

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 Professionnel

Présenté Par :

BESSAHRAOUI Islam, NEDJAR Ilies, MALKI Abdelnour

-THÈME-

**Optimisation de réseau de collecte champ HTF
au niveau du MFD HTFM2 par la mise en place
d'un system de production EPF.**

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Robei Sarra	M.A.A	Univ. Ouargla
Rapporteur : Ouzzazi Mohamed	M.A.A	Univ. Ouargla
Examineurs : Sid Rouhou Hadj Med	M.A.A	Univ. Ouargla

Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années des travaux et des recherches effectués au sein de la faculté des hydrocarbures de l'université Kasdi Merbah .D'abord nous tenons à remercier en premier lieu Le Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage de terminer nos études.

Et après, sous la direction de Mr. OZZAZI MOHAMED, pour la confiance dont il a toujours fait preuve à notre égard et pour ses perpétuels encouragements.

Nous tenons à remercier Mr. ATLILI MOHAMED EL HADI pour son aide pratique et son soutien moral et ses encouragements.

Mes remerciements vont également à tous le personnel de la faculté des hydrocarbures.

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, nos ami(e)s, les conseils et les encouragements qu'ils nous toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, nous ne serons pas où nous sommes et ce qui nous sommes.

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédie du profond de mon cœur ce mémoire :

- A mon cher père **Said** , qui a su montrer à ses enfants que le travail est libérateur et qui n'a ménagé aucun effort pour l'aboutissement de ce travail, qu'il en soit récompense pour ses sacrifices.
- A ma chère mère **Malika** pour ton amour pour moi, pour les sacrifices que tu consens pour rendre tes enfants heureux. Tu as endure beaucoup de peine pour mon bien-être et à ma réussite. Reçois ceci en guise de ma reconnaissance et que Dieu te garde longtemps afin que tu puisses goûter aux arbres que tu as plantés.
- A mes frères et mes sœurs **Mohamed Badro , Houari, Mustapha**, que ce travail soit pour vous un exemple à suivre et vous incite à mieux faire.
- A mes grands-pères-mères **ZOULIKHA NABIA** profonde gratitude et amour, que dieu leur donne une longue et joyeuse vie.
- A mes familles **NEDJAR** et **BOULENOUAR**, pour le soutien et les conseils que vous ne cessez de m'apporter.
- A tous Mes amis **SEDDIK, ALAA, NASSIM, YASSINE, DRISS, ABDASSAMED, AISSEM, HADJAR, BOUCIF, KHALIL, REDA, NASRO, SIDEHMED**. Merci pour leurs amours et leurs encouragements.
- Sans oublier mes partenaires, **Abdelnour** et **Islam**, pour leur soutien moral, leur patience et leur compréhension tout au long de ce projet.

NEDJAR ILIES

Dédicace

Je dédie du profond de mon cœur ce mémoire :

- A mon cher père **Ikhlef**, qui a su montrer à ses enfants que le travail est libérateur et qui n'a ménagé aucun effort pour l'aboutissement de ce travail, qu'il en soit récompense pour ses sacrifices.
- A ma chère mère **Hadjria** pour ton amour pour moi, pour les sacrifices que tu consens pour rendre tes enfants heureux. Tu as endure beaucoup de peine pour mon bien-être et à ma réussite. Reçois ceci en guise de ma reconnaissance et que Dieu te garde longtemps afin que tu puisses goûter aux arbres que tu as plantés.
- A mes frères et mes sœurs **Abdelilah, Abdelbarie, Yazen**, que ce travail soit pour vous un exemple à suivre et vous incite à mieux faire.
- A mes grands-pères-mères **BOUCIF et TAYEB, FATIMA et AICHA** profonde gratitude et amour, que dieu leur donne une longue et joyeuse vie.
- A mes familles **BESSAHRAOUI et BENMANSOUR**, pour le soutien et les conseils que vous ne cessez de m'apporter.
- A tous Mes amis **ABDELHADI, ABDERRAHIM, HICHAM, WALID, REDA, ALI, AZZEDDINE** Merci pour leurs amours et leurs encouragements.
- Sans oublier mes partenaires, **Ilies et Abdennour**, pour leur soutien moral, leur patience et leur compréhension tout au long de ce projet.

