nombreuses quantités d'huile prouvées autour de gisement de Hassi Mesaoud Fig (I.2), Fig (I.3).

#### ➤ ***Cambrien :***

La production principale vient essentiellement des lithozones réservoirs Ra et Ri

### ***1.3.3 Roches Couverture***

Les formations argilo-salifères du Lias et les roches éruptives de Trias, constituent d'excellentes roches couverture pour les Quartzites de Hamra.

Localement le Cambrien (Ri+Ra) à pour couverture les argiles d'El-Gassi.

### ***1.3.4 Les pièges et les voies de migration***

La majorité des pièges dans les réservoirs cambro-ordoviciens sont liés :

- Soit à des pièges structuraux (horst, anticlinal),
- Soit à des pièges stratigraphiques (biseaux par troncature d'érosion hercynienne),
- Soit à des pièges mixtes (biseaux ordovicien en amont pendage d'une structure anticlinale).

Les études géochimiques définissent deux périodes de migration :

- La première a lieu à la fin de Paléozoïque
- La seconde qui est plus importante a lieu vers la fin de Jurassique début du Crétacé.

La migration sera faite directement à travers la discordance hercynienne, ainsi que les failles, et fractures, du nord-est vers le sud-ouest, avec remplissage successif des structures de Hassi Messaoud, Hassi Terfa, Hassi D'zabat et El Gassi El Agreb.



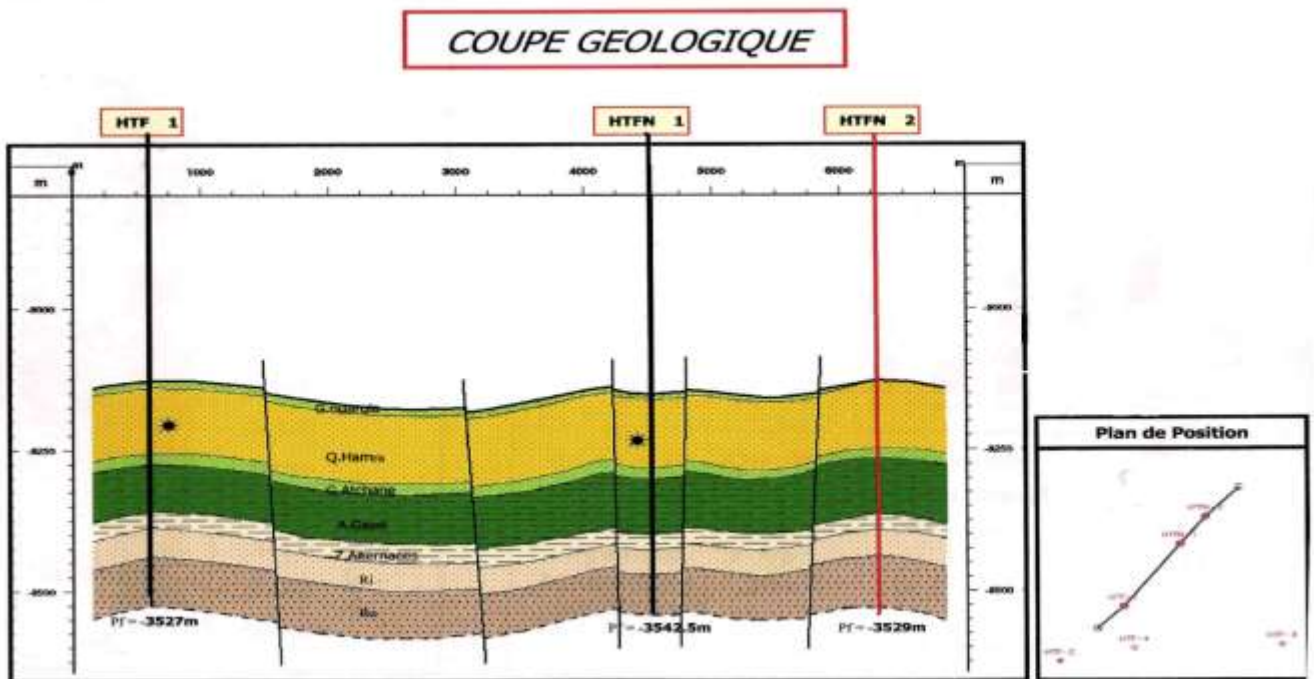


Figure I.2 : coupe géologique NE-SW

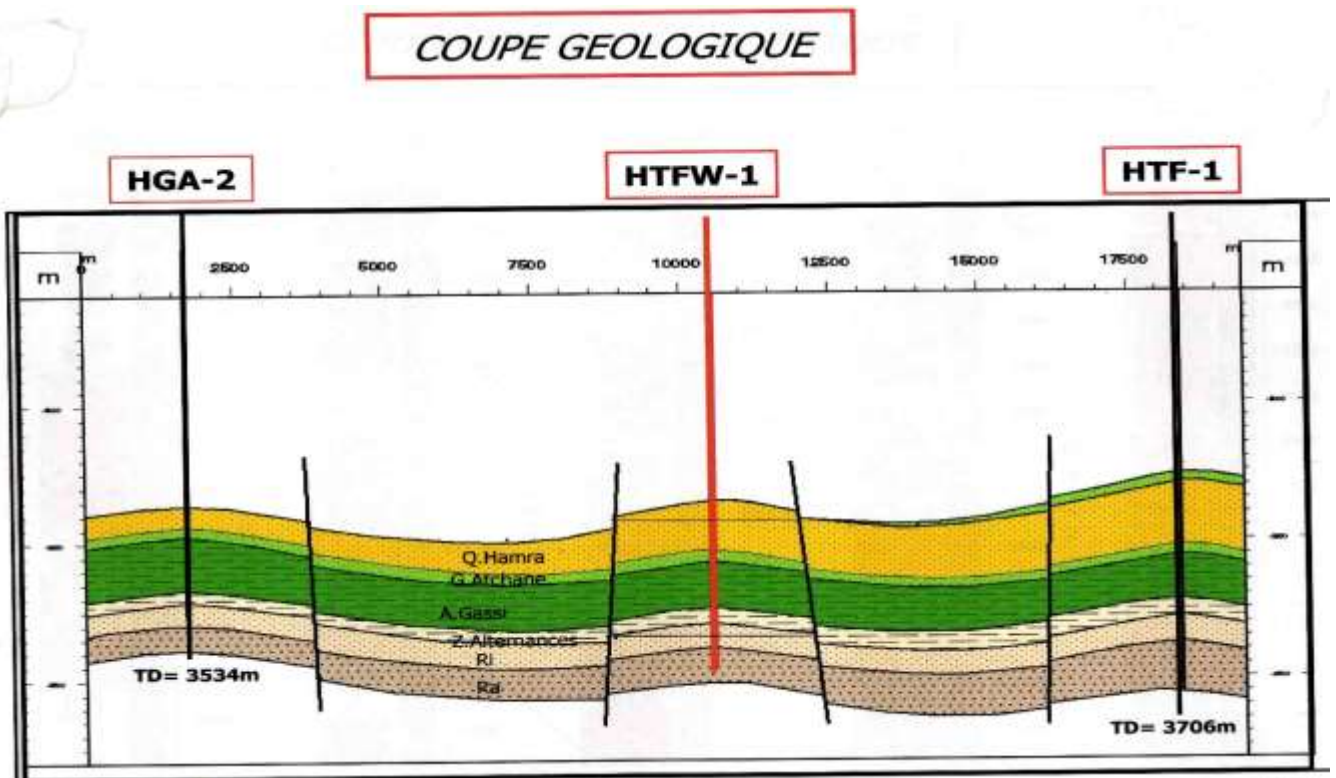


Figure I.3 : coupe géologique NW-SE

**I.4 Stratigraphie du champ Hassi Tarfa**

La série stratigraphique de la région de Hassi Tarfa est essentiellement composée des dépôts Mésozoïques avec 3118 m d'épaisseur, reposant en discordance sur le Paléozoïque qui a 407 m d'épaisseur. On distingue de bas en haut :

**I.4.1 Le Paléozoïque :** (407m d'épaisseur). On distingue de bas en haut :

**I.4.1.1 Socle :** est constitué de Granite porphyroïde rose.

**I.4.1.2 Infra-Cambrien :** (45m d'épaisseur), est constitué de Grés Argileux rouge.

**I.4.1.3 Cambrien :** (170m d'épaisseur) est représenté par *Cambrien Ra, Cambrien Ri, Zone des alternances*.

**I.4.1.4 Ordovicien :** (15-126 m d'épaisseur) Il est représenté par *Argiles d'El Gassi, Grés d'El Atchane, Quartzites Hamra, Les grés d'Ouargla*

**I.4.2 Mésozoïque :** (3118m d'épaisseur) ; est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

**I.4.2.1 Trias :** (35,5-66m d'épaisseur).

**I.4.2.2 Jurassique :** (1333-1398m d'épaisseur).

**I.4.3 Cénozoïque :** (300m d'épaisseur) ; Il est représenté par l'Eocène et le Mio-Pliocène. [8]

AGE	System	EPAI	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE	
CENOZOIQUE	NEOGENE	178	Mio-Plio		Sable Grès et argiles	
		123	Eocene		Calcaire crayeux	
MESOZOIQUE	CRETACE	109	sen - carbon		calaire et dolomie	
		217	Sen - anhy		Anhydrites et dolomie	
		150	Sen - salif		Sel massif incolore à blanc	
		127	Turonien		Calcaire crayeux	
		186	Cénomanién		Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et marne	
		396	Albien		Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base	
		27	Aélien		Dolomie et marne	
		435	Barremien + Néocomien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marne et Anhydrite. Présence de lignite.	
	JURASSIQUE		229	Malm		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marne
			77	Dogger, argil		Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite.
			244	Dogger, lag		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile silteuse
				LD-1		Anhydrite + Argile
			226	LS-1		Sel + Argile
				LD-2		Anhydrite + Argile
			59	LS-2		Sel + Argile
28			RI		Argile et Dolomie	
	474	S1 + S2 + S3		Sel rose massif à la base, avec passées d'Argile plastique indurée et Anhydrite		
	96	Lias argileux		Argile brun rouge parfois salifère		
PALEOZOIQUE	TRIAS	68	roches éruptives		Roches éruptives	
	ORDOVICIEN	23	Grès Quartzia		Grès quartziteux à quartzites	
		126	Quartzites de Hamra		Grès quartziteux à quartzites	
		25	Grès atchane		grès gris clair + argile	
		100	Argile d'el Gassi		Argile gris sombre	
	CAMBRIEN	29	Camb "ZA"		Argile + grès	
		49	Camb "RI"		Grès gris beige fin à moyen. Tugite	
92		Camb "Ra"		Grès blanc beige moyen à grossier		

Figure I.4 : Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa

## II.1 Généralités sur le réseau de collecte

### II.1.1 Introduction

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

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

### II.1.2 Types du réseau de collecte

On distingue les réseaux de collecte suivants :

#### 1. liaisons individuelles

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification vers le centre des puits en service et à l'arrêt ;
- Contrôle des puits en service par un simple examen des P et T° d'arrivée ;
- Facilité d'isoler une production polluée ;
- Rapidité de passage d'un puits en test ;

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

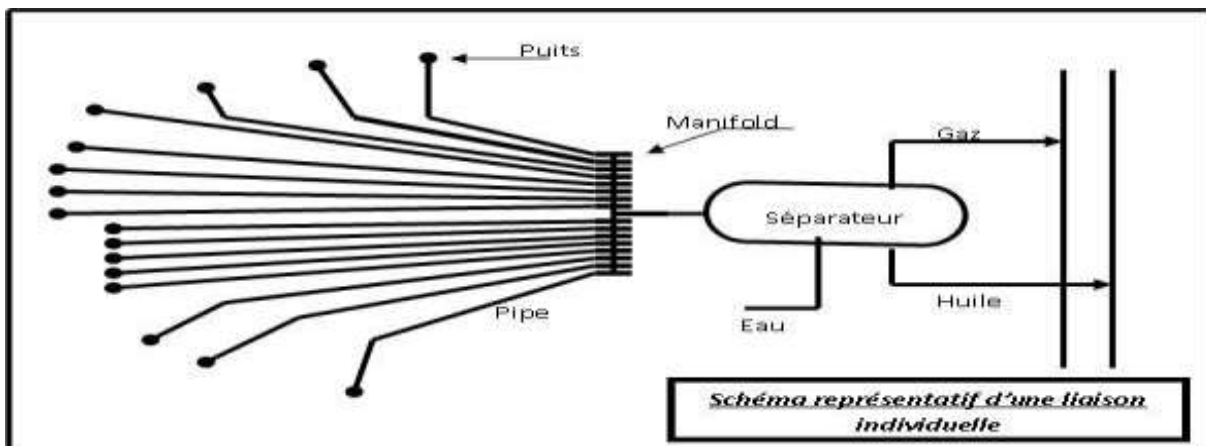


Figure. II.1. Liaison individuelle

## 2. Liaison par collecteurs

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courts possibles. Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test.

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.

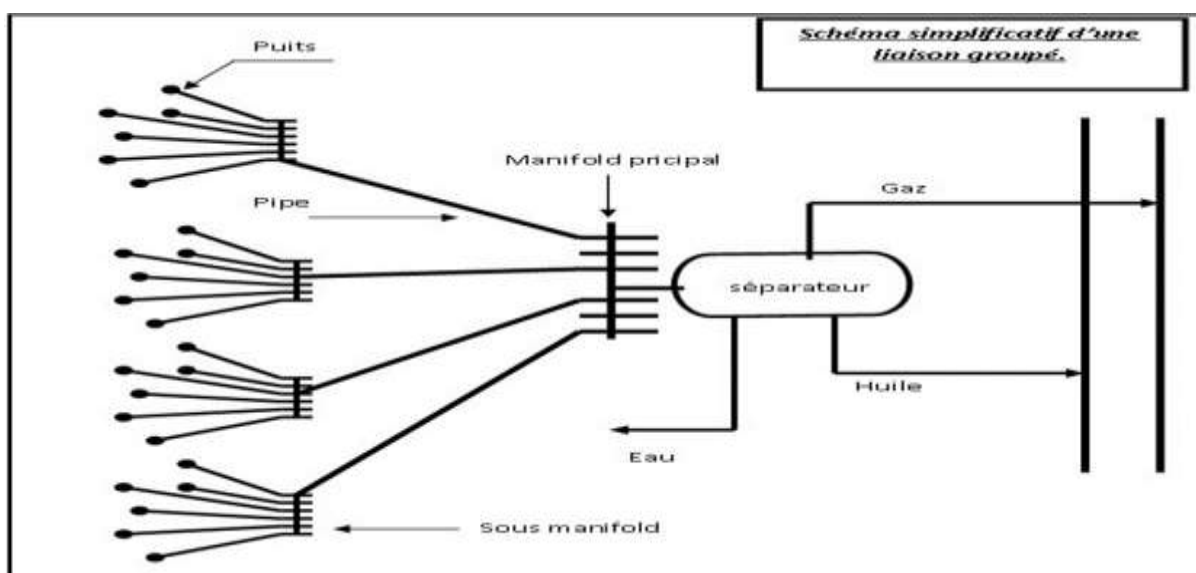


Figure.II.2. La liaison par collecteur

### II.1.3 Description de réseau de collecte de Hassi Messaoud

Il existe quatre types de réseaux au niveau de ce champ :

- Un réseau pour la **production d'huile** : Puits → Manifold → Stations → CIS, CINA.
- Un réseau pour l'**injection de gaz à haute pression & gaz lift** : CIS, CINA → Manifolds → Puits injecteurs gaz /Puits gaz lift.
- Un réseau pour la production et l'**injection d'eau** (maintien de pression) : Puits Albien → Manifolds → Stations de pompage → Manifolds → Puits injecteurs d'eau.

➤ Un réseau pour **eau de traitement**.

Le réseau de collecte de Hassi Messaoud est divisé en deux parties qui sont plus ou moins indépendantes :

*a)- Le réseau de collecte Nord*

Il comporte un système de collecte composé d'environ 1100 km de pipelines, 20 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 :

Au niveau de CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2<sup>ème</sup> étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 bars.

La production de quelques puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau de CINA, sans passer par les stations de séparations. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 15 bar, et LDMP pour les puits connectés sur le système de séparation de 7 bar.

Une quantité du gaz reçue au niveau de CINA est envoyée vers l'unité de GPL pour l'extraction des condensas. Le gaz léger est envoyé vers les stations de compression pour l'injection.

Un centre de Traitement HP- ZCINA : alimenté par les puits à for GOR.

*b)- 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, 34 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 380 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 du Centre Industriel Sud (CIS). Toutes les stations satellites contiennent, chacune, un manifold, deux séparateurs ou plus, une pompière 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 et le gaz est comprimé pour être envoyés vers CIS.

Au niveau du CIS, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2<sup>ème</sup> étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bars.

Dans les dernières années une nouvelle unité de traitement de brut est créée « UTBS ». Cette dernière est destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH via le pipeline 24'' CIS-HEH.

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 condensats, 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.

#### **II.1.4 Description du réseau de collecte du champ HTF**

Il y a trente-quatre (34) puits qui sont forés sur le champ HTF et Seulement dix-huit(18) puits qui sont actuellement raccordés. Le réseau de collecte actuel se compose de deux manifolds (HTFM1 et HTFM2) qui sont reliés entre eux par un collecteur (8''). La production du champ est acheminée vers la station satellite HGA via deux collecteurs (8'').

Il y a seulement quatorze (14) puits qui sont actuellement raccordés avec l'EPF avec quatre(4) puits HDZ que sont :( HTFN3; HTFN5; HTF16; HTF2; HTF13; HTF25; HTF14; HTF1; HTF12; HTF11; HTF10; HTF20; HTFN6; HTFN1; HDZ17; HDZ14; HDZ2; HDZ13 ).

## **II.2 Les écoulement multiphasique [8]**

### **II.2.1 Définition**

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 ...).

### II.2.2 Les type d'écoulement

Dans notre étude, l'écoulement multiphasique est assimilé à un écoulement diphasique, se compose d'une phase gazeuse et d'une phase liquide. Les pertes de charge sont différentes suivant le type d'écoulement :

- **Écoulement avec bulle (bubble flow)**

A de très faible GOR, le gaz tend à former des petites bulles qui montent vers la partie haute de la conduite.

- **Écoulement avec bouchant (plug flow)**

Quand le GOR augmente, les bulles de gaz deviennent plus importantes et se combinent pour former des bouchons.

- **Écoulement stratifié (stratified flow)**

Ces bouchons deviennent plus longs avec l'augmentation du GOR jusqu'à ce que les deux phases s'écoulent en stratification.

- **Écoulement avec vagues (wavy flow)**

Au-delà d'un point, l'augmentation du GOR provoquera des ondulations de l'interface liquide-gaz.

- **Écoulement avec vagues moutonnantes (slug flow)**

Les ondulations deviennent plus importantes avec le GOR, jusqu'à ce que leurs crêtes touchent le toit de la conduite et forment des bouchons de liquide qui seront poussés vers l'aval par le gaz derrière eux.

- **Écoulement annulaire (annular flow)**

C'est le cas d'un mouvement centrifuge du liquide.

- **Écoulement brouillard (spray flow)**

La phase liquide se disperse dans la phase gazeuse, c'est le cas d'un GOR très élevé.



Figure. II.3.Écoulement vertical



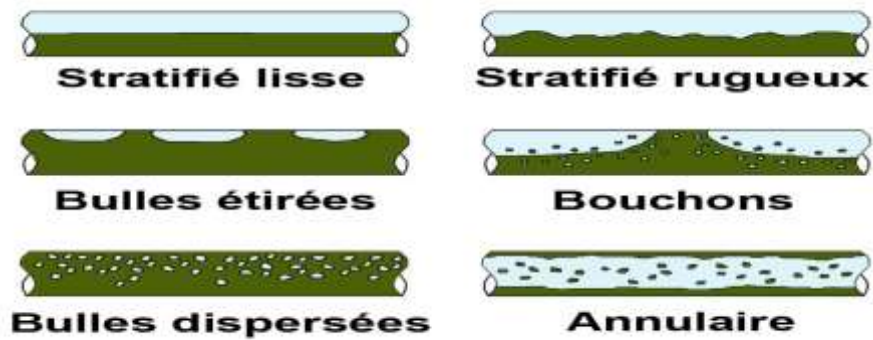


Fig.II.4.Ecoulement horizontal

**II.2.3 gradient 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 :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} \dots\dots\dots (II.1)$$

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

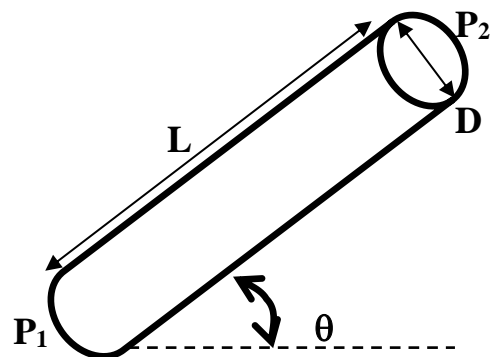
$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin\theta + \frac{f \rho V^2}{2g_c D} + \frac{\rho V \cdot dV}{g_c \cdot dl} \dots\dots\dots (II.2)$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin\theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c D} + \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \dots\dots\dots (II.3)$$

Où :

- $\rho_m$  : la densité du mélange.
- $V_m$  : la vitesse du mélange.
- D : diamètre du pipe.
- $g_c$  : facteur de conversion.
- $f_m$  : facteur de frottement du mélange.
- 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).