BESSAHRAOUI Islam

Dédicace

Je dédie du profond de mon cœur ce mémoire :

- A mon cher père **Chaabane**, qui a su montrer à ses enfants que le travail est libérateur et qui n'a ménagé aucun effort pour l'aboutissement de ce travail, qu'il en soit récompense pour ses sacrifices.
- A ma chère mère **Aicha** pour ton amour pour moi, pour les sacrifices que tu consens pour rendre tes enfants heureux. Tu as endure beaucoup de peine pour mon bien-être et à ma réussite. Reçois ceci en guise de ma reconnaissance et que Dieu te garde longtemps afin que tu puisses goûter aux arbres que tu as plantés.
- A mes frères et mes sœurs **Khaoula** , **Abdelfattah**, **Sondousse**, **Mohamed Ihab**, que ce travail soit pour vous un exemple à suivre et vous incite à mieux faire.
- A mes grands-pères-mères **Elhabib** et **Chehba** profonde gratitude et amour, que dieu leur donne une longue et joyeuse vie.
- A mes familles **MALKI** et **ABDI**, pour le soutien et les conseils que vous ne cessez de m'apporter.
- A tous Mes amis **KADIROU**, **MOHAMED**, **ABOUBAKR**, **IBRAHIM**. Merci pour leurs amours et leurs encouragements.
- Sans oublier mes partenaires, **Ilies** et **Islam**, pour leur soutien moral, leur patience et leur compréhension tout au long de ce projet.

MALKI Abdelnour

Résumé:

Notre travail vise à étudier l'optimisation de la production dans le champ Hassi Tarfa par l'installation d'un séparateur avec une unité de pompage (EPF) au niveau du collecteur HTFM2.

Introduction générale aux réseaux de collectes et séparateurs, Une définition d'EPF, une étude comparative (avant et après l'installation) et une étude d'optimisation de production avec un EPF à l'aide de logiciel PIPESIM, sont les contraintes à traiter dans ce travail.

Mots-clés : Pression de pipe, Pression de tête du puits, Collecte, Manifold, Modélisation, Débit, GOR, Séparateur, Pompe.

ملخص:

يهدف عملنا الى دراسة تحسين و امكانية تطوير الانتاجية في حقل حاسي طرفة من خلال وضع وحدة فصل ووحدة ضخ (تسهيلات الانتاج الاولية) (EPF) في مجمع HTFM2.

هذا العمل تم على مراحل اولها مقدمة عامة لشبكات التجميع و الفصل و تعريف EPF ثم مقارنة بين الإنتاجية قبل و بعد استعمال التقنية ثم دراسة تحسين و تطوير الانتاجية مع باستخدام برنامج PIPESIM.

كلمات مفتاحية: وحدة الفصل، وحدة ضخ، ضغط الأنبوب، ضغط رأس البئر، مجمع الصمامات، التدفق، نسبة الغاز من الزيت، شبكة، نمذجة ..

Summary :

Our work aims to study the optimization of production in the Hassi Tarfa field by installing a separator with a pumping unit (EPF) at the level of the HTFM2 collector. General introduction to collection and separator networks, A definition of EPF, a comparative study (before and after installation) and a production optimization study with an EPF using PIPESIM software, are the constraints to be addressed in this work.

Keywords: Pipe pressure, Wellhead pressure, Collection, Manifold, Modeling, Flow, GOR, Separator, Pump

LISTE DES FIGURES

Figure I. 1 : Situation du champ Hassi Tarfa	5
Figure I. 2: Principaux éléments structuraux Algériens.....	5
Figure I. 3: Profil sismique NO-SE.....	7
Figure I. 4: Profil sismique SO-NE.....	8
Figure I. 5 : Coupe géologique NE-SW	10
Figure I. 6: Coupe géologique NW-SE	11
Figure I. 7: Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa.....	13
Figure II. 1: Le schéma représente la liaison par ligne individuelle	16
Figure II. 2: Le schéma représente la liaison par collecteur	18
Figure II. 3: Schéma de principe de transfert d'un endroit à un autre	19
Figure II. 4: la classification des pompes.....	20
Figure II. 5: Pompe centrifuge	21
Figure II. 6 : Montage en charge.....	22
Figure II. 7: Montage en aspiration.....	22
Figure II. 8: Pompe alternative à simple effet.....	23
Figure II. 9: Pompe alternative à double effet	23
Figure II. 10: Situation de la séparation dans un traitement d'huile	25
Figure II. 11: Vue détaillée séparateur huile/gaz	26
Figure II. 12: Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique.....	27
Figure II. 13: Vue éclaté d'un séparateur triphasique.....	28
Figure II. 14: Séparateur Sphérique	29
Figure II. 15: Schéma explicatif d'un EPF	31
Figure II. 16: Schéma d'installation de l'EPF	32
Figure II. 17: Equipements de l'EPF	33
Figure III.1: Structure de réseau avant l'installation de l'EPF	36
Figure III. 2: Modélisation du puits HTF11	38
Figure III. 3: Structure de réseau après l'installation de l'EPF	40
Figure III. 4: Les différents résultats enregistré Après l'installation de l'EPF.....	41
Figure III. 5: Calcule le gain de production sans et avec EPF.....	42
Figure IV. 1: l'image du réseau dans le PIPESIM avant l'installation de l'EP	45
Figure IV. 2: L'image du réseau dans le PIPESIM après l'installation de l'EP	46