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

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

### II.2.4 Liquid hold-up

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

✓ Voir en annexe le détail du modèle :

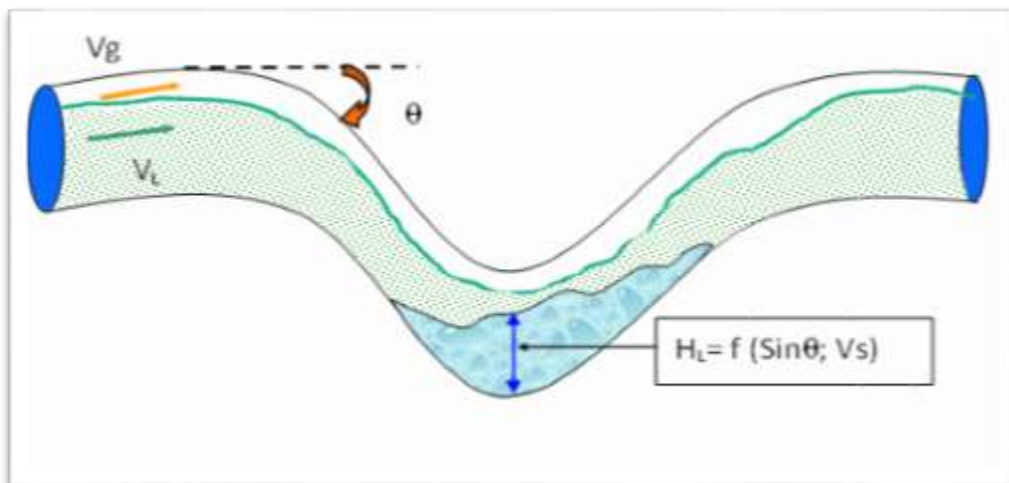


Figure.II.5. Liquid hold up

### II.3.Régimes d'écoulement à travers la duse [3]

Trois régimes d'écoulements multiphasiques sont distingués :

*a)-Régime critique*

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont ( $P_{pipe}$ ) de la duse sur la pression en aval ( $P_{tête}$ ) 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,  $\Phi_{duse}$ , WOR,  $\rho_g$ ,  $\rho_o$ ,  $\rho_w...$ ).

*b)-Régime transitoire*

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

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

*c)-Régime non critique*

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

En général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport ( $P_p / P_t$ ) est supérieur ou égal à 0,75. [8]

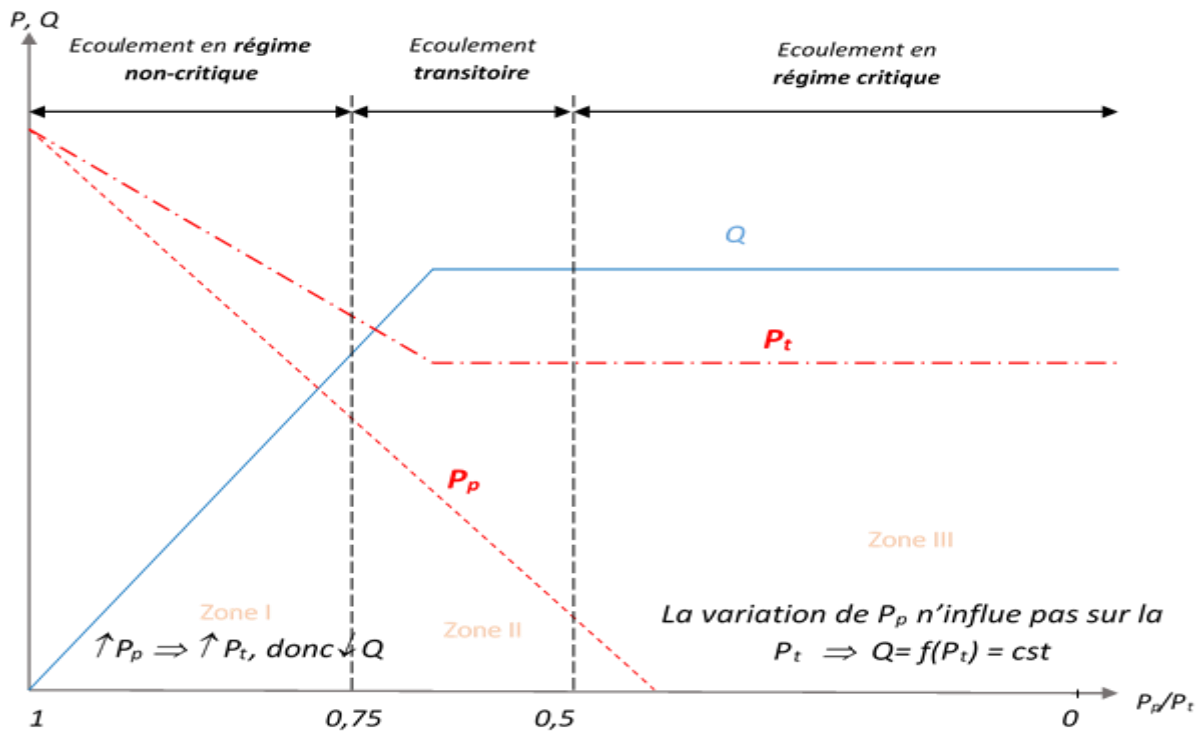


Figure.II.6. Régimes d'écoulement à travers la duse

## II.4. La séparation

### II.4.1. Définition

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

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

L'agitation et le réchauffement favorisent le dégazage. Il faudra fixer certaines conditions pour le transport des hydrocarbures. En particulier le pétrole brut ; ce dernier ne doit pas avoir une tension de vapeur supérieure à celle fixée par cahier de charge. [6]

### II.4.2 Temps de rétention

C'est le temps nécessaire à l'obtention de l'équilibre thermodynamique P, T°. Il nous donne une idée précise sur la qualité de la séparation.

Pour un séparateur à 3 phases et un fluide caractérisé par des faibles densité et viscosité, le temps de rétention est de 3 min. [4]

### II.4.3 Divers type du séparateur

Selon le type d'effluent à traiter (gazeux ou liquide), il existe différents types de séparateurs.

#### *a)-Séparateur horizontal*

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange. Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide. Ils sont plus faciles à monter sur skid.

A noter que ces séparateurs sont, en général, montés sur skids complets avec leurs tuyauteries et instruments de réglage, contrôle et sécurité

#### **Avantage :**

- Solution économique
- Transport facile
- Réduit la turbulence.

**Inconvénient :**

- Limité la moyenne et basse pression
- Effluent à GOR relativement faible (10 à 150m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)
- Nettoyage difficile
- .- Utilisé pour les essais de puits

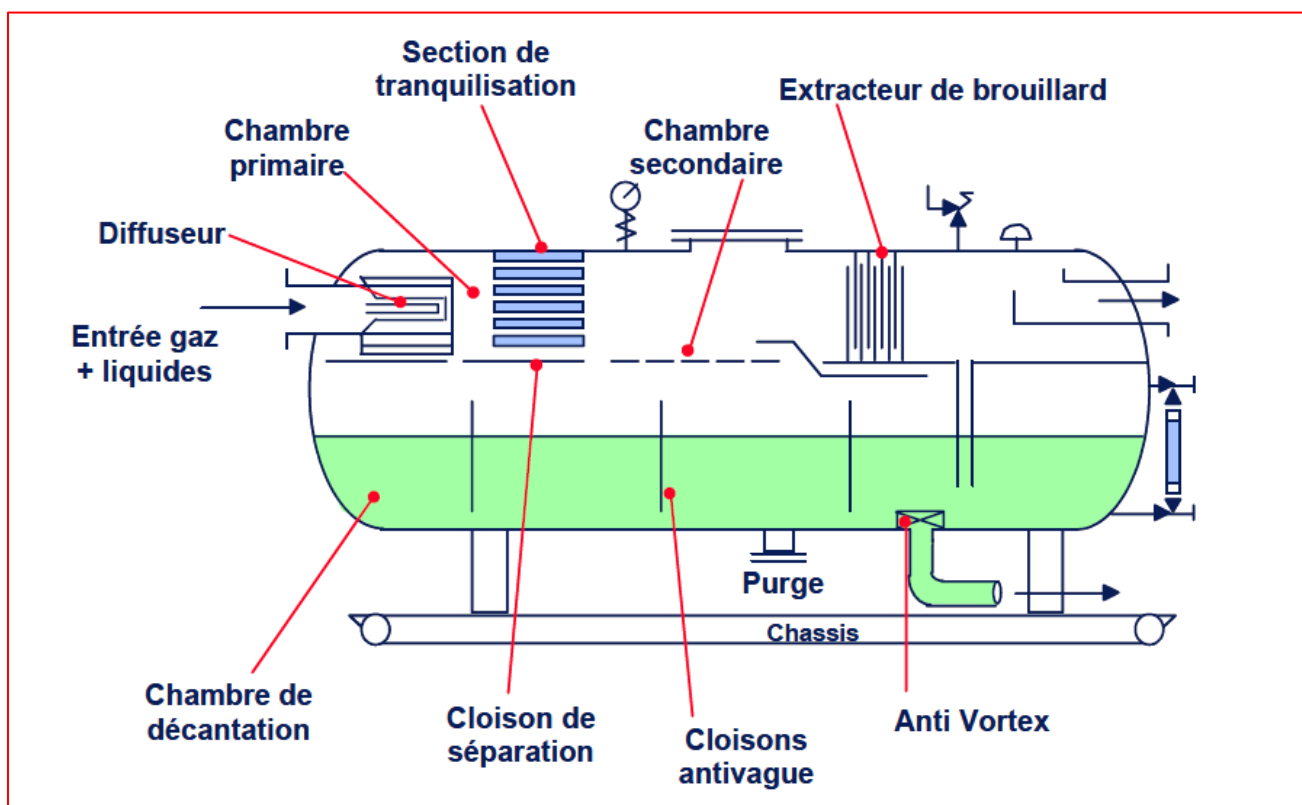


Figure.II.7.séparateur horizontal diphasique

**b)-Séparateur vertical**

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

**Avantage :**

- traitement possible des effluents sales
- Nettoyage aisé
- Faible encombrement
- Effluent à GOR élevé
- utilisé la moyenne et haute pression

**Inconvénient :**

- Cout assez élevé
- Transport difficile
- Séparation 3 phase difficile
- Mauvaise séparation en cas d'effluent moussant

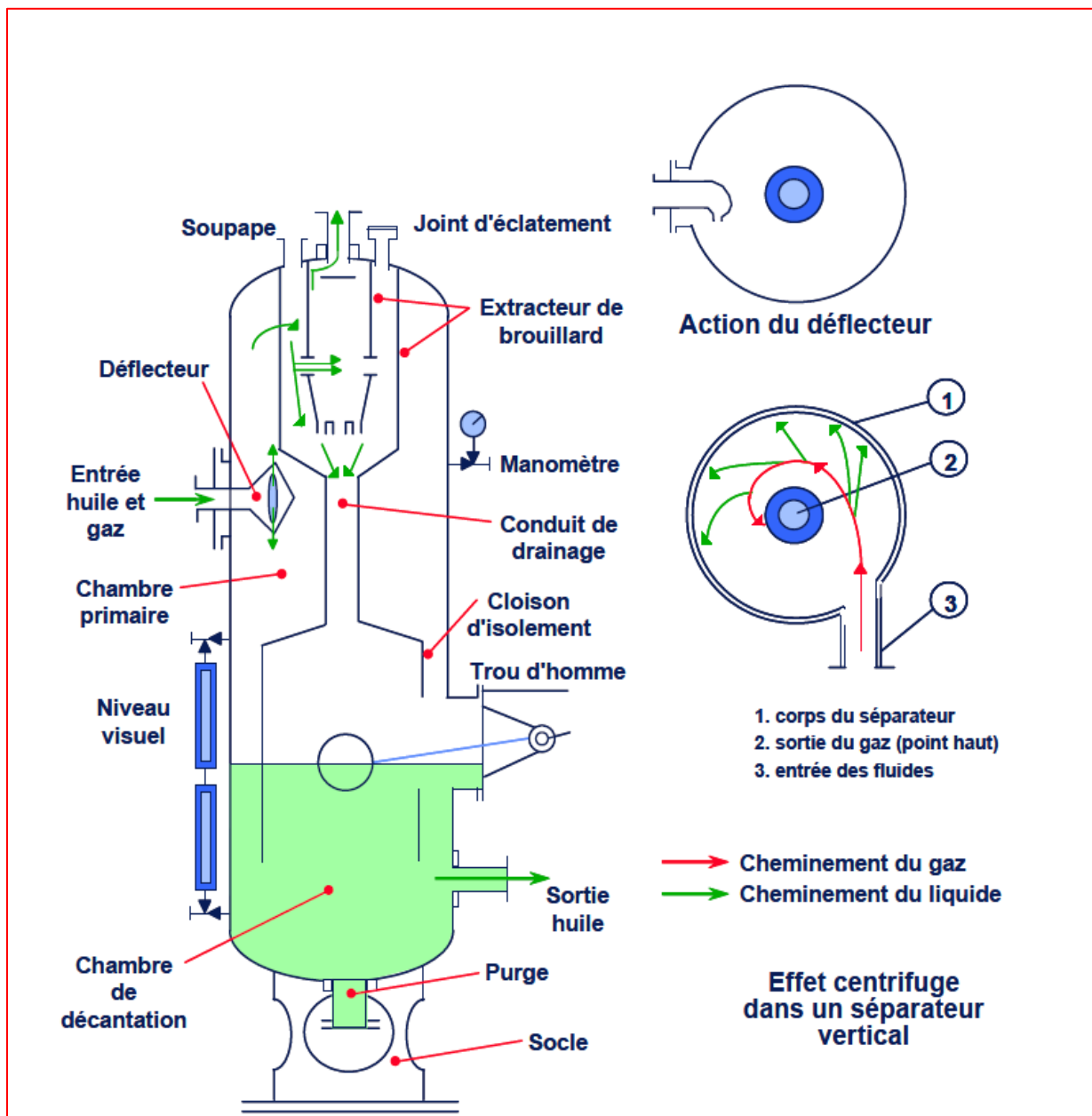


Figure.II.8.séparateur vertical

*c)-Séparateur sphérique*

Peu courant, ils sont réservés aux puits à GOR très élevé (cas des puits à gaz + condensats).

*Avantage :*

- Utilisé à de très hautes pressions
- Peu encombrants
- Très faciles à manipuler

*Inconvénients :*

- séparation trois phase difficile
- Cout très cher
- Mauvaise séparation en cas d'effluent moussant
- L'utilisation de ce séparateur n'est pas courante. [3]

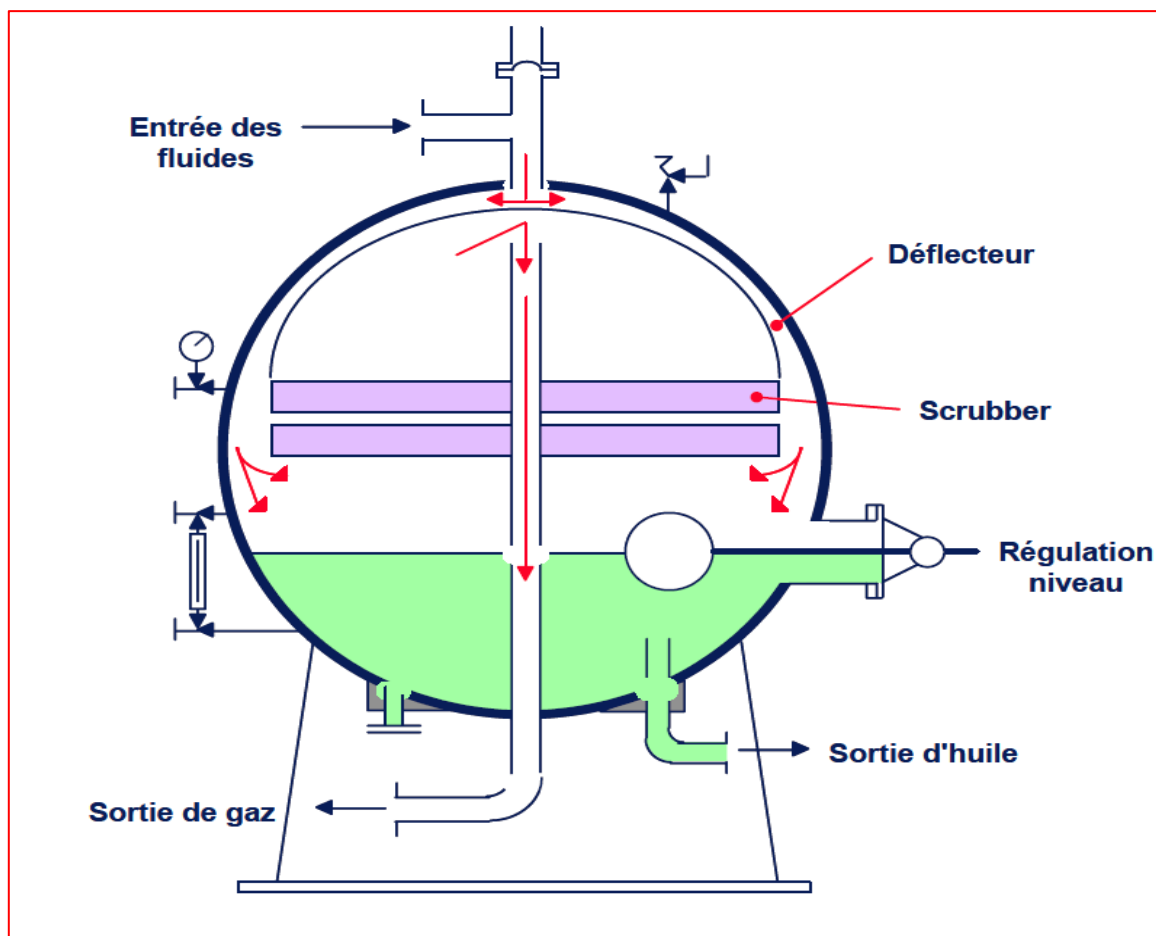


Figure.II.9.séparateur sphérique

## II.5. le pompage

## II.5.1. Généralités sur les pompes

On entend par pompe ou machine hydraulique réceptrice un appareil transformateur d'énergie mécanique fournie en énergie cinétique ou de pression.

Autrement dit sont des appareils mécaniques servant à véhiculer des liquides d'un point A, à un point B. Elles permettent, notamment, de prendre un liquide à la pression  $P_1$  et de le porter à la pression  $P_2$  (avec  $P_2 > P_1$ ).

Pour véhiculer un liquide d'un endroit à un autre, la pompe doit fournir une certaine pression appelée hauteur manométrique totale, cela dépend des conditions d'aspiration et de refoulement.

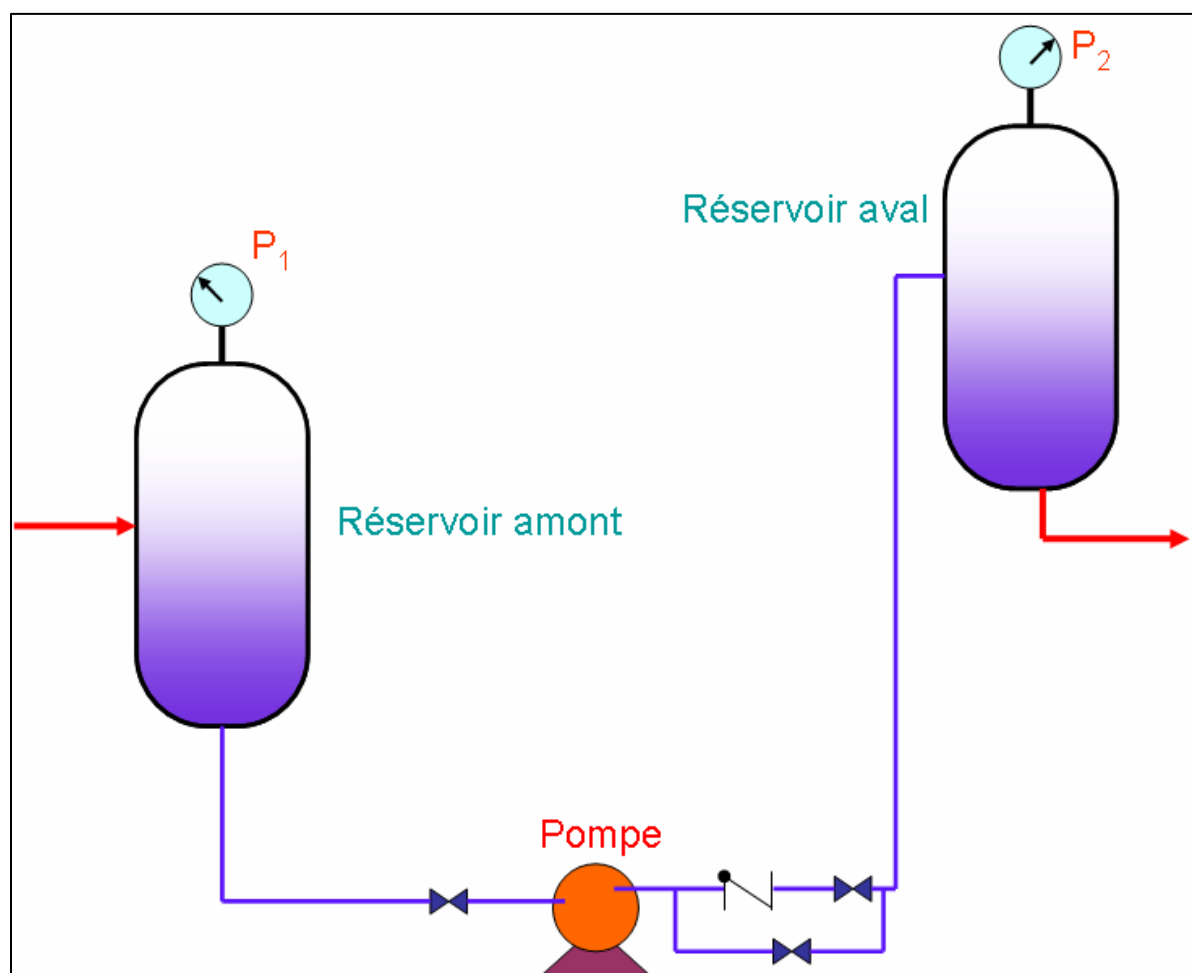


Figure.II.10 : Schéma de principe de transfert d'un endroit à un autre



Devant la grande diversité de situations possibles, on trouve un grand nombre de machines que l'on peut classer en deux grands groupes :

- Les pompes centrifuges
- Les pompes volumétriques

### II.5.2. Les pompes centrifuges

Cette famille de pompes est très répandue en industrie pétrolière, Le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge.

Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge, générée par la rotation de la roue à aubes, le projette vers l'extérieur de la roue.

Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans le collecteur où la section est croissante.

On distingue les pompes :

- Centrifuge.
- Hélico centrifuges (semi axiales).
- Axiales.

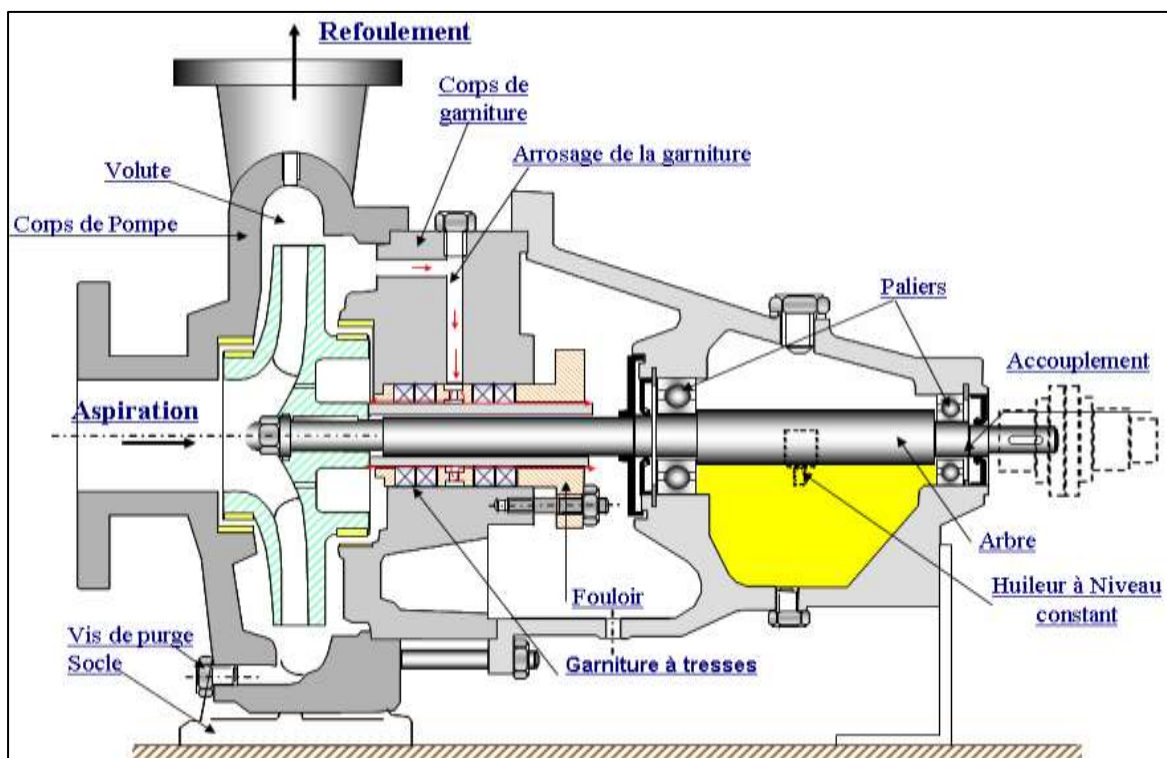


Figure.II.11: Pompe centrifuge

### II.5.3 Les pompes volumétriques

Une pompe volumétrique se compose d'un corps de pompe parfaitement clos à l'intérieur duquel se déplace un élément mobile rigoureusement ajusté. Leur fonctionnement repose sur le principe suivant:

Exécution d'un mouvement cyclique, pendant lequel un volume déterminé de liquide pénètre dans un compartiment avant d'être refoulé à la fin.

Ce mouvement permet le déplacement du liquide entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement.

L'écoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide.

On distingue généralement:

- les pompes volumétriques rotatives
- les pompes volumétriques alternatives. [7]

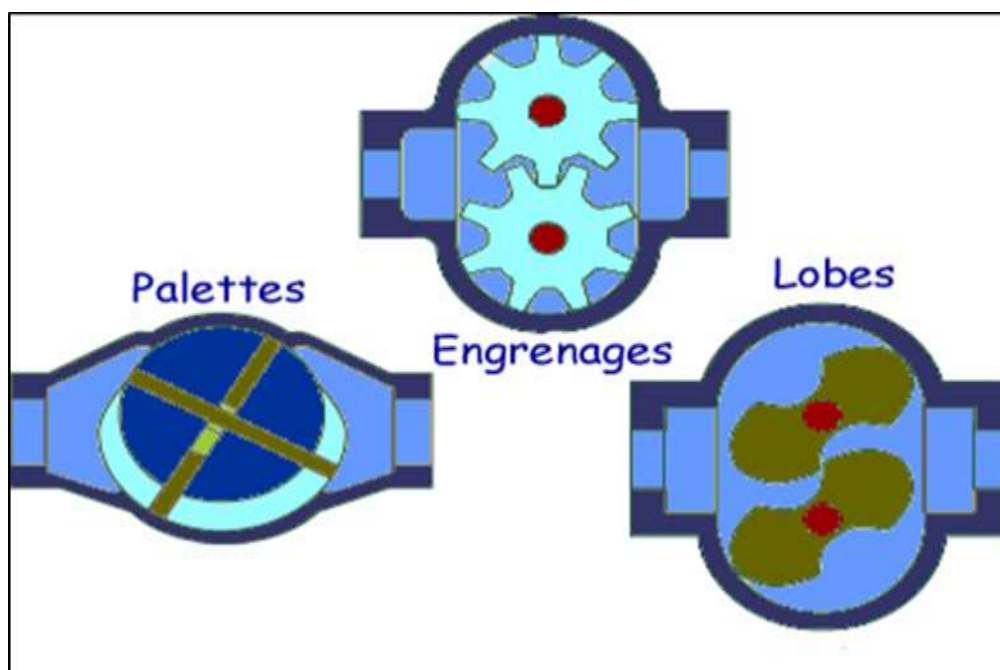


Figure.II.12: Pompes volumétriques rotatives

### III.1 Introduction

L'exploitation du champ HTF pose des nombreux problèmes à cause de l'éloignement des puits par rapport au satellite W2A de ce fait l'ensemble des puits sont contraints à produire avec une pression de tête (pression de pipe) assurant l'acheminement de l'effluent vers le centre de production. Le champ du HTF était choisi grâce à son potentiel et leur possibilité d'améliorer la récupération

Le choix d'une pression de tête optimale de production n'est pas une chose facile, car l'ensemble des puits sont interaction les uns avec les autres, car la production d'un puits peut influencer sur la production d'un autre puits s'ils ont un point de connexion commun.

Les puits à faible potentiel (caractérisés par une pression de tête réduite est presque égale avec la pression de pipe) n'ont pas assez d'énergie pour produire sur W2à, On va chercher une solution de ce problème.

Pour remédier à tous ces problèmes, nous disposons de plusieurs solutions parmi lesquelles nous citons à titre indicatif :

- ✓ Installation d'une station de pompage
- ✓ Installation des séparateurs
- ✓ Installation des centres de traitement etc.

Parmi tous ces remèdes, notre choix est porte sur l'installation d'EPF au niveau de manifold HTFM2 et ce pour différentes raisons technique et économiques qu'on va essayer de détailler plus loin.

Pour faire apparaitre l'effet de cette dernière on va faire des scénarios sans et avec l'EPF avec des pressions de séparation différents, en utilisant le « PIPESIM.

### III.2 Cas de base (sans EPF)

#### *III.2.1 Modélisation de système (puits+réseau de collecte)*

##### **STRUCTURE DE RESEAU**

On utilise le module NETWORK dans le PIPESIM pour modéliser le réseau. Ce dernier est constitué de 11 puits :

- 5 puits reliés avec manifold HTFM 1 :
  - 3 puits ouverts : HTF12, HTF20, HTFN5.
  - 2 puits fermés : HTFN1, HTFN3.
- 6 puits reliés avec manifold HTFM 2 :
  - 3 puits ouverts : HTF1, HTF11, HTF14
  - 3 puits fermés : HTF2, HTF13, HTF16.

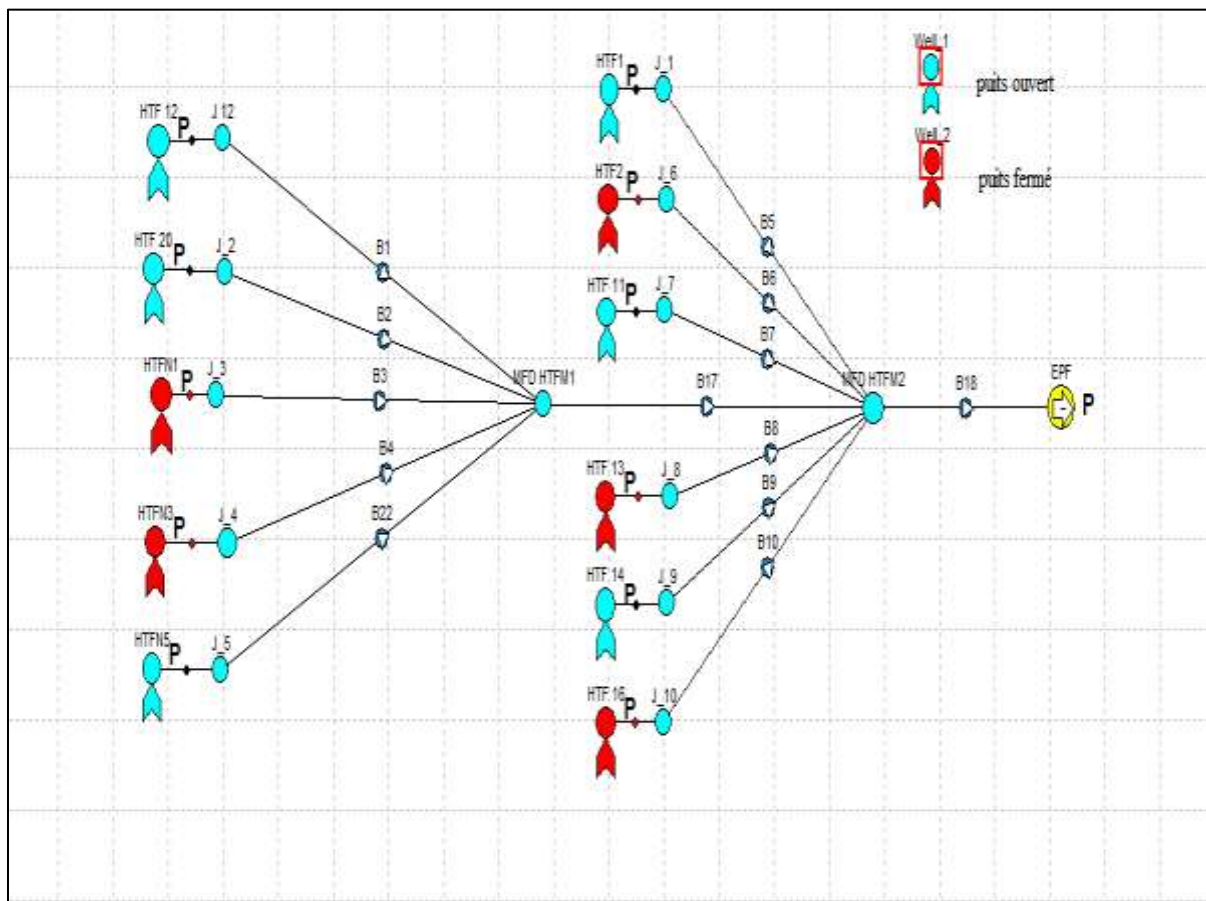


Figure.III.1: Structure de réseau avant l'installation de l'EPF

#### Algorithme de modélisation du puits

- Sélectionner le mode single branche.
- Sélectionner les unités (anglo-saxonne ou SI).
- Sélectionner les corrélations des écoulements (mono-polyphasique).
- Sélectionner les données du fluide (black oil ou compositionnel) ; calibrer les données.
- Définir les inputs pour tous les objets du modèle.
- Effectuer une opération (analyse nodale).

- Résultats des analyses. [10]

### Exemple de calcul

Dans cette partie on va prendre un puits comme un exemple pour expliquer les étapes de simulation au niveau du puits.

1. On a introduit les données du puits HTFN05 dans le logiciel PIPESIM. La pression de Gisement est supérieure à la pression de bulle donc on va utiliser l'équation de **DARCY**, La corrélation de Hagerdorn/Brown (HBR) optimisé permet de déterminer la valeur de la pression au niveau de perforation.
2. On sélectionne l'opération « Nodal analysis », en fixant la pression de pipe « outlet pressure » puis on exécute le model.
3. Nous avons étudié la performance actuelle du puits, On fait le calage des puits, en injectant les données relevées lors du jaugeage. On obtient un débit de **172,4 sm<sup>3</sup>/j** pour une pression du fond égale à **322 bara**.
4. On fait les mêmes démarches pour les autres puits

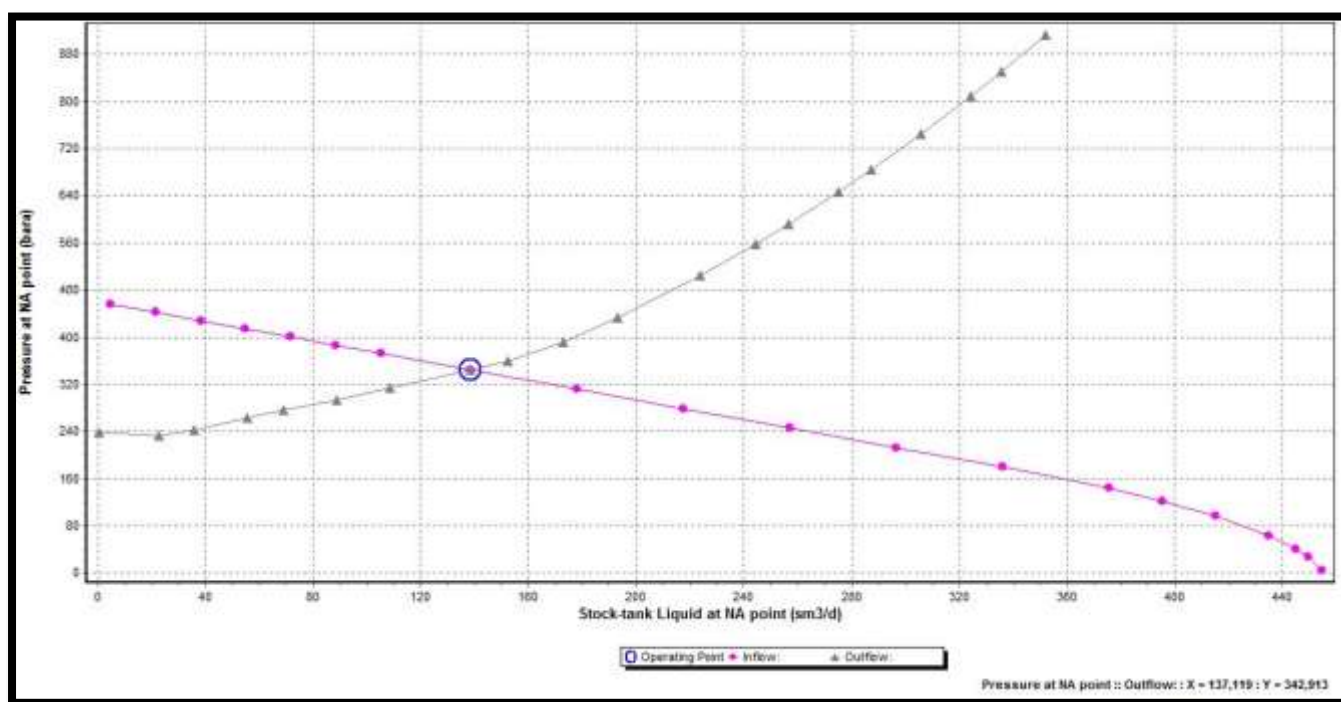


Figure III.2 : Modélisation du puits HTFN05

Pour la partie de surface (réseau de collecte) on va suivre les étapes suivantes :

- Sélectionner le modèle NETWORK
- Sélectionner les unités
- Sélectionner les corrélations des pertes des charges
- Sélectionner les données du fluide (black oil ou compositionnel) ; caller les données
- Définir les conditions aux limites
- Gérer le modèle
- Analyse des résultats

Pour HTFN05

1. La corrélation BBM est choisie pour mieux simuler l'état actuel du réseau de collecte. Il était choisi grâce à leur précision pour diminuer les pertes de charge
2. Le type du modèle du fluide sélectionné dans la simulation est le modèle BLACK OIL.
3. Le calage avec les données de jaugeages ( $P_p=33,2 \text{ kgf/cm}^2$ ).
4. On fait les mêmes démarches pour les autres lignes.

Les résultats de PIPESIM sont présentés sur le tableau ci-dessous :

**Tableau.III.1 : Les résultats obtenus (avant l'installation de l'EPF)**

PUITS	Q (m <sup>3</sup> /h)	Pt (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pp (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pt- Pp (kgf/cm <sup>2</sup> )	Observation
HTF 01	2,18	30,5	29,8	0,7	ouvert
HTFN 01	0	Faible	-	0	fermé
HTF 02	0	Faible	-	0	fermé
HTF 11	3,58	33	29,8	3,2	ouvert
HTF 12	4,21	39,4	30,8	8,6	ouvert
HTF 13	0	Faible	-	0	fermé
HTF 14	1,98	25,25	24,25	1	ouvert
HTF 16	0	Faible	-	0	fermé
HTF 20	3,6	36	29,5	6,5	ouvert
HTFN 03	0	Faible	-	0	fermé
HTFN 05	4,4	40	34	6	ouvert

**Analyse du tableau :**

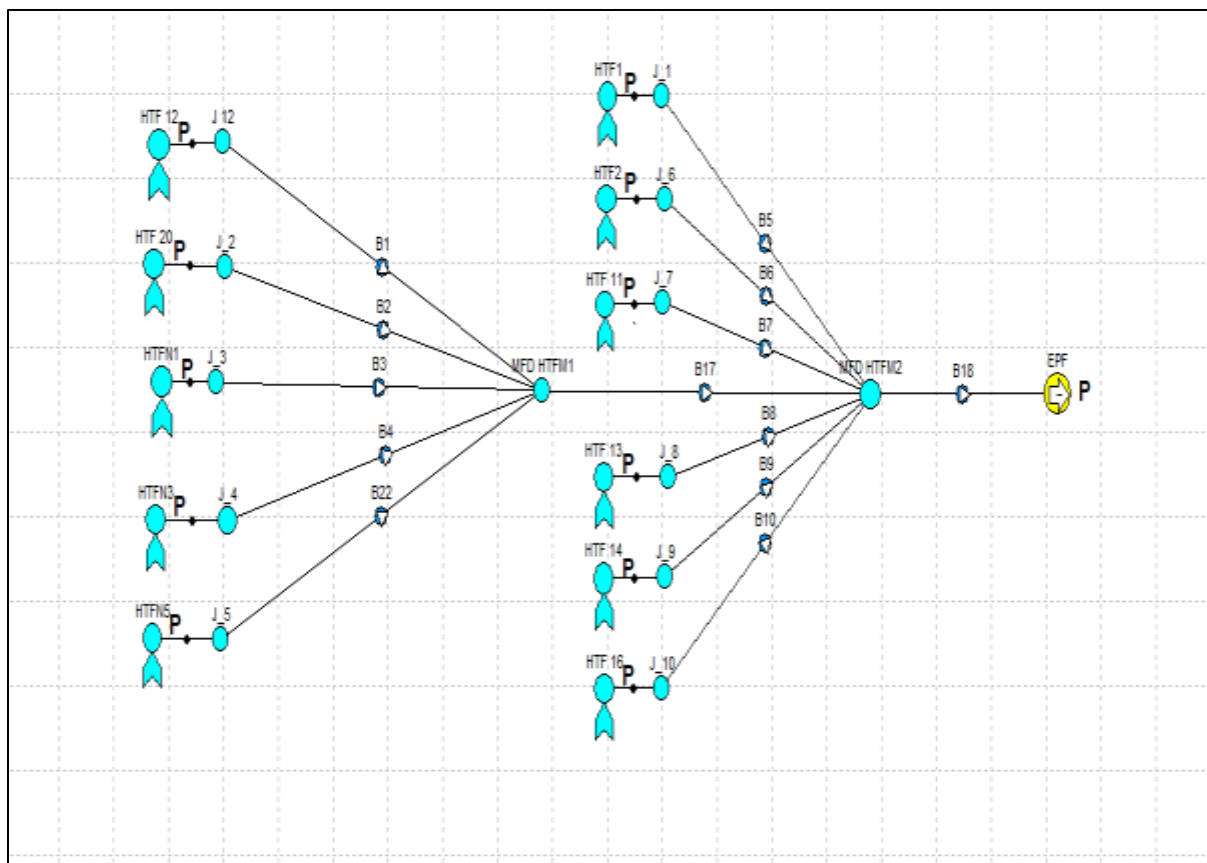
Tableau exprime les différents résultats obtenus par le PIPESIM pour des données enregistrées avant l'installation de l'EPF

- On remarque que la variation de pression est presque nulle pour qu'elle que puits du champ (0 à 3 (kgf/cm<sup>2</sup>)) en plus de ça il existe cinq (5) puits fermés à cause de l'égalisation des pressions ( $P_t - P_p = 0$  pour HTFN 01; HTF 02; HTF 13; HTF 16; HTFN 3).

**III.3.deuxième cas (avec l'EPF)****III.3.1 Modélisation de système (puits + réseau de collecte)****STRUCTURE DE RESEAU**

Il compose de 11 puits reliés avec 2 manifolds:

- 5 puits relié avec le manifold HTFM1 : HTF12, HTF20, HTFN1, HTFN3, HTFN5.
- 6 puits relié avec le manifold HTFM2 : HTF1, HTF2, HTF11, HTF13, HTF14, HTF 16.