Figure IV. 3: Les résultats sont représentés sur l’histogramm.	49
Figure IV. 4: Gain de production.....	51

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III.1: Les résultats obtenus (avant l'installation de l'EPF).....	39
Tableau III.2: Les données de jaugeage (après l'installation de l'EPF).....	40
Tableau III.3: Calcule le gain de production	41
Tableau IV.1: Montre les débits du puits avant l'installation de l'EPF	46
Tableau IV. 2: Montre les débits du puits après l'installation de l'EPF	47
Tableau IV. 3: Comparative	48
Tableau IV. 4: Pertes de charges calculées	48
Tableau IV. 5: Montre l'effet de séparation sur le débit d'huile produité	50
Tableau IV. 6: Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes	51
Tableau IV. 7: Des diamètres optimaux	52
Tableau V. 1: Le prix des pipes à raccorder	55
Tableau V. 2: Le prix des équipements par unité de temps	55
Tableau V. 3: Le gain de production journalier	56
Tableau V. 4: Le temps d'amortissement pour différents prix de baril	57

LISTE DES ABREVIATIONS

API :	American Petroleum Institute
BSW :	Basic and sédiment water
GOR :	Gaz Oil Rapport ($\text{Sm}^3 / \text{Sm}^3$)
HMD :	Hassi Messaoud
Bbl:	Baril
Bo:	Oil Bulk (m^3 / m^3)
HP :	Haute Pression.
BP:	Basse Pression.
DA:	Dinar Algérien.
D :	Densité
H :	Hauteur (m)
Dh:	Différence de la hauteur.
DP:	Différence de la pression.
EPF:	Early Production Facility.
MFD :	Manifold
Rs :	GOR de solution
Pasp :	Pression d'aspiration (bar)
Pp :	Pression de pipe (bar)
Pref :	Pression de refoulement (bar)
Psep :	Pression de séparation (bar)
Q :	Débit (m^3 / h)
Qc :	Débit calculé (m^3 / h)
Qh :	Débit d'huile (m^3 / h)
Qm :	Débit mesuré (m^3 / h)

Qw : Débit d'eau(m³ /h)

VMF : Vitesse moyenne du fluide

ΔP : Perte de charge (bar)

μ : Viscosité (Cp)

Tam : Temp d'amortissement

IP: Indice de Productivité (m³ /h /bars)

IPR: Inflow Performance Relationship

Lss : Longueur de séparateur

MP : Moyenne Pression

PFD: Pression du Fond Dynamique (atm)

Pg: Pression de gisement (atm)

PIPESIM: Pipeline Simulator

Ppc: Pression de pipe calculée (atm)

Ppm: Pression de pipe mesurée (Atm)

Pt: Pression de tête (Atm)

Pui: Puissance.

PVT: Pression, Volume, Température.

VMF: La vitesse moyenne du fluide (m/s)

\$ usa : Dollar Américaine

CIS : Centre Industriel Sud

TABLE DES MATIERES

Remerciements	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Symboles– Notion – Abréviations	VI
Introduction Générale.....	1

Chapitre I : Aperçu sur le champ

I. 1 Introduction :.....	4
I.2 Situation géographique et géologique du champ Hassi Tarfa :	4
I.2.1 Situation géographique :.....	4
I.2.2 Situation géologique du champ Hassi Tarfa :	4
I.3 Historique de l'exploration :.....	6
I.4 Aspect géophysique (Interprétation sismique) :	6
I.5 Description du champ Hassi Tarfa :.....	8
I.5.1 Système Pétrolier :	8
I.5.2 Description du réservoir :	9
I.5.3 Roches Couverture :	9
I.5.4 Les pièges et les voies de migration :.....	9
I.6 Aspect stratigraphique :	11
I.6.1 Le Paléozoïque :	11
I.6.1.1 Socle :	11
I.6.1.2 Infra-Cambrien :	11
I.6.1.3 Cambrien :	11
I.6.1.4 Ordovicien :	11
I.6.2 Mésozoïque :	12
I.6.2.1 Trias :	12
I.6.2.2 Jurassique :	12
I.6.3 Cénozoïque :	13

Chapitre II : Généralités sur les réseaux de collectes et l'EPF

II.1 Généralités sur les réseaux de collectes :.....	15
II.1.1 Introduction :.....	15
II.1.2 Particularités des lignes de collectes :.....	15
II.1.3 Classification des conduites :.....	15
II.1.4 Plans du réseau de collecte :	16
II.1.5 Les accessoires des collectes :	18
II.2 Généralités sur les pompes :.....	19
II.2.1 Introduction :.....	19
II.2.2 Les pompes centrifuges :	20
II.2.2.1 Définition et principe :	20
II.2.2.2 Les différents montages :	22
II.2.3 Les pompes volumétriques :	23
II.2.3.1 Définition et principe :.....	23
II.2.3.2 Les différents types de la pompe volumétrique :	23
II.3 Généralités sur les séparateurs :.....	24
II.3.1 Introduction :.....	24
II.3.2. Estimation de la capacité des séparateurs :	25
II.3.3 Les différents types de séparateurs :	25
II.3.3.1 Séparateur vertical :.....	26
II.3.3.2 Séparateur horizontal :	27
II.3.3.3 Séparateur sphérique	28
II.3.4 Influence des conditions de marche d'un séparateur (pression, température)	29
II.3.5 Les critères de choix d'un séparateur :	30
II.4. Généralités sur EPF :.....	30
II.4.1 Introduction générale :	30
II.4.2. Objectif de L'EPF :.....	31
II.4.3. Les défis a rencontré :.....	32
II.4.4. Principe de fonctionnement de l'EPF :	32

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

III.1 Introduction :	35
III.2 Cas de base (sans EPF) :	36
III.2.1 Modélisation de système (puits + réseau de collecte) :	36
III.2.2 Algorithme de modélisation du puits :	37
III.2.3 Exemple de calcul :	37
III.2.4 Analyse du tableau :	39
III.3.deuxième cas (avec l'EPF) :	39
III.3.1 Modélisation de système (puits + réseau de collecte) :	39
III.3.2 Analyse du tableau :	41
III.4.l'étude comparative :	41
III.4.1 Interprétation des tableaux :	42
III.5. Conclusion :	43

Chapitre IV : Modélisation et optimisation de réseau de collecte actuel

IV.1 Modélisation de l'EPF :	45
IV.1.1 Structure et les données du réseau :	45
IV.1.2 Analyse des pertes de charges :	48
IV.1.3 Sensibilité sur la pression de séparation :	49
IV.1.3.1 Scénarios envisagés :	49
IV.1.3.2 Résultats :	50
IV.2 Optimisation du réseau :	51

Chapitre V : Etude technico-économique

V. 1 Introduction :	54
V. 2 L'hypothèses et méthodologie :	54
V. 3 Coûts d'investissement du projet :	55
V. 4 Le coût des équipements par jour :	55
V. 5 Le gain de production journalier :	56
V. 6 Le temps d'amortissement :	56
V. 7 Conclusion :	57
Conclusion.....	59
Recommandations.....	62
Bibliographie.....	64

*INTRODUCTION
GÉNÉRALE*

INTRODUCTION GENERALE

Le réseau de collecte et les installations de surface sont des parties essentielles dans la chaîne de production. Dont, leurs impacts sur l'exploitation du champ sont importants. L'augmentation du taux de gaz produit due au problème de percée de gaz dans le réservoir, et la limitation dans les capacités de traitement au niveau des centres ainsi que la vieillie des lignes de production sont parmi les problèmes les plus rencontrés dans le champ. De plus, le circuit de production (réservoir-puits-surface) du champ a vécu d'autres contraintes, on peut citer :

- Augmentation de volume de gaz dans les conduites (GOR élevé).
- Percés de gaz ; les venues de gaz suites aux interventions sur puits ou la production de gaz dans le puits lui-même.
- Les différences des pressions de pipe entre chaque puits qui peuvent entraîner des freinages des puits à faible pression (Le freinage causé par des puits bon producteur).
- Phénomène de corrosion au niveau des colonnes et des installations de surface.
- Dimensionnement non optimisé des conduites (Le diamètre inconvenable de quelques pipes) et des séparateurs ainsi que d'autres éléments auxiliaires (pompes et compresseurs).
- L'éloignement des puits par rapport aux installations de traitement.
- Une diminution importante de la pression de gisement qui impose le problème de l'égalisation de pression entre (P_p et P_t).