**Figure.III.3: Structure de réseau après l'installation de l'EPF**

Les résultats de simulation sont représentés sur le tableau suivant :

**Tableau.III.2 les données de jaugeage (après l'installation de l'EPF)**

PUITS	Q (m <sup>3</sup> /h)	Pt (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pp (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pt- Pp (kgf/cm <sup>2</sup> )	Observation
HTF 01	3,21	13,8	10,9	2,9	ouvert
HTFN 01	1,81	10	6	4	ouvert
HTF 02	3,96	38,5	6,8	31,7	ouvert
HTF 11	4,33	24,2	13,4	10,8	ouvert
HTF 12	3,98	30,9	14,7	16,2	ouvert
HTF 13	4,44	26,3	13	13,3	ouvert
HTF 14	4,48	22,6	13,1	9,5	ouvert
HTF 16	2,18	18,5	12,3	6,2	ouvert
HTF 20	3,2	33	14,7	18,3	ouvert
HTFN 03	0,4	9	6	3	ouvert
HTFN 05	5,72	37,2	12,2	25	ouvert

**Analyse du tableau :**

Tableau exprime les différents résultats obtenu pour des données enregistré Après l'installation de l'EPF

D'après les résultats on constate :

- des  $\Delta P$  importantes pour la plupart des puits qui sont entre (10 et 30 kgf/cm<sup>2</sup>)
- des débits considérables supérieurs à (3 m<sup>3</sup>/h).



## III.4. l'étude comparative :

PUITS	Q SANS EPF (m <sup>3</sup> /h)	Q AVEC EPF (m <sup>3</sup> /h)	ΔQ (m <sup>3</sup> /h)
HTF 01	2,18	3,21	1,03
HTFN 01	0	1,81	1,81
HTF 02	0	3,96	3,96
HTF 11	3,58	4,33	0,75
HTF 12	4,21	5,16	0,95
HTF 13	0	4,44	4,44
HTF 14	1,98	4,48	2,5
HTF 16	0	2,18	2,18
HTF 20	3,6	4,07	0,47
HTFN 03	0	0,4	0,4
HTFN 05	4,4	5,72	1,32
GAIN TOTAL	19,95	39,76	19,81

Tableau.III.3 : calcule le gain de production

## Interprétation des tableaux

D'après les résultats obtenus et représentés sur les tableaux ci-dessus on distingue deux cas :

1. *gain total* :

C'est le cas des puits à faible pression de tête (pression de tête légèrement supérieur à la pression de pipe) qui a contraint de les fermés temporairement.

L'installation de l'EPF a soulagé le réseau et plus particulièrement (HTFN 01; HTF 02; HTF13 ; HTF 16; HTFN 03) ce qui a entrainer une diminution de la pression de ligne engendrant une ΔP (Pp-Pt) notable et par conséquent la mise en production de ces puits de nouveau.

2. *Augmentation de débit* :

Les puits concernés sont les puits (HTF 01; HTF 11; HTF 12; HTF 14; HTF 20; HTFN 05;

HDZ 02; HDZ 13) ces puits sont caractérisés par un rapport  $\frac{P_p}{P_t} \leq 0.75$  et un débit faible.

Après la mise en service de l'EPF leurs débits ont augmentés de l'ordre de 0.47 à 2.5 m<sup>3</sup>/h.

## III.5 Sensibilité sur la pression de séparation

Dans cette partie une étude de sensibilité à la pression de séparation a été réalisée afin de voir l'impact de cette dernière sur la production et la réaction du réseau.

Pour réaliser cette partie, deux scénarios ont été évalué :

- Scenario de base sans EPF
- Avec Installation EPF et ceci pour une série de pression de séparation.

Toutes les simulations par PIPESIM confirment l'impact de pression de séparation sur l'ensemble du champ reste insignifiante (globalement), car une diminution de la pression de séparation de 14 à 10 bars n'a entraîné qu'une augmentation de production de l'ordre de 4%, tandis que cette diminution de pression peut avoir un effet notable au niveau d'un puits individuellement.

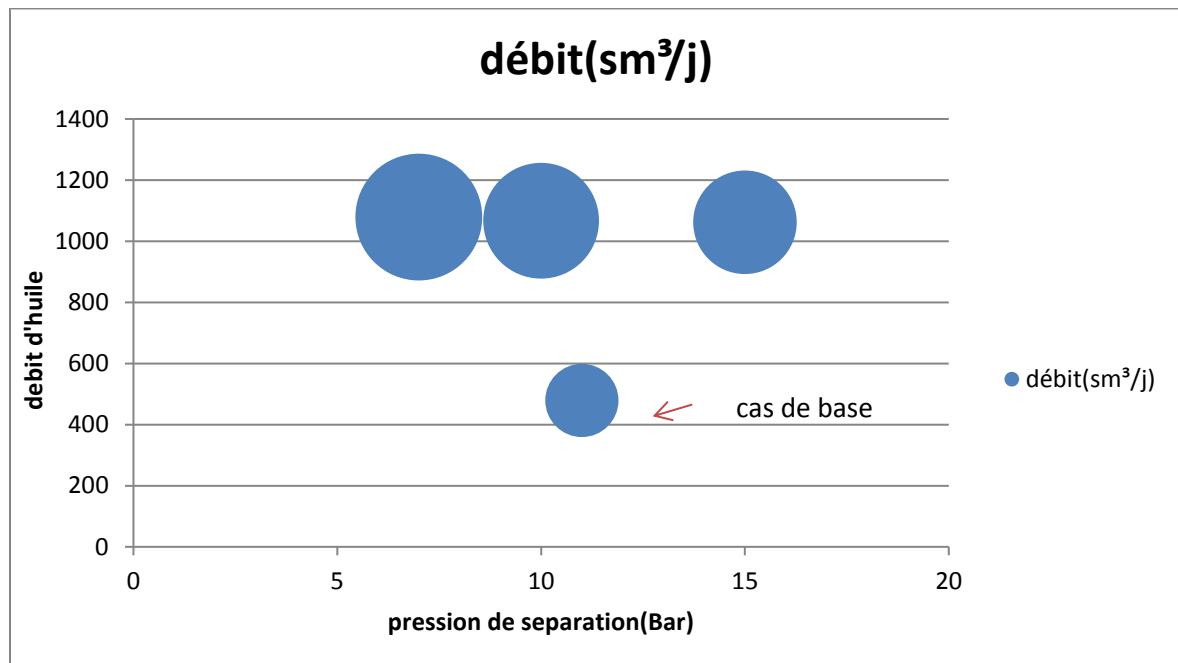
Le tableau suivant montre l'influence des pressions de séparation sur la production globale du champ.

Cas de simulation	Psép (bar)	Q ( $m^3/j$ )	Gain en production ( $m^3/j$ )
Avec séparateur	14	1062	573,2
	10	1067,8	580
	7	1079,3	601

**Tableau III.4 les scénarios envisagé pour des différentes pressions de séparations**

D'après La comparaison entre les résultats obtenus avec des pressions de séparation différentes, on enregistre faible gain relativement à la production totale.

Ce qui signifie que la plupart des puits sont en régime critique.



**Figure.III.4. Evaluation du débit d'huile en fonction de la pression de séparation**

### III.6.Conclusion :

L'installation de l'EPF a une influence importante sur le réseau de collecte et sur la production par la diminution de la pression de pipe et l'augmentation de débit respectivement cette dernière prend une valeur notable qui environ de 19,81 m<sup>3</sup>/h

### IV.1 Introduction

Le puits est un composant de la chaîne de production. Nous ne pouvons pas analyser la performance de puits sans tenir compte le réseau de collecte, les collecteurs et le centre de traitement. Chaque composant du système affecte le fonctionnement de l'ensemble de la chaîne de production.

Le but de ce sous-chapitre est d'établir un modèle puits et réseau de collecte qui sera utilisé comme un outil de simulation.

Le logiciel de simulation "PIPESIM" sera utilisé pour créer un modèle de production intégré (puits & réseau de collecte), on reliant les modèles des puits déjà créés dans le chapitre précédent avec le réseau de collecte. Le réseau crée sera optimisé pour minimiser les pertes de charges afin de maximiser le débit des puits.

### IV.2. Structure de réseau

On utilise le module NETWORK dans le PIPESIM pour modéliser le réseau. Ce dernier est constitué de 18 Puits :

- 8 puits (HTF10 HTF12 HTF20 HTFN1 HTFN3 HTFN5 HTFN6 HTF25) reliés au manifold HTFM 1.
- 6 puits (HTF1 HTF2 HTF11 HTF13 HTF14 HTF16) reliés au manifold HTFM2.
- 4 puits (HDZ2 HDZ13 HDZ14 HDZ15) reliés au manifold HTFM2.

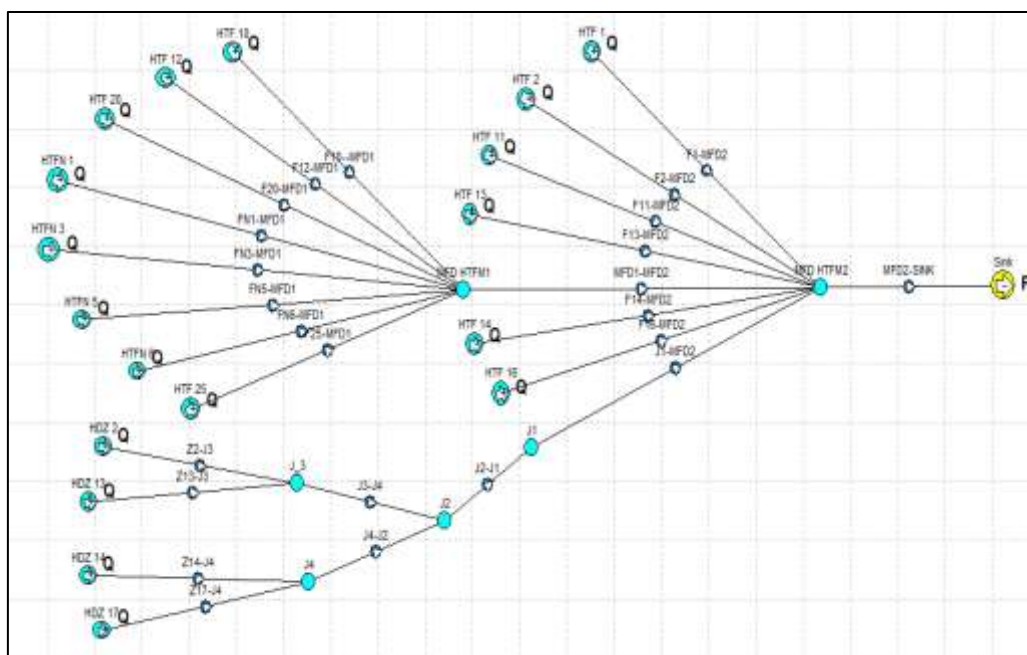


Figure. IV.1.4 Structure du réseau dans le PIPESIM.

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

branche	distance	diamètre	épaisseur	Elévation	Rugosité
	km	"	(mm)	(m)	(mm)
J1-MFD2	6700	7,98	8.2	5,00	0.0018
HDZ13-J3	2000	6.065	7.1	9,00	0.0018
HTF12-MFD1	1800	6.065	7.1	12,00	0.0018
HTF20-MFD1	1600	6.065	7.1	-4,00	0.0018
J3-J2	450	7,98	8.2	7,00	0.0018
HTFN1-MFD1	2675	4.026	6	4,00	0.0018
HDZ14-J4	1400	6.065	7.1	0,00	0.0018
HTFN3-MFD1	4320	4.026	6	6,00	0.0018
J2-J1	21475	6.065	7.1	-6,00	0.0018
HTF1-MFD2	2321	4.026	6	-12,00	0.0018
MFD1-MFD2	4700	7,98	8.2	-2,00	0.0018
HTF2-MFD2	3968	6.065	7.1	-3,00	0.0018
MFD2-SEP	50	6.065	7.1	0,00	0.0018
HTF11-MFD2	1200	6.065	7.1	2,00	0.0018
HTF10-MFD1	1000	6.065	7.1	-1,00	0.0018
HTF13-MFD2	1282	6.065	7.1	-6,00	0.0018
HTF14-MFD2	1500	6.065	7.1	-4,00	0.0018
HDZ17-J5	2300	4.026	6	0,00	0.0018
J4-J2	5273	6.065	7.1	-1,00	0.0018
HTF16-MFD2	3582	4.026	6	0,00	0.0018
HTFN5-MFD1	6786	6.065	7.1	9,00	0.0018
HTF25-MFD1	40	4.026	6	-2,00	0.0018
HTFN6-MFD1	4030	6.065	7.1	9,00	0.0018
HDZ2-J3	45	6.065	7.1	2,00	0.0018

### IV.3. Choix de la corrélation

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

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

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

Mais seulement deux corrélation qui donne des bon résultats pour le réseau Hassi Tarfa :

- Beggs and Brill revised.
- Dukler Aga and Flanagan.

### IV.4 Simulation du réseau

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

### IV.5. Le calage (matching):

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées. Afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte avec le moins d'itérations possibles.

On a pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée Ppm et la valeur calculée Ppc ne doit pas dépasser 7% c'est-à-dire :

$$\text{Écart} = \left| \frac{P_{pm} - P_{pc}}{P_{pm}} \right| \leq 7\%$$

Tout puits qui présente un écart dépassant cette limite doit être revue. En premier lieu il faut revoir les données entrées. Une fois qu'il a été confirmé que les pressions enregistrées, les différents débits, les profils de niveau, les longueurs et les dimensions de ligne sont corrects,

Le calage de Ppc et Ppm se fait par les ajustements de l'efficacité d'écoulement et de la rugosité de la pipe.

La rugosité est égale à 0.0018'' pour une nouvelle pipe et ne dépasse pas 0.02'' pour une vieille pipe.

-le profil d'élévation c'est un facteur influent sur l'augmentation ou la diminution de la perte charge.

L'intervalle de taux d'ondulation (10-1000) :

Si :  $P_{pc} > P_{pm}$  doit réduire le taux d'ondulation de la pipe ↘

Si :  $P_{pc} < P_{pm}$  doit augmenter le taux d'ondulation de la pipe ↗

Le résultat après calage présenté sur le tableau ci-dessous :

**Tableau.IV.2 : Matching de réseau [11]**

<b>puits</b>	<b>Pression calculé</b>	<b>Débit de gaz</b>	<b>Débit de liquide</b>	<b>GLR</b>	<b>Venu d'eau</b>	<b>Pression mesuré</b>	<b>Ecart</b>	<b>test matching</b>
	Barg	mmsm3/ d	sm3/h	sm <sup>3</sup> / sm <sup>3</sup>	%	Barg	%	
HTFN6	13,434	0,02281	7,1988	132	0	14,0	4,0	matché
HTF20	12,599	0,01078	2,9354	153	0	13,0	3,1	matché
HTF10	12,545	0,02865	7,2792	164	0	13,0	3,5	matché
HTF11	11,022	0,01802	4,4958	111	0	10,5	5,0	matché
HDZ2	17,31	0,00416	1,4225	122	0	18,0	3,8	matché
HTF12	12,963	0,02289	5,4521	127	0	12,5	3,7	matché
HTF1	11,321	0,00651	1,7167	84	0	11,0	2,9	matché
HTF2	11,955	0,00497	0,8316	249	0	12,0	0,4	matché
HTF13	11,244	0,00367	4,3729	35	0	11,0	2,2	matché
HTF25	12,386	0,01999	5,1433	162	0	13,0	4,7	matché
HTF14	11,322	0,02429	6,4471	89	0	11,0	2,9	matché
HDZ13	20,05	0,01357	2,525	224	0	21,0	4,5	matché
HTFN1	13,135	0,00288	1,0796	111	0	12,5	5,1	matché
HTF16	11,87	0,00793	1,9542	169	0	12,0	1,1	matché
HDZ14	20,307	0,04022	9,4167	178	0	20,0	1,5	matché
HTFN3	13,472	0,03154	1,235	1064	0	13,0	3,6	matché
HDZ17	21,352	0,05316	9,9779	222	0	20,0	6,8	matché
HTFN5	14,163	0,01062	4,175	111	0	14,5	2,3	matché



#### IV.6. Optimisation du réseau

Après le calage, le modèle de réseau montre des vitesses et des pertes instable, on peut relier ça avec les branches actuelles de pipeline qui ne sont pas très appropriées pour la production actuelle, sauf pour quelques branches.

On se basé sur un intervalle recommandé de la vitesse moyenne du fluide et de la perte de charge :

$$\checkmark \quad 1 \text{ m/s} \leq V \leq 4,7 \text{ m/s}$$

$$\checkmark \quad 0 \text{ bar} \leq \Delta P/L \leq 1 \text{ bar}$$

Pour des valeurs supérieures ou inférieures de cette zone on distingue :

$V \searrow$  et  $\Delta P \searrow$  Sur dimensionnée (haut risque de corrosion)

$V \searrow$   $\Delta P \nearrow$  Sur dimensionnée (liquide hold up) écoulement instable

$V \nearrow$   $\Delta P \nearrow$  Sous dimensionnée inacceptable

\*  $\Delta P \nearrow$  Sous dimensionnée (risque d'érosion)

Avec :

$V$  : Vitesse d'écoulement

$\Delta P$  : Perte de charge dans la pipe pour chaque 1 km

Résultat de modélisation de réseau de collecte :

**Tableau.IV.3 : Dimensionnement du réseau de collecte actuel. [11]**

Name	$\Delta P$	Distance	diamètre	Gradient pression	vitesse	Remarques
	bar	Km	"	bar/km	m/s	
J1-M2	2,31	6,700	8	0,35	3,44	Acceptable
Z13-J3	2,86	2,000	6	1,43	0,47	Surdimensionné
F12-M1	0,58	1,800	6	0,32	1,10	Surdimensionné
F20-M1	0,21	1,600	6	0,13	0,52	Surdimensionné
J3.J2	0,06	0,450	8	0,13	0,62	Surdimensionné
FN1-M1	0,75	2,675	4	0,28	0,32	surdimensionné
Z14-J4	0,37	1,400	6	0,27	1,23	Acceptable
FN3-M1	1,09	4,320	4	0,25	3,41	Acceptable
J2-J1	3,77	21,475	6	0,18	4,97	Acceptable
F1-M2	0,28	2,321	4	0,12	0,79	Acceptable
M1-M2	1,35	4,700	8	0,29	4,65	Acceptable
F2-M2	0,92	3,968	6	0,23	0,27	surdimensionné
M2-SINK	5,04	0,050	6	100,76	30,36	sous-dimensionné
F11-M2	0,02	1,200	6	0,02	0,99	Acceptable
F10-M1	0,16	1,000	6	0,16	1,40	Surdimensionné
F13-M2	0,21	1,282	6	0,16	0,21	Surdimensionné
F14-M2	0,28	1,500	6	0,19	1,31	Acceptable
Z17-J5	1,42	2,300	4	0,62	3,64	Acceptable
J4-J2	2,81	5,273	6	0,53	3,27	Acceptable
F16-M2	0,83	3,582	4	0,23	0,96	Acceptable
FN5-M1	1,78	6,786	6	0,26	0,51	Surdimensionné
F25-M1	0,01	0,040	4	0,25	2,24	Acceptable
FN6-M1	1,05	4,030	6	0,26	1,11	Acceptable
Z2-J3	0,12	0,045	6	2,76	0,15	Acceptable

## IV.7. Redimensionnement du réseau de collecte actuel. [11]

Name	Avant l'optimisation			Après l'optimisation		
	Diamètre (")	Gradient pression bar/km	Vitesse d'écoulement m/s	Diamètre (")	Gradient pression bar/km	Vitesse d'écoulement m/s
J1-M2	8	0,35	3,44	////	0,42	3,61
Z13-J3	6	1,43	0,47	4	1,20	0,74
F12-M1	6	0,32	1,10	4	0,79	3,58
F20-M1	6	0,13	0,52	4	0,22	1,69
J3-J2	8	0,13	0,62	6	0,21	0,98
FN1-M1	4	0,28	0,32	////	0,25	0,45
Z14-J4	6	0,27	1,23	////	0,26	0,90
FN3-M1	4	0,25	3,41	////	0,33	4,60
J2-J1	6	0,18	4,97	////	-0,03	2,65
F1-M2	4	0,12	0,79	////	0,14	1,38
M1-M2	8	0,29	4,65	////	0,51	8,07
F2-M2	6	0,23	0,27	4	0,18	1,05
M2-SINK	6	100,76	30,36	18	0,19	3,77
F11-M2	6	0,02	0,99	4	0,18	3,81
F10-M1	6	0,16	1,40	4	0,99	4,48
F13-M2	6	0,16	0,21	4	0,19	0,80
F14-M2	6	0,19	1,31	////	0,22	2,26
Z17-J5	4	0,62	3,64	////	0,30	2,64
J4-J2	6	0,53	3,27	////	0,43	2,22
F16-M2	4	0,23	0,96	////	0,25	1,68
FN5-M1	6	0,26	0,51	4	0,34	1,67
F25-M1	4	0,25	2,24	////	0,06	3,21
FN6-M1	6	0,26	1,11	////	0,26	1,60
Z2-J3	6	2,76	0,15	////	2,95	0,10

Tableau.IV.4 : Optimisation du réseau de collecte actuel.

**Remarques et commentaires :**

- La branche M2-SINK en risque d'éclatement.
- Pour les branches Z13-J3 et Z13-J3 malgré on a diminué le diamètre, la vitesse reste basse et les pertes de charge reste importants, C'est le cas de holdup liquide.
- On remarque que certain pression de pipe est changé malgré le diamètre reste fixé
- L'optimisation nous a permis d'augmenter la performance du système, en obtenant : 20/24 branches stables (avec 2 branches liquides hold up), Soit : 83% de performance
- Alors on ne peut pas avoir un réseau performant à 100%, on essaye juste d'améliorer sa performance

**IV.8. Conclusion :**

D'après l'optimisation de réseau de collecte on peut conclure Les diamètres optimaux qui sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Pipe	Z13- J3	F12- M1	F20- M1	J3-J2	F2- M2	M2- SINK	F11- M2	F10- M1	F13- M2	FN5- M1
D optimale (")	4	4	4	6	4	18	4	4	4	4

**Tableau.V.5 : Les diamètres optimaux pour les puits concernés**

### V.1. Introduction

L'EPF est constitué principalement des équipements suivants :

- Séparateur.
- Pompe d'expédition.
- Bacs.

Le rôle de l'EPF est de :

- Améliorer la récupération d'huile et l'exploitation des puits.
- Augmenter la pression pour les puits à faible potentiel à l'aide d'une pompe pour atteindre le satellite W2à.
- La séparation de l'effluent en produits (gaz, huile et eau).

### V.2. Schéma de l'installation

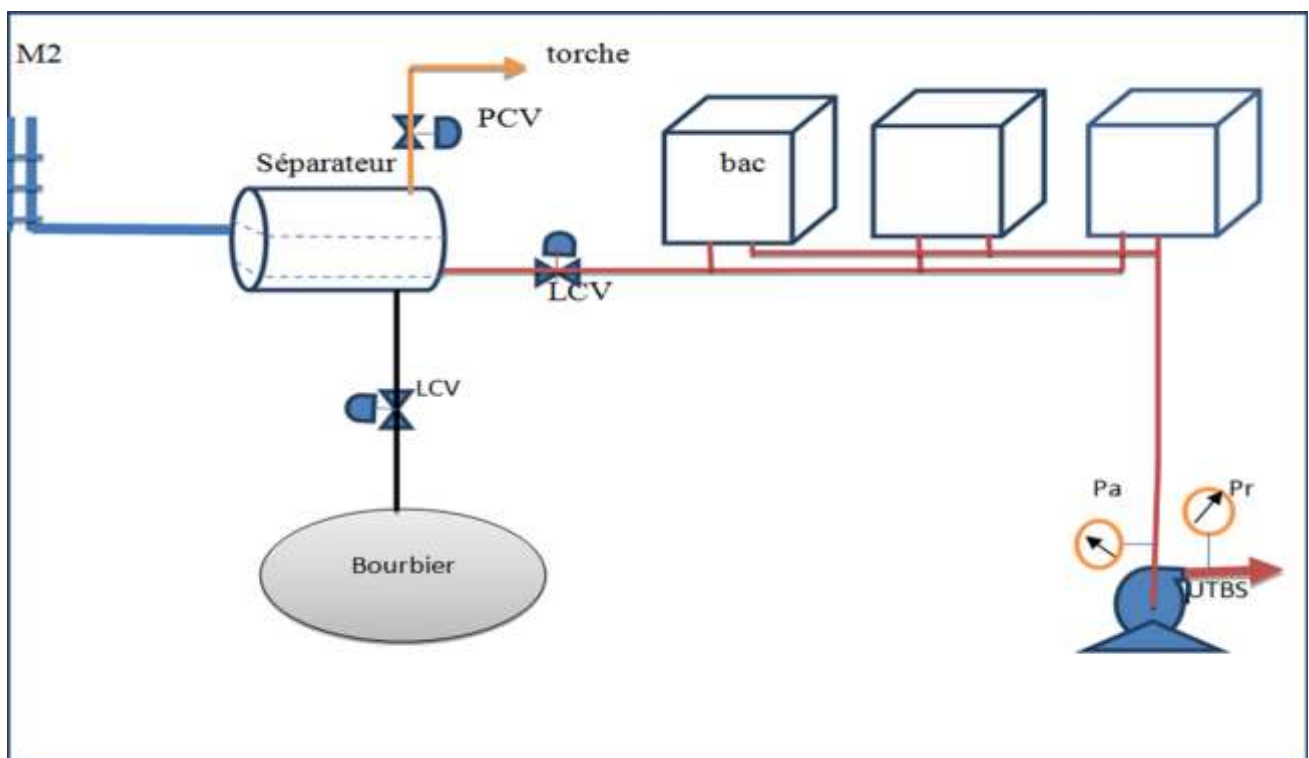


Figure. V.1 : schéma de l'installation de l'EPF

L'EPF du champ HTF constitue 2 séparateurs horizontale tri phasique, 3 pompe principale centrifuge, 2 pompe triplex et 14 bac de stockage (1 bac d'eau et 13 bac d'huile).

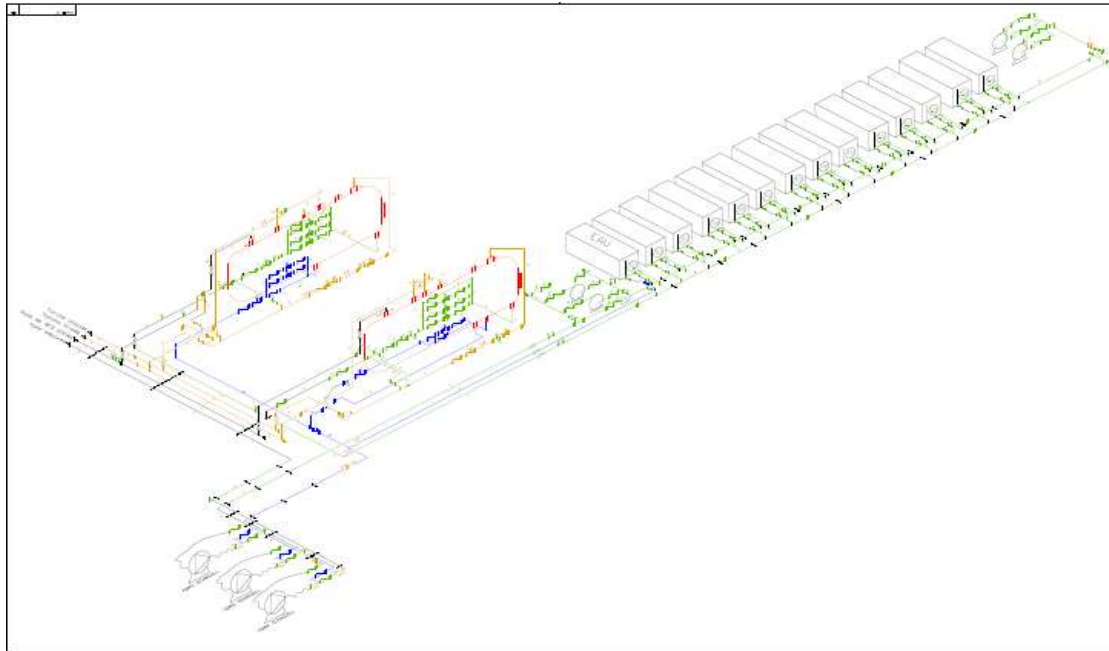


Fig V.2 Schéma d'installation de l'EPF dans le champ HTF

**V.3. Dimensionnement d'un séparateur**

**V.3.1 Les données de Dimensionnement du séparateur**

- |   |                                  |
|---|----------------------------------|
| <b>P</b> = 102 psia   | $\gamma_g$ = 0.65                |
| <b>T</b> = 140 °F   | $\gamma_o$ = 0.80                |
| <b>Z</b> = 0.82   | $\mu_g$ = 0.012 Cp               |
| <b>Q<sub>g</sub></b> = 110766 m <sup>3</sup> /j.                | <b>t<sub>o</sub></b> = 3 minutes |
| <b>Q<sub>L</sub></b> =Q <sub>o</sub> = 1863.2 m <sup>3</sup> /j | <b>Q<sub>w</sub></b> =0.         |

**V.3.2 Procédure de dimensionnement**

- Nous supposons que notre séparateur sera à moitié plein avec le liquide plein du gaz qui est le cas standard c'est-à-dire NLL=50%
- Préparer les données suivantes :

➤  $\rho_g = 2.7\gamma_g \frac{P}{TZ} = 0.4 \text{ lb/ft}^3$  ..... (V.1)

➤  $\rho_o = 62.4*\gamma_o = 50 \text{ lb/ft}^3$  ..... (V.2)

➤ Q<sub>L</sub> design=débit normal + marge de design (20%)=2235.8 m<sup>3</sup>/d=14061.88bbl/d

➤  $Q_g \text{ design} = 13.857 \text{ scf/d}$

- On utilise la taille  $d_m=100$  microns.
- Pour calculer la valeur  $d.L_{eff}$  à partir la capacité de gaz, il faut déterminer le coefficient de drag (CD) nécessaire pour que la bulle de liquide aille tomber  
Elle est déterminée avec les itérations suivantes :

1. Calculer  $V_t$  avec cette formule :

$$V_t = 0,0204 \left[ \frac{(\rho_l - \rho_g) d_m}{\rho_g} \right]^{1/2} \dots\dots (V.3)$$

2. Calculer la valeur de Re :

$$Re = 0,0049 \frac{\rho_g d_m V_t}{\mu} \dots\dots (V.4)$$

3. Calculer la valeur de CD avec la valeur de Re a obtenu :

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34 \dots\dots\dots (V.5)$$

4. Recalculer avec la formule suivante :

$$V_t = 0,0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \dots\dots (V.6)$$

5. Recalculer Re de la deuxième étape et faire les itérations jusqu'on atteint la valeur  $(CD_{n+1} - CD) < 0.001$

- Calculer la valeur  $d.L_{eff}$  de la capacité de gaz avec la formule :

$$d L_{eff} = 420 \left[ \frac{T Z Q_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \dots\dots (V.7)$$

- Calculer la valeur  $d^2.L_{eff}$  de la capacité de liquide avec la formule

$$d^2 . L_{eff} = \frac{t_R Q_l}{0,7}$$

- Construire un tableau en calculant :

➤  $L_{eff}$  de la capacité de gaz à partir des valeurs supposés de d

➤ Longueur :

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \dots\dots\dots (V.8)$$

➤  $L_{eff}$  de la capacité de liquide à partir de mêmes valeurs supposées de d

➤ longueur :

$$L_{ss} = \frac{4}{3} . L_{eff}$$

## V.3.3 Résultats de calcul

- ✓  $C_b = 3.178$
- ✓  $d \cdot L_{eff} = 449.41 \text{ inch} \cdot \text{ft}$
- ✓  $d^2 \cdot L_{eff} = 60265.2 \text{ inch}^2 \cdot \text{ft}$

## V.3.4 Vérification de slenderness ratio (12L/D)

Tableau. V.1 capacité de liquide

d (inch)	$L_{eff}$ (Liquide)	$L_{ss}$ (foot)	12L/D (Liquide)
30	66,9653333	89,287111	35,7148444
34	52,1356401	69,514186	24,5344185
38	41,7373961	55,6498614	17,5736404
42	34,1659863	45,5546484	13,0156138
46	28,4824196	37,9765594	9,9069285
50	24,10752	32,14336	7,7144064
54	20,6683127	27,5577502	6,1239444
58	17,9158145	23,8877526	4,9422936
62	15,6786688	20,9048917	4,0461080
64	14,7140625	19,61875	3,6785156

Tableau. V.2. capacité de gaz

d (inch)	$L_{eff}$ (gaz)	$L_{ss}$ (foot)	12L/D (gaz)
30	14,9803333	17,4803333	6,9921333
34	13,2179411	16,0512744	5,6651556
38	11,8265789	14,9932455	4,7347091
42	10,7002381	14,2002381	4,0572108
46	9,7697926	13,6031259	3,5486415
50	8,9882	13,1548666	3,1571679
54	8,3224074	12,8224074	2,8494238
58	7,7484482	12,5817815	2,6031272
62	7,2485483	12,4152149	2,4029448
64	7,0220312	12,3553645	2,3166308

Tant que  $L_{eff}$  de la capacité de liquide est supérieur à celle de capacité de gaz

On prend la combinaison ( $d \times L_{ss}$ ) de la capacité de liquide avec le slenderness ratio (12L/D) entre (3 et 4). [4]

D'après le tableau ci-dessus, meilleur dimensionnement du séparateur est :

Diamètre : 64''.

Longueur : 20 ft.



**V.4 Dimensionnement de la pompe à installer**

**V.4.1 Introduction**

Après avoir choisir le séparateur il est obligatoire d'installer une pompe pour pouvoir expédier le brut séparé vers le satellite W2A'.

On distingue deux grandes catégories de pompes :

**a. Pompes dynamiques :**

- ✓ Pompes centrifuges
- ✓ Pompes axiales

**b. Pompes volumétriques :**

- ✓ Rotatives
- ✓ Alternatives

**V.4.2 Procédures de calculs**

- **Calcul de débit de la pompe :**

**Débit design = Débit normal + Marge de design**

Marge de design recommandée est de **20 %**.

- **Calcul des diamètres d'aspiration et de refoulement :**

Le diamètre des conduites aspiration et refoulement huile sont définie à partir des vitesses d'écoulement et des débits par la formule suivante :

$$V = \frac{Q}{S} \Rightarrow d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot V}} \dots\dots\dots (V.9)$$

- ❖ Coté aspiration :  $V_{asp} = 1 \text{ à } 1.5 \text{ m/s}$ .
- ❖ Coté refoulement :  $V_{ref} = 2 \text{ à } 4 \text{ m/s}$ .

$$D_{asp} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.0258}{\pi \cdot 1.5}} = 0.148 \text{ m} = 5.82 \text{ pouce}$$

$D_{asp}$ : diamètre d'aspiration, en pouce.

$$D_{ref} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.0258}{\pi \cdot 3}} = 0.105 \text{ m} = 4.13 \text{ pouce}$$

$D_{ref}$ : diamètre de refoulement, en pouce.

On choisit le diamètre le plus proche.

- *Calcul de la pression à la bride d'aspiration  $P_A$  :*

$$P_A = P_1 + \rho_L g Z - \Delta P_{asp} \dots\dots\dots (V.10)$$

$P_1$  : Pression dans le bac (bac sous pression), bar

$\rho_L$  : La masse volumique du liquide, kg/m<sup>3</sup>

$Z$  : la hauteur entre le niveau bas du liquide et la conduite d'aspiration de la pompe, m

$\Delta P_{asp}$  : perte de charge coté aspiration, bar

$g$ : la pesanteur 9.81 m/s<sup>2</sup>.

- *Calcul de la pression de refoulement :*

PIPESIM permet d'avoir la pression de refoulement après la pompe qu'il faut la vaincre.

- *Hauteur manométrique totale :*

Si on considère que  $P_A$  est la pression lue (en bar absolu) à l'aspiration de la pompe et  $P_{ref}$  celle au refoulement, la HMT exprimée en m de la pompe est de manière simplifiée définie par :

$$HMT = (P_R - P_A) / \rho g \dots\dots\dots (V.11)$$

HMT : hauteur manométrique total, en mcl.

- *Calcul de NPSH disponible :*

C'est la différence entre la pression d'aspiration de la pompe et la tension de vapeur du liquide.

$$NPSH_d = (P_A - T_v) / \rho g \dots\dots\dots (V.12)$$

**NPSH** : Hauteur de Charge Nette à l'Aspiration, en m.

$P_A$  : Pression à la bride d'aspiration de la pompe, en bara.

$T_v$  : tension de vapeur du liquide à la température opératoire, en bara.

$\rho$  : la masse volumique du liquide en kg/m<sup>3</sup>.

$g$  : 9,81 en (m/s<sup>2</sup>).

- *Calcul de la puissance absorbée par la pompe :*

La puissance absorbée est le travail par unité de temps fourni à la pompe. Elle s'exprime en Kilowatts (**kW**) et donnée par la relation :

$$P = Q \cdot HMT \cdot d / 367 \cdot \eta \dots\dots\dots (V.13)$$

$d$  : la densité de liquide, **0.80**

$\eta$  : rendement de la pompe, **0.65**

## V.4.3 Les résultats du calcul

	Valeur	Unité
Liquide à pomper	Huile	
Débit design	93.16	m <sup>3</sup> /h
masse volumique	800	kg/m <sup>3</sup>
<b>L'aspiration</b>		
Dasp	6	Pouces
Pression des bacs	1	Bar
$\Delta P_{asp}$	0	Bar
P asp	1.31	Bar
<b>Le refoulement</b>		
Dref	4	Pouces
$\Delta P_{ref}$	23,96	Bar
P ref	34.96	Bar
HMT	428.77	mCL
Tension de vapeur	0.75	Bar
NPSHd	7.13	m
Puissance absorbée	133.95	KW

Tableau. V.3. Les résultats de calcul de dimensionnement de la pompe

## V.4.4. Le choix du type de la pompe

La sélection d'une pompe peut se faire à partir de la figure en dessous qui donne les domaines de travail des divers types à partir des coordonnées, débit-hauteur totale de refoulement. Evidemment, il existe sur ce diagramme des régions d'interférence où le choix nécessite une étude économique entre des types de pompes, en prenant en considération:

- ❖ La puissance absorbée.

- ❖ Le coût du système d'entraînement.
- ❖ La surface occupée au sol, l'entretien, le mode de régulation.
- ❖ Et bien entendu le prix de l'appareil avec des amortissements variables.

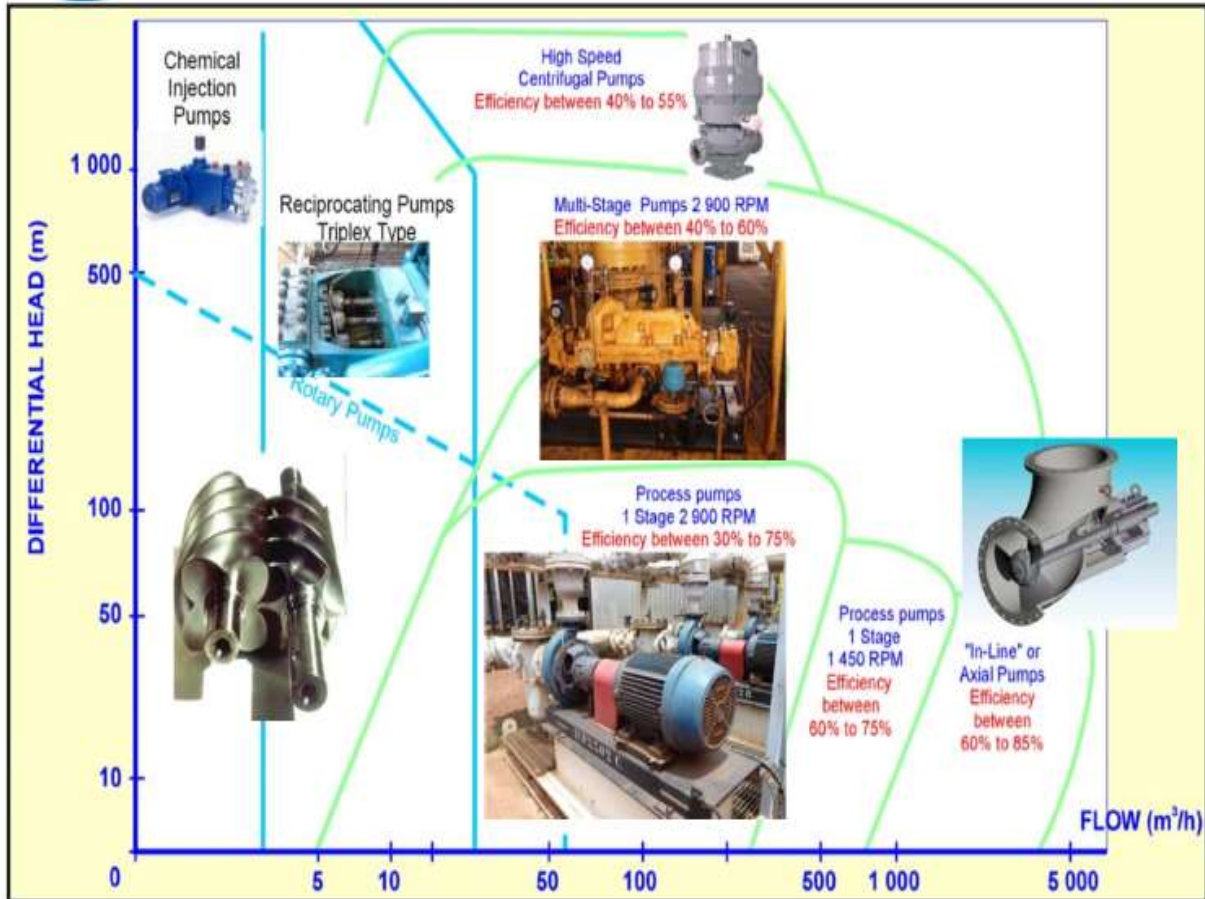


Figure. V.3: Diagramme de sélection des pompes.

Pour un débit de  $93.16 \text{ m}^3/\text{h}$  et pour  $\text{HMT}=428.77 \text{ m}$ , la pompe qu'on peut choisir est de type : multi stage pump 2900 RPM Efficiency between 40% to 60%

### V.5 Les bacs de stockages

Il s'agit des bacs cubiques sous pression

#### V.5.1 Nombre de bac

Nombre de bac = (La production journalière / la capacité d'un seul bac)

La production journalière des 18 puits raccordés à l'EPF est de  $1863 \text{ m}^3$ .

Le nombre de bac est choisi selon la capacité du bac

- Pour un volume de  $50 \text{ m}^3$ , il est nécessaire d'avoir **37 bacs de stockage**

- Pour un volume de **100 m<sup>3</sup>**, il est nécessaire d'avoir **19 bacs de stockage**

Ainsi que nous devons envisager des bacs de réserve pour prévenir des probables panne ou travaux d'entretien sur les pompes au moins pour la production de **48h** afin de garantir le gain et au-delà de ce laps de ce temps il faut envisager de les mettre sur l'ancienne transversale.

### VI.1 Introduction

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.

La méthode utilisée pour l'évaluation de l'option technique proposée, sera basée sur Les hypothèses suivantes:

- citer tout le matériel requis pour les travaux.
- calculer les coûts de tout l'ouvrage
- Estimer le cout de la réalisation de l'installation.