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. L'investissement d'une telle installation demande un budget très important d'où la nécessité de faire une étude rigoureuse.

Objectifs de l'étude :

Nos objectifs dans cette étude sont :

- Maximiser le débit de production par la création d'un modèle de réseau de collecte qui répond aux performances du puits.
- Faire une étude comparative avant et après de l'installation de l'EPF pour montrer les changements apportés.
- Modélisation et optimisation du système de production.

INTRODUCTION GENERALE

La méthodologie de l'étude :

Pour aboutir aux objectifs cités auparavant ce mémoire a été réparti comme suit :

- ✓ Une introduction générale consiste à donner une vue générale sur notre travail.
- ✓ Le premier chapitre s'occupe une aperçue sur la géologie de champ d'étude HTF.
- ✓ Le deuxième chapitre a mis l'accent sur le réseau de collecte et la séparation et différents équipements de L'EFP.
- ✓ Le troisième chapitre est traitée la partie expérimentale, Il renferme l'optimisation de champ avant et après l'installation de L'EPF.
- ✓ Le quatrième chapitre intitulé la modélisation et l'optimisation de réseau de collecte actuelle et proposé, elle a été consacrée à la description de l'architecture de réseau de collecte actuelle ainsi que développement de la méthode de sa modélisation.
- ✓ Le cinquième chapitre comporte une étude techno-économique pour estimer le coût et le gain de l'installation proposée.
- ✓ Enfin une conclusion et des recommandations où nous établirons une synthèse des résultats obtenus lors de cette étude.

Problématique :

- Quelle est l'installation de surface la plus performante sur ce champ pour assurer l'ouverture des puits fermés à cause de leur faible pression de tête ?
- Quelles sont les spécifications de différents équipements à mettre en place pour garantir un écoulement de l'effluent avec moins des pertes de charge pour le but d'augmenter la production ?

CHAPITRE I :

Aperçu sur le champ

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 m³.
- Volumes prouvés et probables : 120 millions de m³.
- Volumes prouvés, probables et possibles : 120 millions de m³. [1]

I.2 Situation géographique et géologique du champ Hassi Tarfa :

I.2.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Terfa 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 :

- Les parallèles 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. [1]

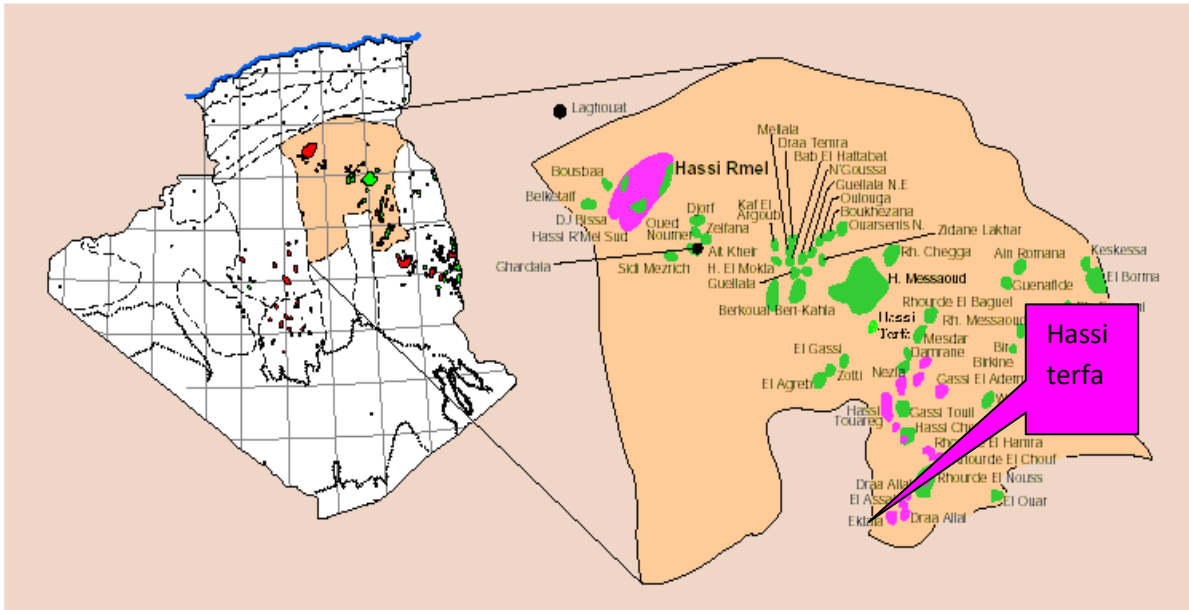


Figure I. 1 : Situation du champ Hassi Tarfa

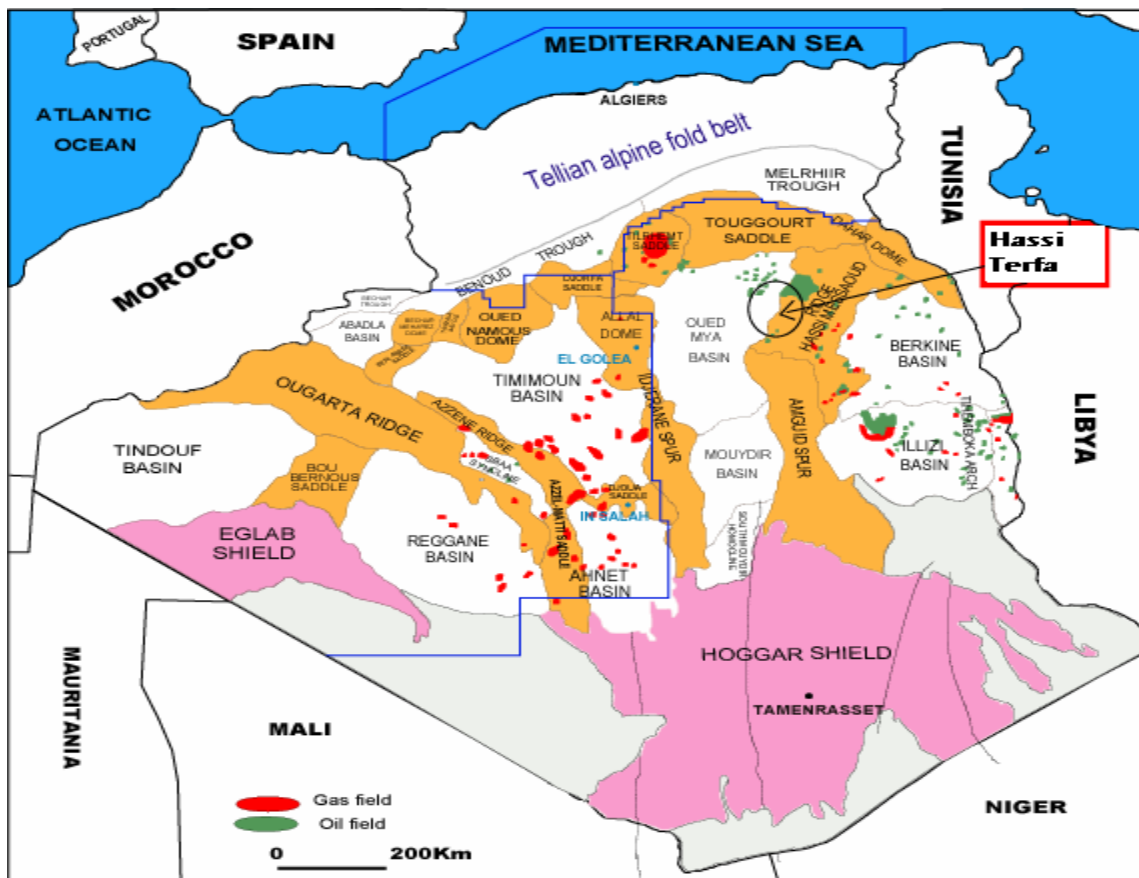


Figure I. 2: Principaux éléments structuraux Algériens

I.3 Historique de l'exploration :

Le bassin d'Oued Mya est l'une des régions les plus productives d'Algérie avec les gisements de Haoud Berkaoui, Berkaoui – Benkahla, Guellala, Kef El Agroub, Drâa Et Tamra, et Boukhezane.

Hassi Terfa 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, situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et, El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Le forage des réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile.

Les puits HTFN-1 et HTF- 2 ont été forés en 2001 dans le but de la délimitation de la structure. Ces puits avaient pour but l'évaluation des Quartzites de Hamra productifs dans le puits HTF-1.