### VI.2 Coûts d'investissement du projet

Le départ	L'arrivé	Diamètre (")	Longueur (m)	Prix (fourniture+pose) (\$/m)	prix(\$)
HTFN 01	HTFM 1	4	600	46	27600
HTFN 03	HTFM 1	4	3800	46	174800
HTFN 06	HTFM 1	6	4030	58	233740
HTF 01	HTFM 2	4	2500	46	115000
HTF 02	HTFM 2	6	3500	58	203000
HTF 16	HTFM 2	4	3000	46	138000
HTFM1	HTFM 2	12	3500	80	280000
HTFM2	Séparateur	6	50	58	2900
<b>Le cout total</b>					<b>1175040</b>

**Tableau. V.1.Le prix des pipes à raccorder.**

**VI.3 Le coût des équipements par jour**

C'est le cout nécessaire pour louer les équipements qui composent l'EPF

Les équipements	Prix (DA/jour)	Prix (\$/jour)
Le cout total de l'unité de séparateur + pompe + les bacs + les operateurs	1488333.3	9922.2

**Tableau. VI.2.Le prix des équipements par unité de temps.**

**VI.4 Le gain de production journalier.**

Gain de production			prix de baril	revenu journalier	Le Coût des équipements	gain journalier de production
m3/h	m3/jour	bbl/jour	\$/bbl	\$/jour	\$/jour	\$/jour
19,81	475.44	2905,06	34	98772,04	9922.2	88849,84
19,81	475.44	2905,06	60	174303,6	9922.2	164381,4
19,81	475.44	2905,06	66	191733,96	9922.2	181811,76
19,81	475.44	2905,06	76	220784,56	9922.2	210862,36

**Tableau. VI.3.Le gain de production journalier.**

### VI.5 Le temps d'amortissement

C'est le temps nécessaire qu'il faut pour récupérer les dépenses effectuées pour la réalisation du projet. Ce temps est en fonction du gain de production et le coût total de réalisation.

Il est l'un des indicateurs économiques, pour que le projet soit bien dirigé et économiquement intéressant.

$$T_{am} = \text{coût total du projet} / \text{revenues totales par unité de temps.}$$

Les résultats sont montrés dans le tableau ci-dessous :

Le prix (\$/bbl)	Le gain (\$/jour)	L'investissement initial (\$)	Le Temps d'amortissement (jours)
34	88849,84	1175040	13
60	164381,4	1175040	7
66	181811,76	1175040	6,5
76	210862,36	1175040	5,5

**Tableau. VI.4. Le temps d'amortissement pour différents prix de baril.**

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

- ✓ Le temps d'amortissement entre **5j et 7j** pour le cas le plus probable estimé
- ✓ Pour le cas le plus pessimiste la période devient **13 j.**



# Conclusion

---

## Conclusion

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous permet, de tirer les conclusions suivantes :

- ❖ Pour le cas de régime non critique, la diminution de la pression provoque une augmentation de la production.
- ❖ La mise en place d'un EPF à Hassi Tarfa avec une pression de séparation 7 bar est la variante dominante vu les avantages suivants :
  - Un gain en production estimé à 475,44 m<sup>3</sup>/j.
  - Délai d'amortissement de 13 jours.
- ❖ L'installation d'un système de stabilisation nous permis d'obtenir une huile conforme aux exigences du client et envoyer la production directement à UTBS sans passer par W2A'.
- ❖ Pour le réseau de collecte, il est indispensable de vérifier les vitesses d'écoulement et les pertes de charge des pipes.
- ❖ Le séparateur à installer dans l'EPF est caractérisé par :
  - Séparateur horizontal tri phasique à haute pression.
  - Dimension : 64" Diamètre × 20' Longueur.
  - Pression de service : 6 bars.
- ❖ La pompe choisie pour être installée à l'EPF de Hassi Tarfa possède les caractéristiques suivantes :
  - Type : multi stage pump.
  - Débit : 93 .16m<sup>3</sup>/h.
  - P<sub>asp</sub> : 1 .31bar.
  - P<sub>ref</sub> : 34.96 bar.
  - Diamètre d'aspiration : 6''.
  - Diamètre refoulement : 4''.

# Recommandations

---

## Recommandation

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

- ❖ Remplacer les pipelines indiqués par les pipes recommandées sur le tableau suivant :

Les Pipes Anciens ( " )	Z13-J3	F12-MFD1	F20-MFD1	J3-J2	F2-MFD2	MFD2-SINK	F11-MFD2	F10-MFD1	F13-MFD2	FN5-MFD1
	6	6	6	8	6	6	6	6	6	6
Les pipes recommandées ( " )	4	4	4	6	4	18	4	4	4	4

- ❖ . L'installation d'un compresseur pour pouvoir récupérer le gaz torché des champs HGA et HTF afin de le transporter vers le CIS pour la réinjection.
- ❖ Economiquement et à cause de grand débit produit dans le champ de Hassi Tarfa, il est recommandé d'installer 2 séparateurs des diamètres moyens au lieu d'un séparateur géant en plus installer deux pompe la première pour booster.  
Tout ça pour pouvoir installer une pompe et un séparateur supplémentaire en cas de panne ou d'entretien

## Bibliographie

- [1] CALLAGHAN, I.C, McKenzie, A.L.1985.Identification of crude oil components responsible for foaming.SPE J.25 (2).
- [2] KEN Arnold, M.Stewart: surface production opération(design of oil handling systems and facilites),third edition, volume1, Gulf publishing company, Houston, TX.(2008)
- [3] KEN Arnold, M.Stewart: surface production operation (design of oil handling systems and facilities), second edition, volume2, Gulf publishing company, Houston, TX. (1999).
- [4] KEN Arnold, M.Stewart: surface production operation (design of oil handling systems and facilites), second edition, volume1, Gulf publishing company, Houston, TX. (1998).
- [5] L.MAILHE. Collecte-Traitement-Stockage. Cours de production. Tome 13.Editions Technip (1994).
- [6] M. REMONT. LA SEPARATION, Institut français du pétrole et de moteurs à combustion internes.
- [7] M. Simon CYR : Machines Tournantes, Formation professionnalisant PRO / EXP1, IFP Training.
- [8] Mémoire Grine Hanane université de boumerdes..
- [9] Mémoire Ziadna nour-el-Houda, Djennane Mouloud, Fergani mehdi université d'Ouargla
- [10] PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization. Schlumberger.
- [11] Δata Bank Sonatrach

## LES TABLEAUX DES DONNEES

PUITS	HTF1	HTF 2	HTF 11	HTF 12	HTF 13	HTF 14	HTF 16	HTF 20	HTF N1	HTF N3	HTF N5
Pb(kg/cm <sup>2</sup> )	169,4	170	159,7	169,6	120	171	159	163	167	145	156
GOR(sm <sup>3</sup> / sm <sup>3</sup> )	158	249	167	175	35	157	169	153	111	1064	106

**Tab.1 les données PVT.**

	Type de Test	Pg corrigée (Bar)	Pf corrigée (Bar)	débit huile (m <sup>3</sup> /D)	Index Prod Sm <sup>3</sup> /d/bar
HTF 1	BUILD UP	401,62	230,51	48	0,30
HTF 2	BUILD UP	384,35	181,47	95,04	0,31
HTF 11	BUILD UP	315,66	226,11	124,3	1,25
HTF 12	DST	436,76	228,87	123,8	1,21
HTF 13	BUILD UP	428,59	280,12	199,68	1,33
HTF 14	DST	415,11	255,13	133,92	0,45
HTF 16	BUILD UP	473,98	198,98	49,20	0,31
HTF 20	DST	448,91	215,87	97,68	0,34
HTFN 1	DST	455,6	210,53	43,44	0,18
HTFN 3	BUILD UP	424,8	176,3	17	0,11
HTFN 5	BUILD UP	472,7	345,01	137,27	1,20

**Tab.2 Les données des essais de puits**

	Z sol (m)	Spécifications du tubing	Long tbg (m)	Long Csg (m)	Mid perfo (m)
HTF 1	170,00	4'' 1/2 N80 P110 13,5 R3	3149	3264	3201
HTF 2	165,00	4'' 1/2 N75 P110 13,5 R2	3241	3480	3345
HTF 11	152,70	4'' 1/2 N80 P110 13,5 R3	3167	3217	3195
HTF 12	163,84	4'' 1/2 NV P110 13,5 R2	3253	3302	3276
HTF 13	168,16	4'' 1/2 N80 P110 13,5 R3	3265	3310	3296
HTF 14	159,99	4'' 1/2 NV N80 MP110 13,5 R3	3213	3280	3245
HTF 16	160,85	4'' 1/2 N80 P110 13,5 R3	3341	3456	3397
HTF 20	159,26	4'' 1/2 NV N80 MP110 13,5 R3	3294	3356	3331
HTFN 1	165,01	4'' 1/2 N80 P110 13,5 R3	3157	3234	3195
HTFN 3	167,85	4'' 1/2 NV N80 MP110 13,5 R3	3279	3345	3312
HTFN 5	171,23	4'' 1/2 N80 P110 13,5 R3	3198	3267	3234

**Tab.3 la configuration de la complétion.**

# ANNEXE 1 : La procédure de modélisation et simulation des puits par (PIPESIM)

## 1.1 Construction d'un model physique :

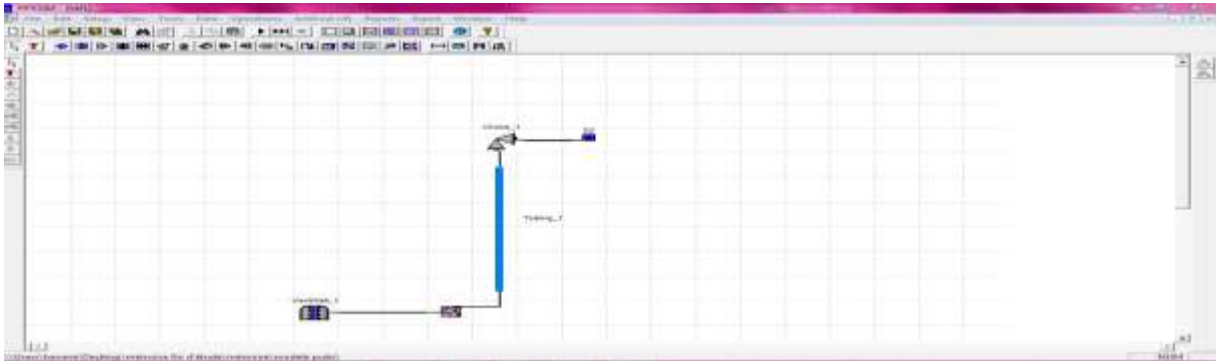


Fig. 1.1 Construction du modèle.

## 1.2 Input data (les données de système) :

Fig. 1.2 les propriétés du modèle choisi « BLACK OL ».

Fig. 1.3 les propriétés thermodynamiques

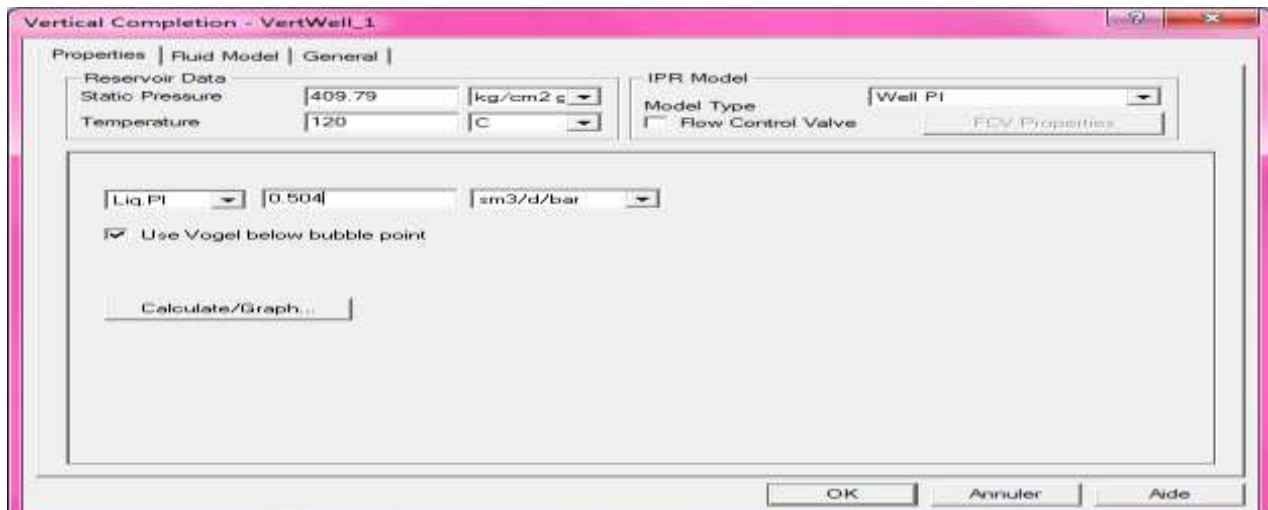


Fig. 1.4 les données du réservoir.

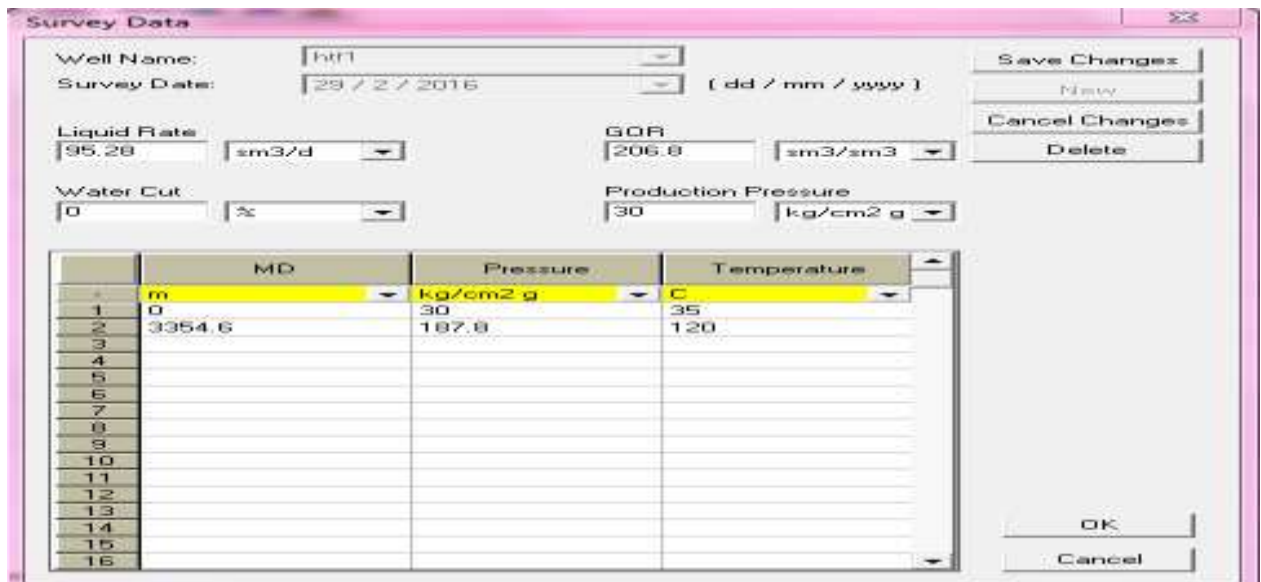


Fig. 1.5 la saisie des données.

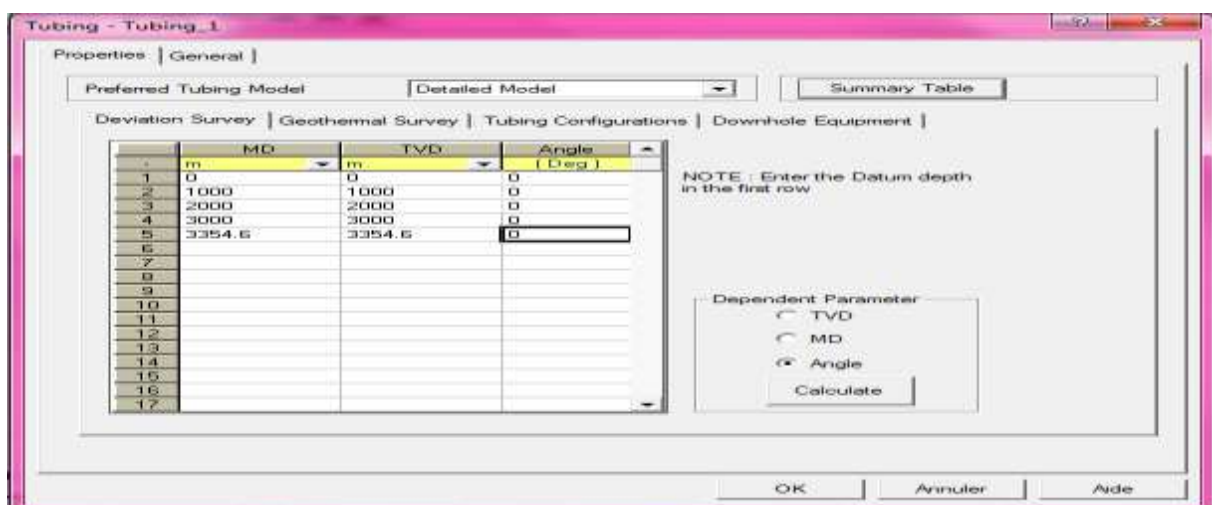


Fig. 1.6 la déviation de la complétion.

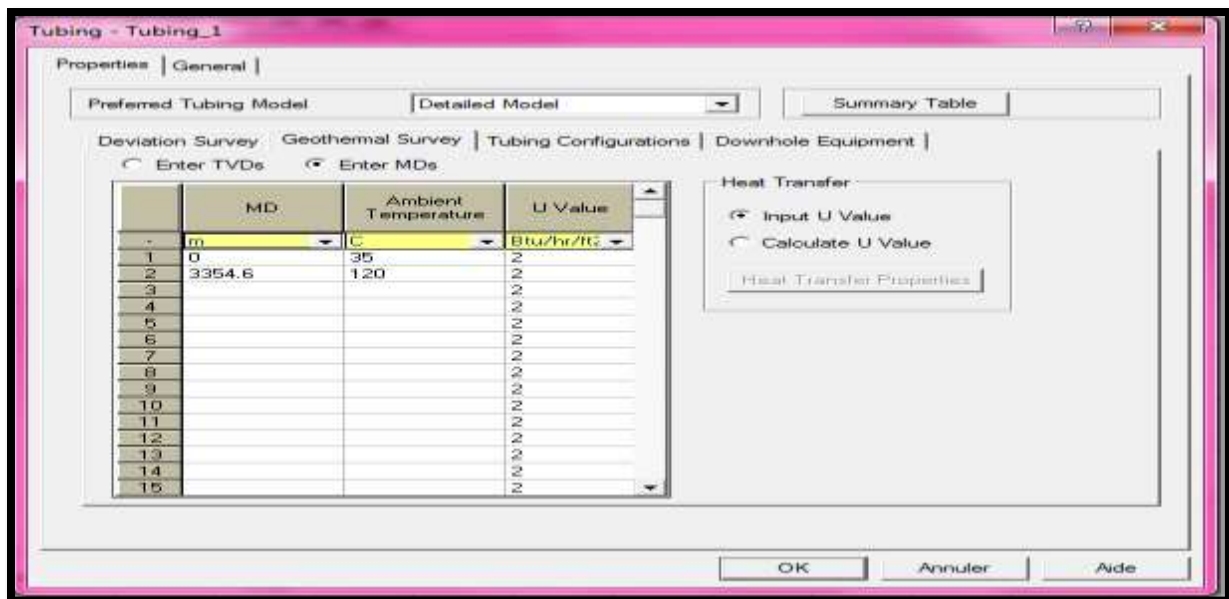


Fig. 1.7 les données géothermiques.

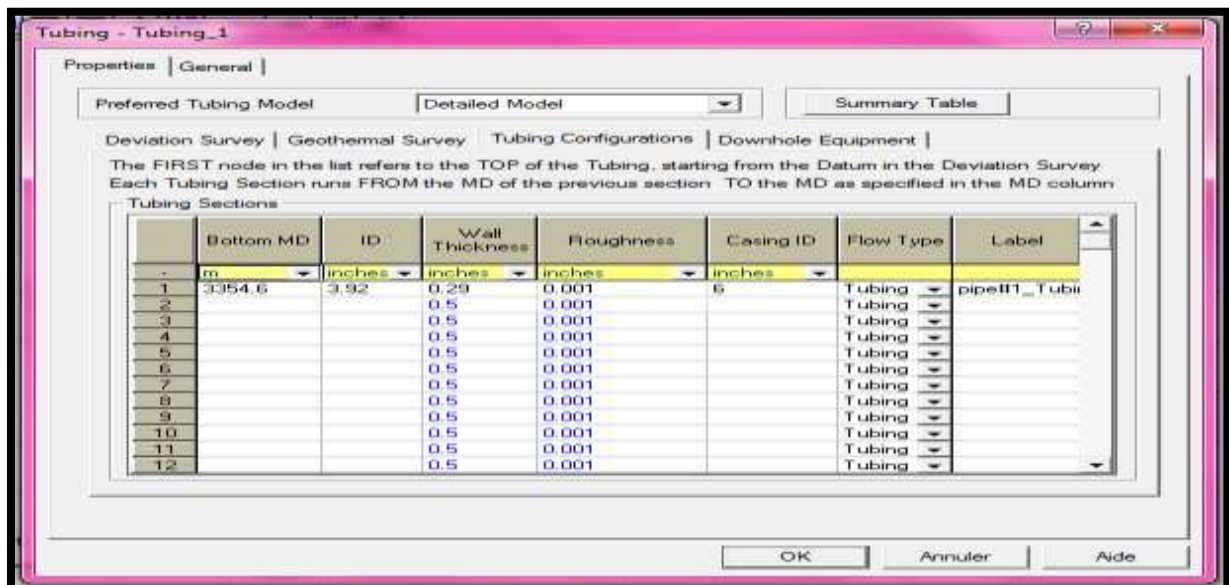


Fig. 1.8 la configuration du tubing.