En septembre 2001 le puits HTF-3 a été foré. Ses objectifs étaient les suivants :

- évaluer les Quartzites de Hamra.
- tester leur potentialité dans les limites de la fermeture structurale.
- délimiter l'extension du réservoir ordovicien dans cette structure.
- confirmer le volume des réserves prouvées sur le compartiment Est de la structure.

En mai 2005 le puits HTF-4 a été réalisé avec l'objectif d'évaluer des Quartzites de Hamra et les grès cambriens des niveaux Ri et Ra. [1]

I.4 Aspect géophysique (Interprétation sismique) :

Le cube sismique 3D de Hassi Terfa est localisé dans une zone géographique d'intérêt maximal pour les Quartzites de Hamra, puisque il s'y développe un domaine de préservation partielle voire totale des Quartzites de Hamra entre les secteurs fortement érodés d'Hassi Messaoud au nord, d'El Gassi El Agreb au sud et le secteur oriental de Mesdar/Baguel.

Les failles ont une orientation dominante N30°, c'est-à-dire suivant la direction classiquement associée à l'extension liasique, et appartiennent à l'axe positif régional d'El

Gassi – El Agreb – Hassi Dzabat-Hassi Terfa cet axe se poursuit vers le nord par le mole de Hassi-Messaoud..

La présence et probablement l'activité tectonique de ces accidents de direction N100°-N110° semblent s'intensifier vers le sud du cube. Ainsi, au toit du Ri, on observe des rejets associés aux activités successives de tels accidents pouvant atteindre 50m au Nord

L'analyse sismique conduit à identifier les zones structurales suivantes :

- Dans la moitié Nord du cube HTF/3D une zone structurale en position haute, reconnue par les puits HTF-1 à HTF-4, HTFN-1 et HTFN-2, est limitée à l'Ouest et au Nord par une faille d'orientation N30° à N45° appartenant au trend régional El Gassi – El Agreb – Hassi Dzabate ; Hassi Terfa .
- A l'Ouest du cube HTF/3D, plusieurs hauts structuraux isolés sont mis en évidence : ils appartiennent à un second trend N30° situé à l'Ouest de la zone haute HTFN-HTF-, et constitué de failles discontinues. on a reconnu une structure délimitée par des accidents respectivement d'orientation N30° à l'Est et N100° au Nord.
- Au nord de HTFN, en bord de la sismique 3D, on observe le début d'une vaste structure qui s'étend encore plus au Nord, correspondant à l'inversion du bloc bas contre la faille N45° Fig(3), Fig(4). [2]