### 1.3 Le choix de la corrélation pour l'écoulement vertical

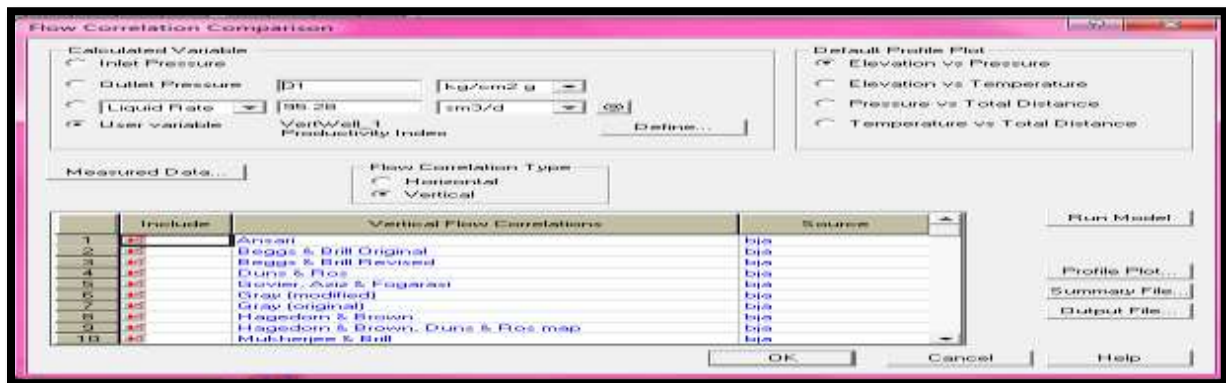


Fig. 1.9 la comparaison entre les corrélations.

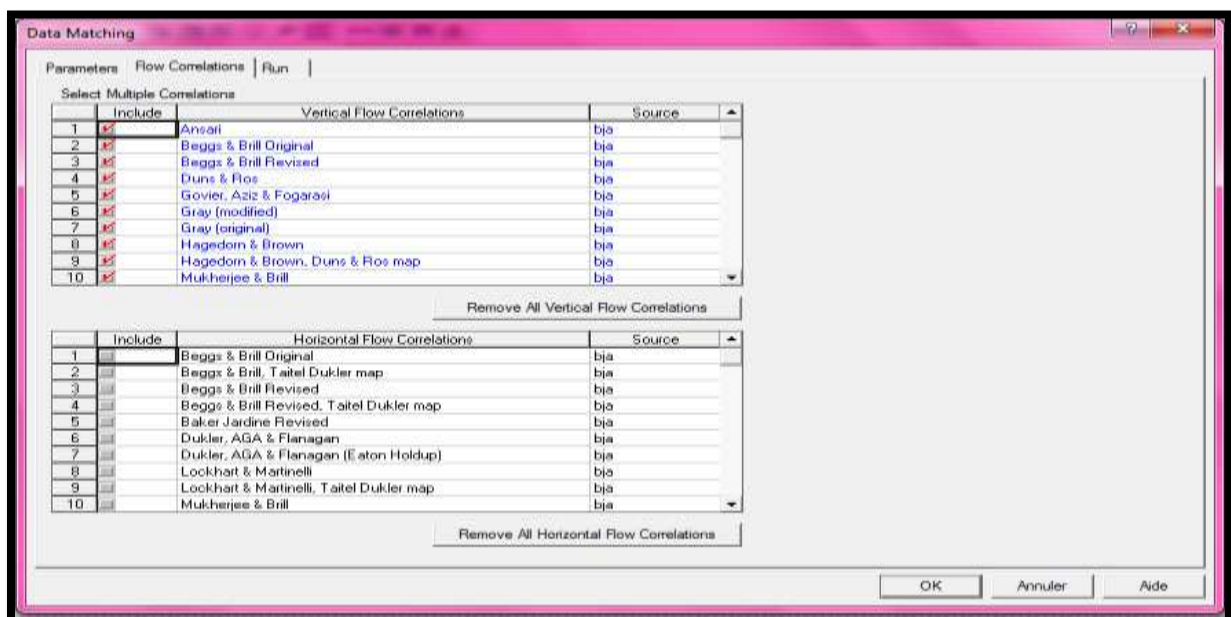


Fig. 1.10 La sélection des corrélations choisies.

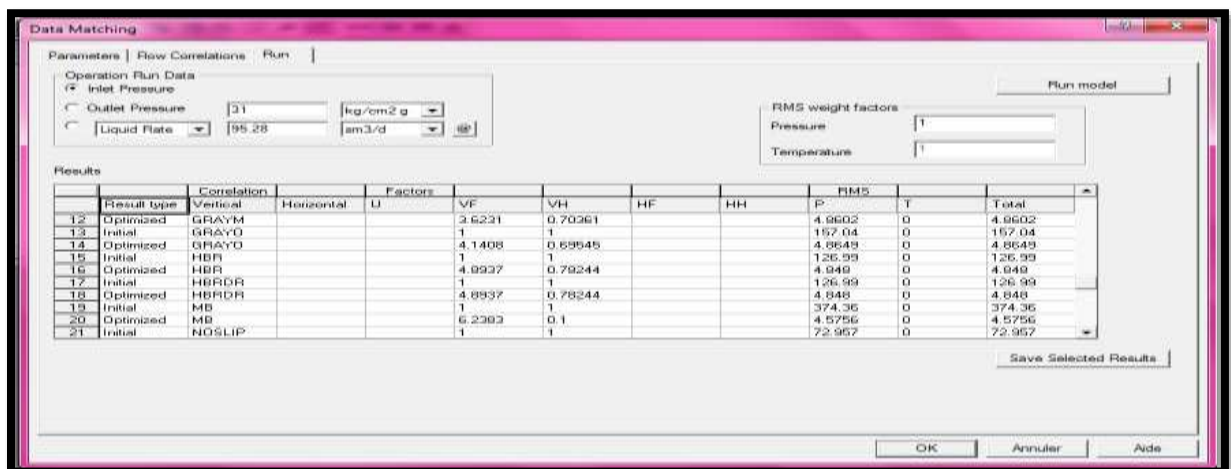


Fig. 1.11 le matching des corrélations.





## 1.4 Les données de puits obtenus Après L'installation de L'EPF

**Jaugeages**

**PUITS : HTFN5**

Pression Tête v Diagramme

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Poi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Sépar.			Récepteur	Injection
Puits												
04/11/2015	9.53	600	12.31	2357.87	192	115.9	10	6.02	36	5447	0	
06/02/2016	9.5	Vx29	8.84	1209.69	137	68.4	35.2		23	845	0	
13/03/2016	9.5	600	5.96	795.91	134	53	36.2	5.71	22	5117	0	
19/03/2016	9.5	600	7.13	1195.69	168	60	32.5	6.65	25	4884	0	
25/04/2016	9.5	655	5.54	698.41	126	52.7	34.4	4.28	26	3472	0	
12/07/2016	9.5	Vx29	6.51	780.00	120	52.4	38.5			8021	54	
27/09/2016	9.5	1440	4.35	547.27	126	48	34	5	27	6346	0	
02/11/2016	9.5	1440	6.27	655.52	103	42.6	11.8	11.72	28	2909	0	
13/11/2016	9.5	600	4.74	401.58	85	42	33	4.58	29	4925	0	
03/01/2017	9.5	-	4.4	503.51	115	40	34	4.28	16	4084	0	
19/01/2017	9.5	600	4.8	761.98	159	37.5	12	4.58	14	4491	0	
19/02/2017	9.5	Vx29	5.72	712.94	125	37.2	12.1		17	3744	29	
30/03/2017	9.5	Vx29	4.98	621.12	125	32.4	14.2		25	3859	20	
03/05/2017	9.5	-	4.36	217.60	50	30	13.9	3.47	25	3016	0	
10/05/2017	9.5	600	3.94	417.96	106	32	14.5	2.75	31	4674	0	
05/02/2018	9	600	1	183.08	185	14	13	2.96	7	6287	0	
12/04/2018	9	600	3.19	353.92	111	34	14.8	2.86	18	5963	0	

Fig. 1.15 Les données du puits HTFN05.

Données de Jauges

Race Géologique: Data Bank

05/03/2013	8.97	-	13.29	2682.91	200	138	18	4.79	26	5618	0	---
04/04/2013	11	600	6.77	544.94	114	53	43.1	5.71	22	3784	0	---
18/05/2013	11	-	5.15	906.61	176	60	37.8	3.77	25	3727	0	---
12/07/2013	11	600	4.73	876.40	185	90	41	5.71	30	14251	0	---
18/08/2013	11	-	6.38	1182.09	169	52	34.8	6.13	34	3773	0	---
27/08/2013	11	-	5.21	305.07	164	43.5	36	4.28	32	5406	0	---
16/09/2013	11	600	6.77	1106.72	164	39	28.5	4.28	20	4317	0	---
01/08/2013	11	600	5.52	982.71	179	38	25.5	4.28	21	518	0	---
08/10/2013	11	600	5.73	943.68	165	32	26.5	5.61	27	3818	0	---
17/12/2013	11	600	5.97	1216.90	222	30.5	24	3.1	28	2725	0	---
20/02/2013	11	600	5.18	859.82	166	31	27.3	4.38	19	3162	0	---
03/04/2013	11	600	4.41	739.82	168	36.3	31.7	3.87	13	3291	0	---
09/08/2013	11	600	4.76	650.02	94	34	26.5	6.45	23	3107	0	---
02/10/2013	11	Vx23	4.48	667.30	149	33.1	28.3		27	4709	0	---
08/11/2013	11	Vx23	4.99	631.60	128	32.6	38.3		22	4501	0	---
07/03/2013	11	600	4.79	459.60	96	36.7	32.0	4.18	17	4922	0	---
12/02/2018	11	1940	4.97	329.49	68	36.5	33.8	34.16	12	3602	0	---
15/04/2016	11	600	3.38	512.50	142	33	29.8	3.1	20	3161	0	---
12/04/2016	11	600	5.18	828.38	164	30.8	7	4.03	20	4438	0	---
12/07/2016	11	600	4.95	1044.09	211	29.1	5.1	3.57	26	4406	0	---
21/07/2016	11	-	4.73	277.13	80	28.1	8.7	3.57	21	4453	0	---
23/08/2016	11	600	4.71	942.14	200	28.8	6.1	1.86	24	4579	0	---
23/10/2016	11	Vx29	4.61	994.93	215	27.5	12.7		24	4452	0	---
25/12/2016	11	600	4.77	915.01	192	27.8	6.5	3.26	22	4268	0	---
21/01/2017	11	600	4.61	909.20	197	30	5.2	3.06	13	4876	0	---
20/03/2017	11	600	4.61	787.25	187	28	11	4.28	20	4554	0	---
20/06/2017	11	-	4.35	659.34	151	28	9.4	4.28	26	4472	0	---
09/10/2017	11	-	6.24	492.14	112	25.5	8	5	29	4263	0	---
12/12/2017	11	-	4.78	491.01	112	24.8	11.7	4.45	17	422	0	---
17/02/2018	11	-	4.33	481.55	111	24.2	13.4	13.36	19	419	0	---

Fig. 1.16 Les données du puits HTF11.

37			10,5	9,3	10,2	18	19	17	1
38									
39									
40	heures	Puits	P/Tete	P/Pipe	Température / TETE				
41	10:35:00	HTF 11	32	13					
42	08:42:00	HTF 13	25,2	12,5					
43	10:13:00	HTF 24	34,85	12,6					
44	10:17:00	HTF 14	22,5	13					
45		HTF 27							
46		HTF 2							
47	10:27:00	HTF 16	16,8	14,2					
48	08:55:00	HTF 1	14,5	12,5					
49	10:03:00	HTF 20	33	15					
50	09:53:00	HTF 12	27,6	14,5					
51		HTF23							
52		HTF26							PUITS H
53	09:48:00	HTF 10	34,9	13,7					PUITS HT
54	09:42:00	HTF 21	37	15					
55	09:17:00	HTF N7	21,2	16,4					
56	09:32:00	HTF 25	38,4	13,8					
57	09:21:00	HTF N3	17,5	17,5					
58		HTF N6							puits e
59	09:35:00	HTF N8	38,6	17,79					operation
60	09:30:00	HTF N5	32	17					
61	/	HDZ 2	/	/					
62	/	HDZ13	/	/					
63	/	HDZ 14	/	/					
64	/	HDZ 17	/	/					
65									

Fig. 1.17 Les données de pression des puits.







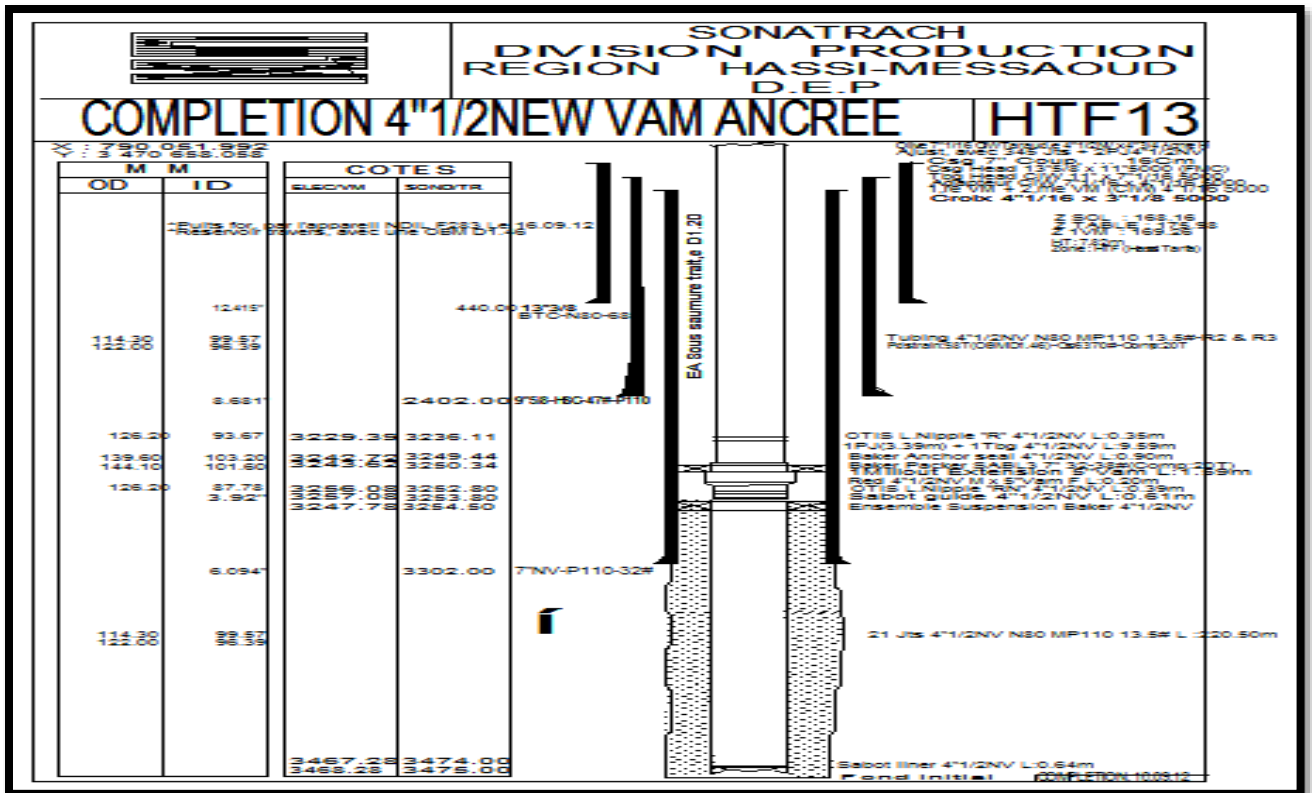


Fig. 2.5 la fiche technique du puits HTF13.

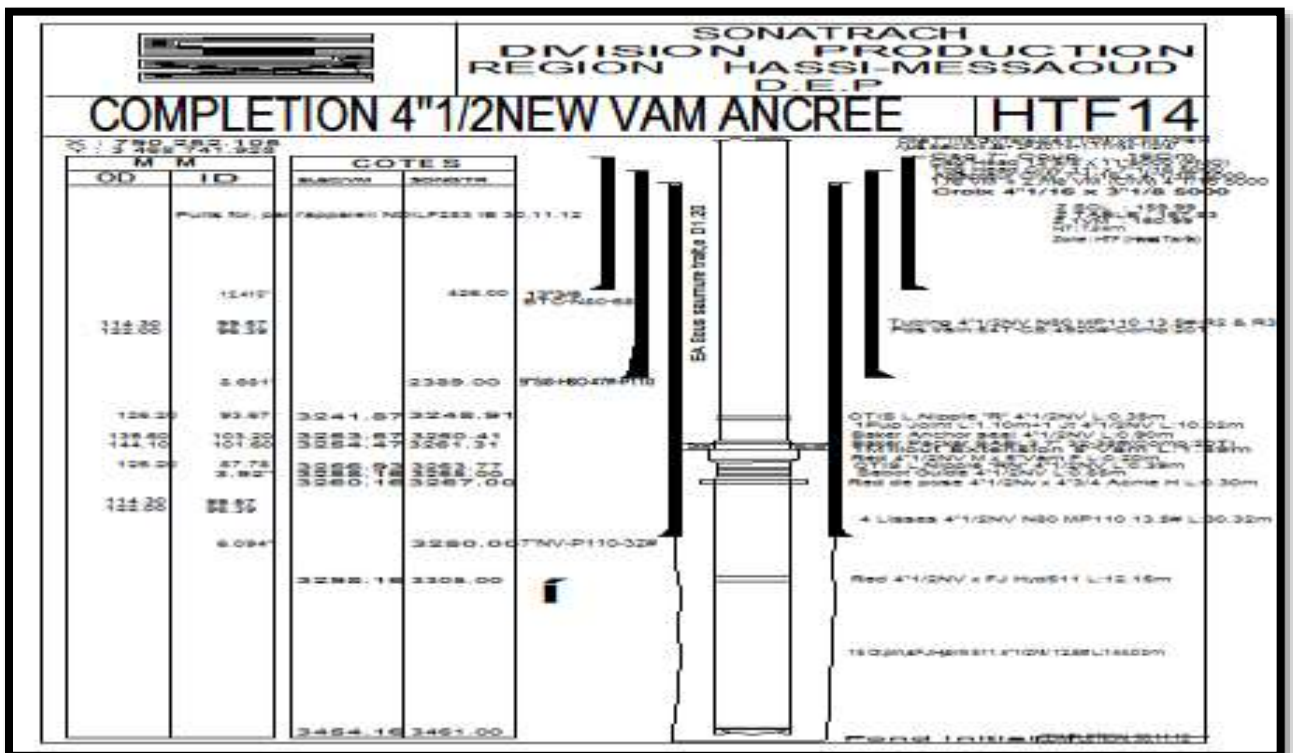


Fig. 2.6 la fiche technique du puits HTF14.







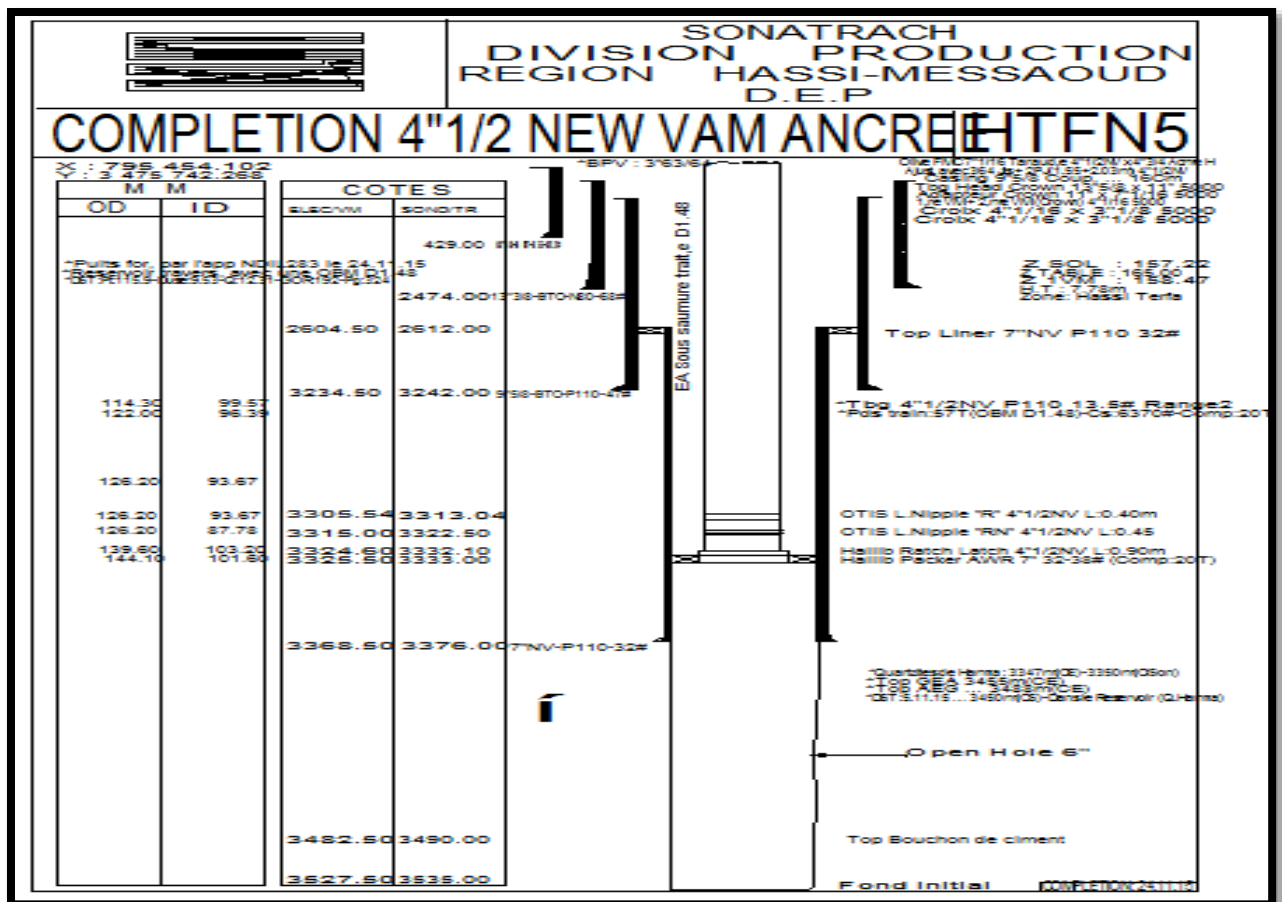
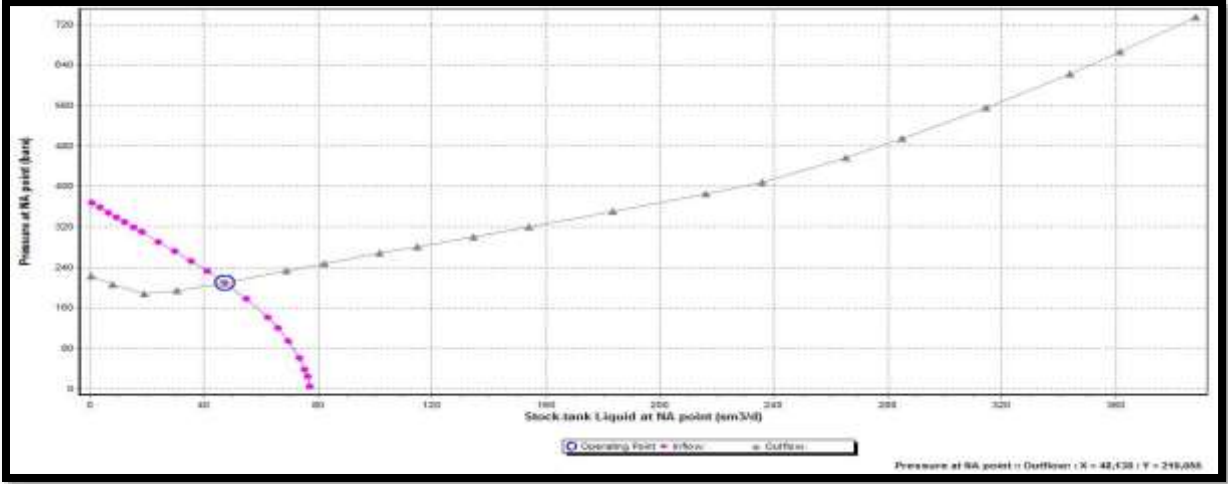
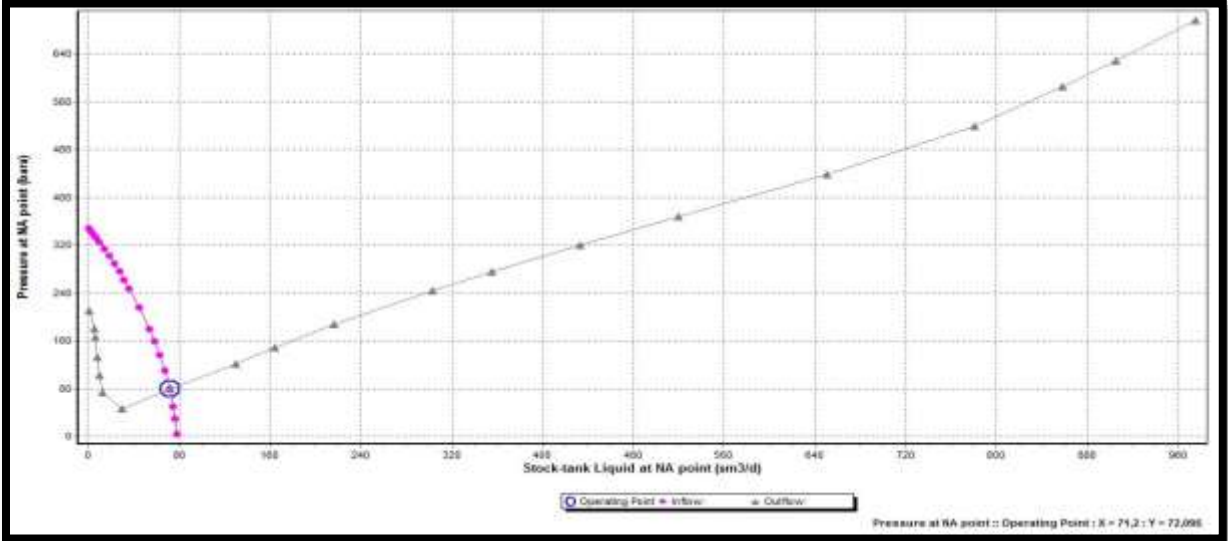


Fig. 2.11 la fiche technique du puits HTFN5.

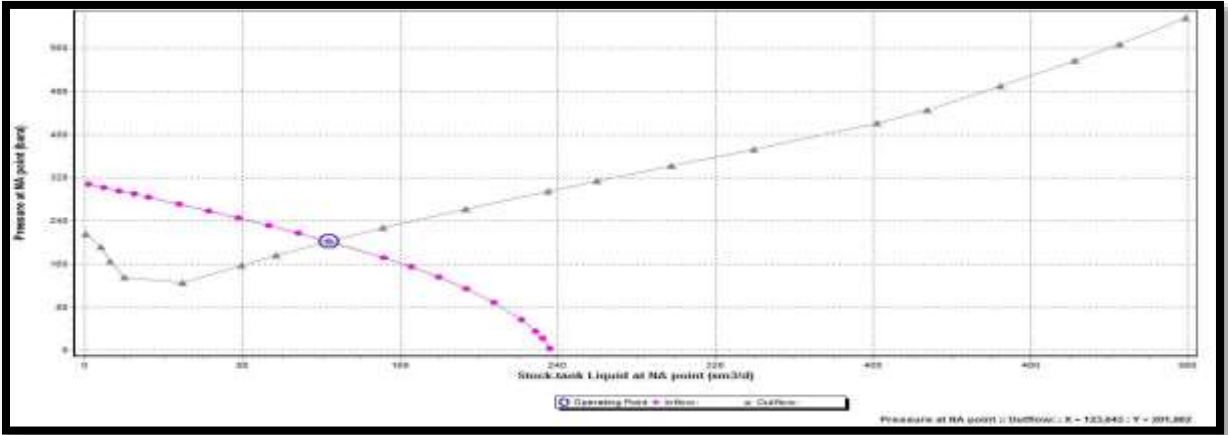
**ANNEXE 3 : La modélisation des puits**



**Fig. 3.1 la modélisation du puits HTF1.**



**Fig. 3.2 la modélisation du puits HTF2.**



**Fig. 3.3 la modélisation du puits HTF11.**

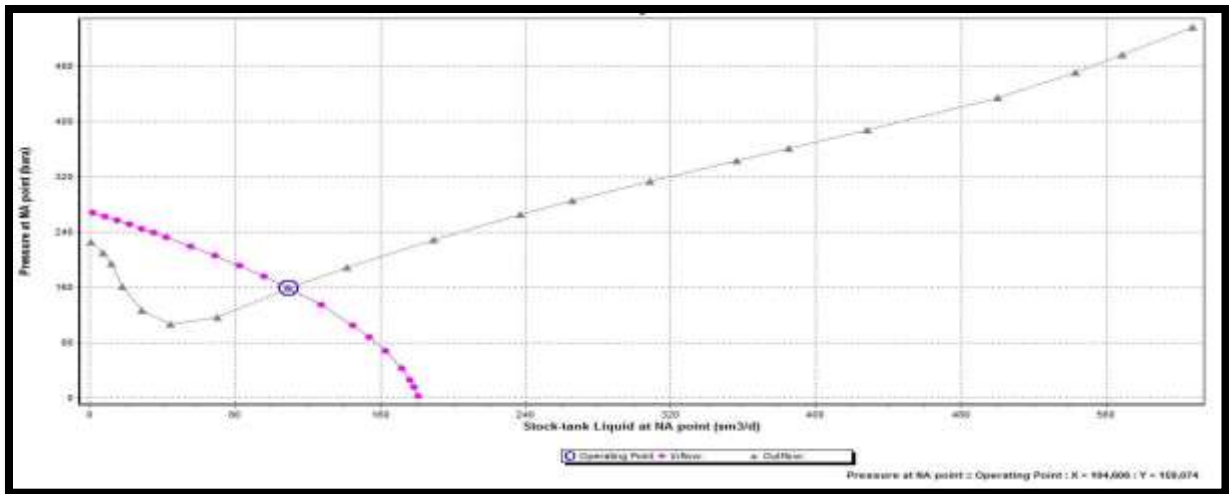


Fig. 3.4 la modélisation du puits HTF12.

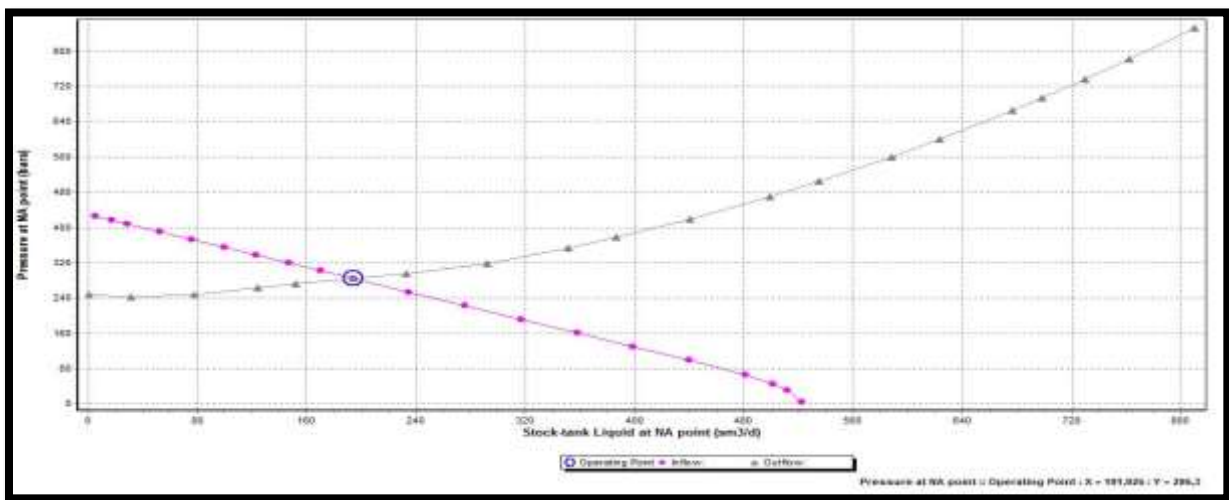


Fig. 3.5 la modélisation du puits HTF13.

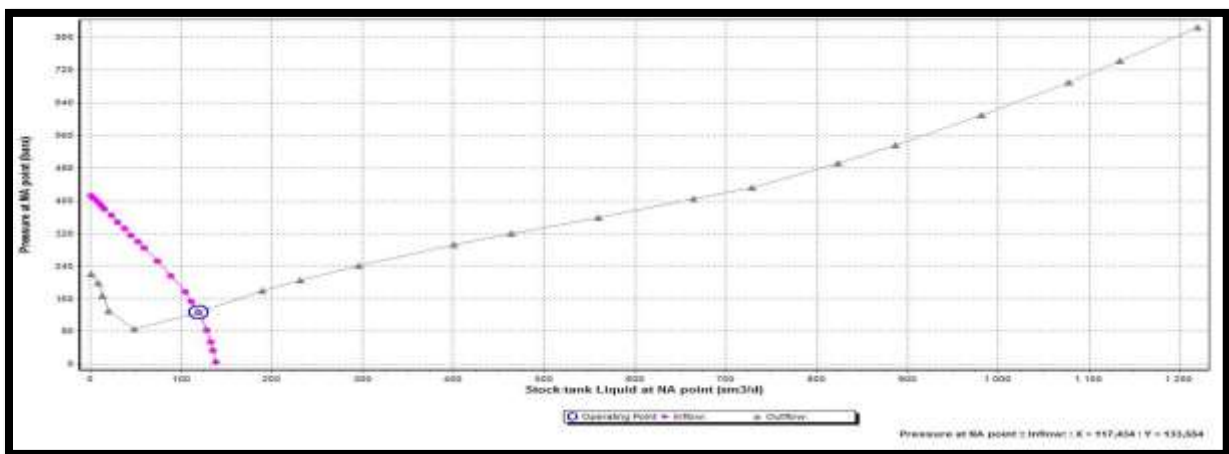


Fig. 3.6 la modélisation du puits HTF14.

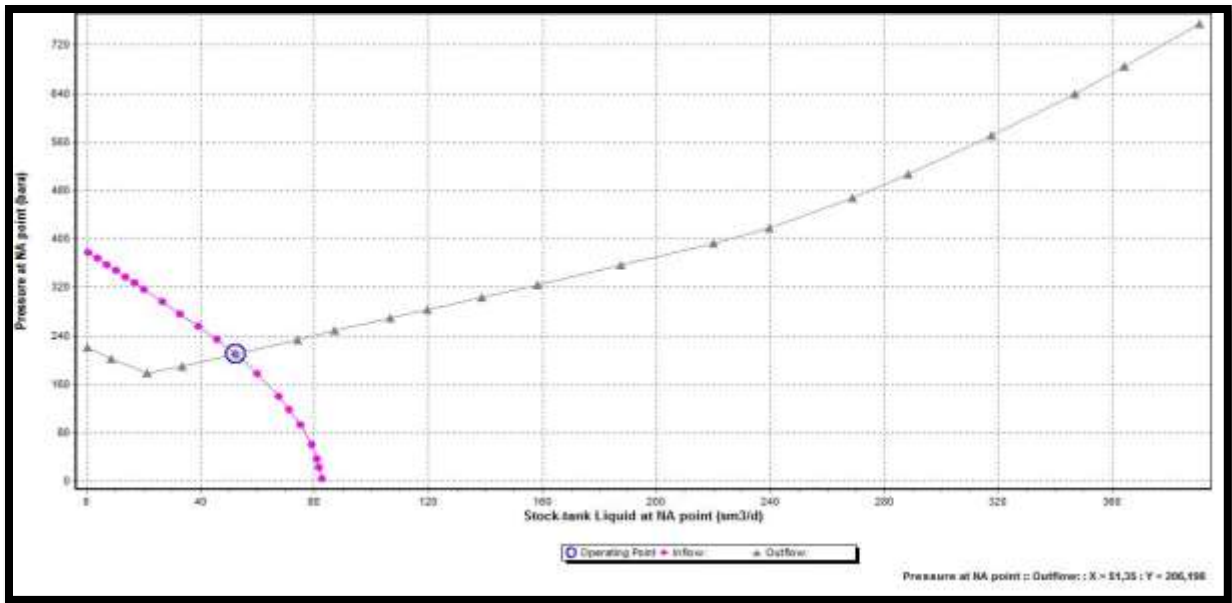


Fig. 3.7 la modélisation du puits HTF16.

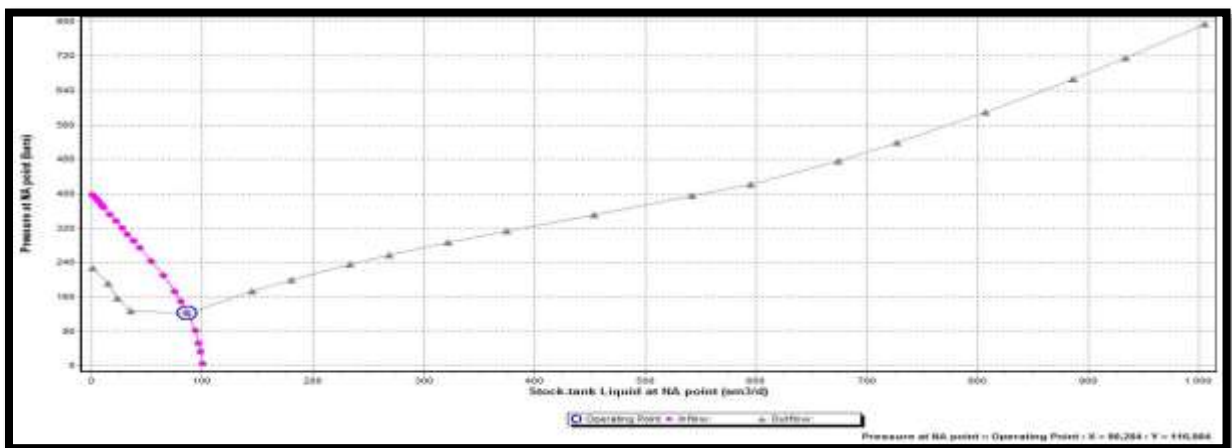


Fig. 3.8 la modélisation du puits HTF20.

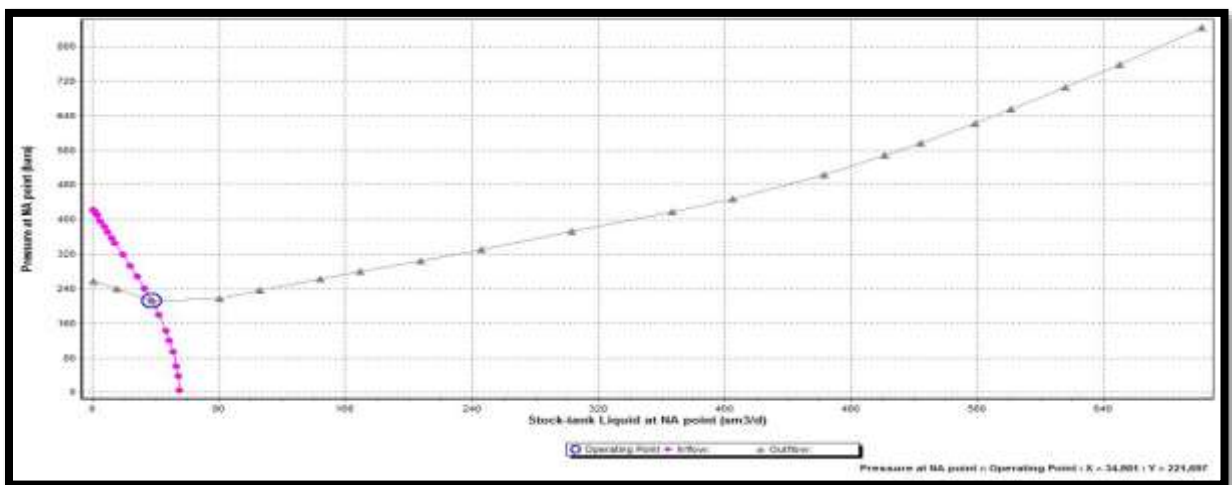


Fig. 3.9 la modélisation du puits HTFN1.

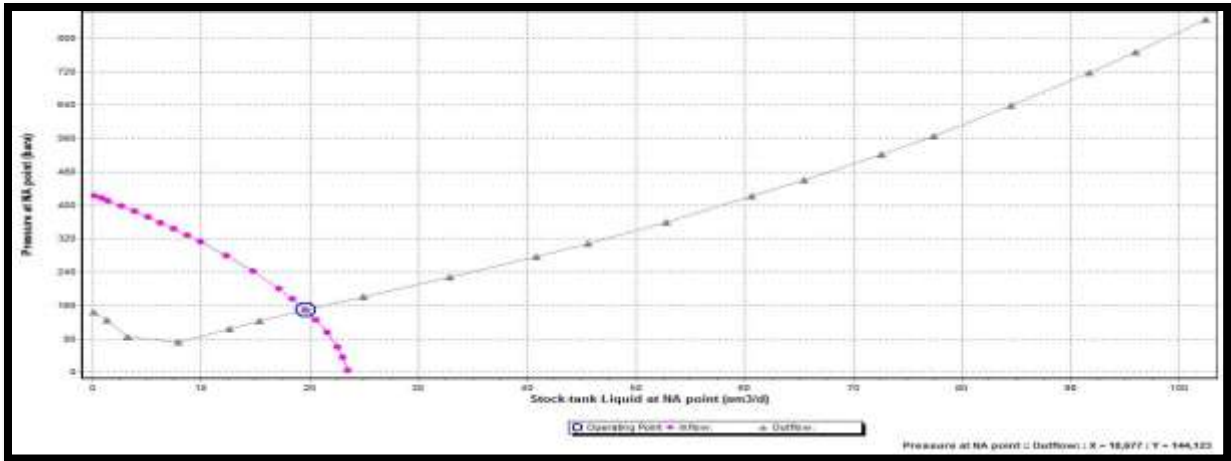


Fig. 3.10 la modélisation du puits HTFN3.

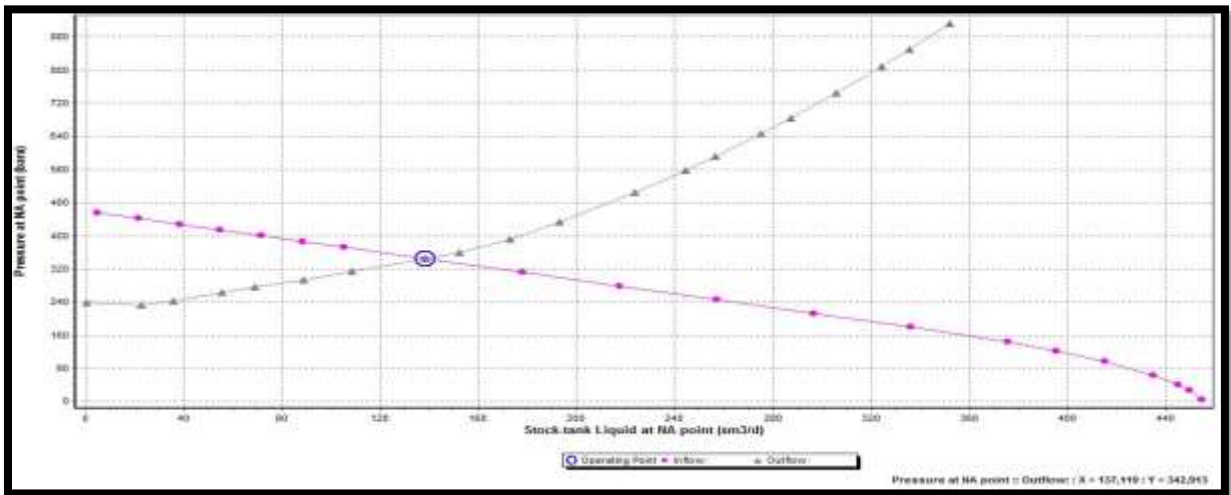


Fig. 3.11 la modélisation du puits HTFN5.