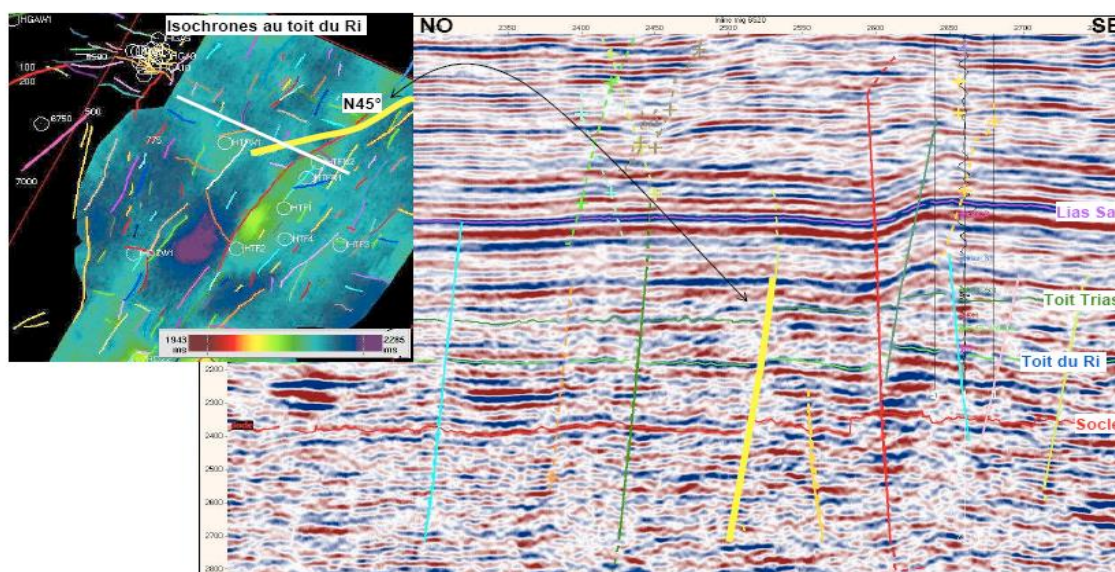


Figure I. 3: Profil sismique NO-SE

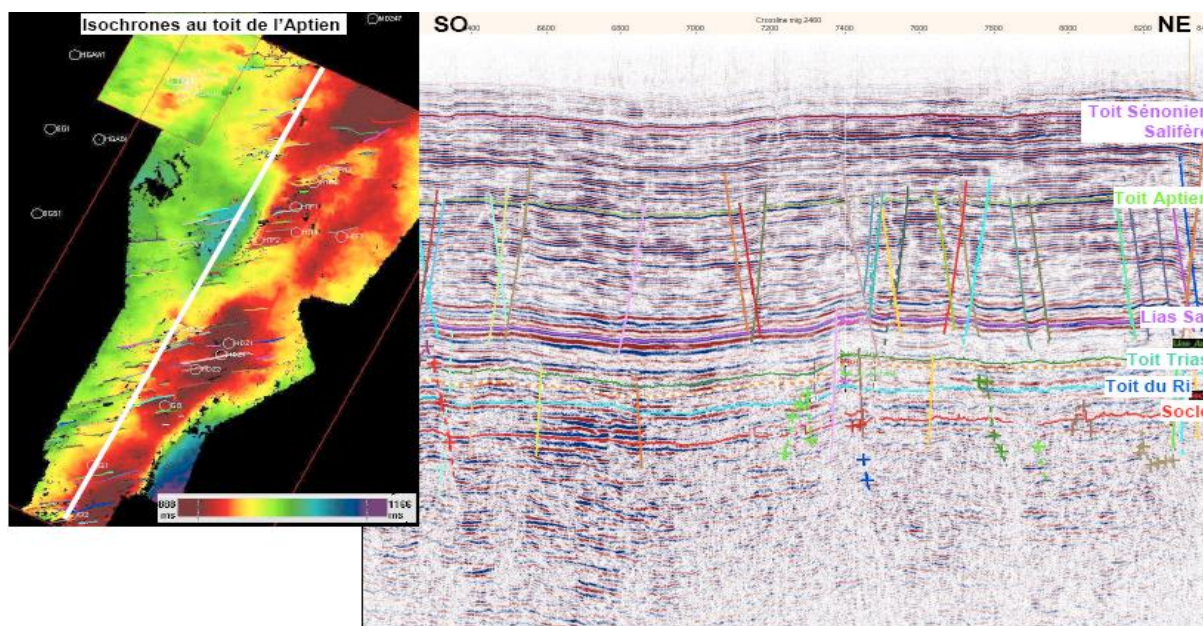


Figure I. 4: Profil sismique SO-NE

I.5 Description du champ Hassi Tarfa :

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

- Réservoirs Cambrien (Ri et Ra) est aquifères.
- Réservoir Quartzites de Hamra est un réservoir à huile.
- Pression initiale du réservoir 450 kg/cm².
- Volume de réserve initiale de l'huile est de 120 millions de m³.
- Contacte huile-eau à 3280m. [3]

I.5.1 Système Pétrolier :

Les analyses des extraits de matière organique présentent les caractéristiques d'une huile légère d'origine marine déposée dans un milieu réducteur. Elle est en phase à huile à l'ouest et le Nord Est, et au stade à gaz sec au Sud-Ouest de bassin d'oued Mya.

Les autres roches mères possibles ou éventuelles dans l'Ordovicien peuvent être représentées par les argiles d'Azzel, d'El-Gassi. Les argiles microconglomératiques. Elles ont une faible richesse en matière organique car leur COT est inférieur à 1%.

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

I.5.2 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

➤ *Cambrien :*

La production principale vient essentiellement des lithozones réservoirs Ra et Ri

I.5.3 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.

I.5.4 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.

La principale phase d'expulsion et la migration des hydrocarbures, date de la fin du Jurassique début Crétacé et, leur mise en place dans les pièges du Cambro-Ordovicien se serait effectuée au Sénonien inférieur jusqu'à l'Actuel. Le cheminement est du nord vers le sud, l'alimentation serait produite à partir des grés triasiques saturés en hydrocarbures (Top plein ou spill-point), vers les réservoirs Cambro-Ordoviens. Le faible enfouissement des argiles radioactives au cours de Paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, la maturation et la conservation des hydrocarbures. Tous ces phénomènes se sont déroulés sous l'effet de la subsidence du Mésozoïque. [3]

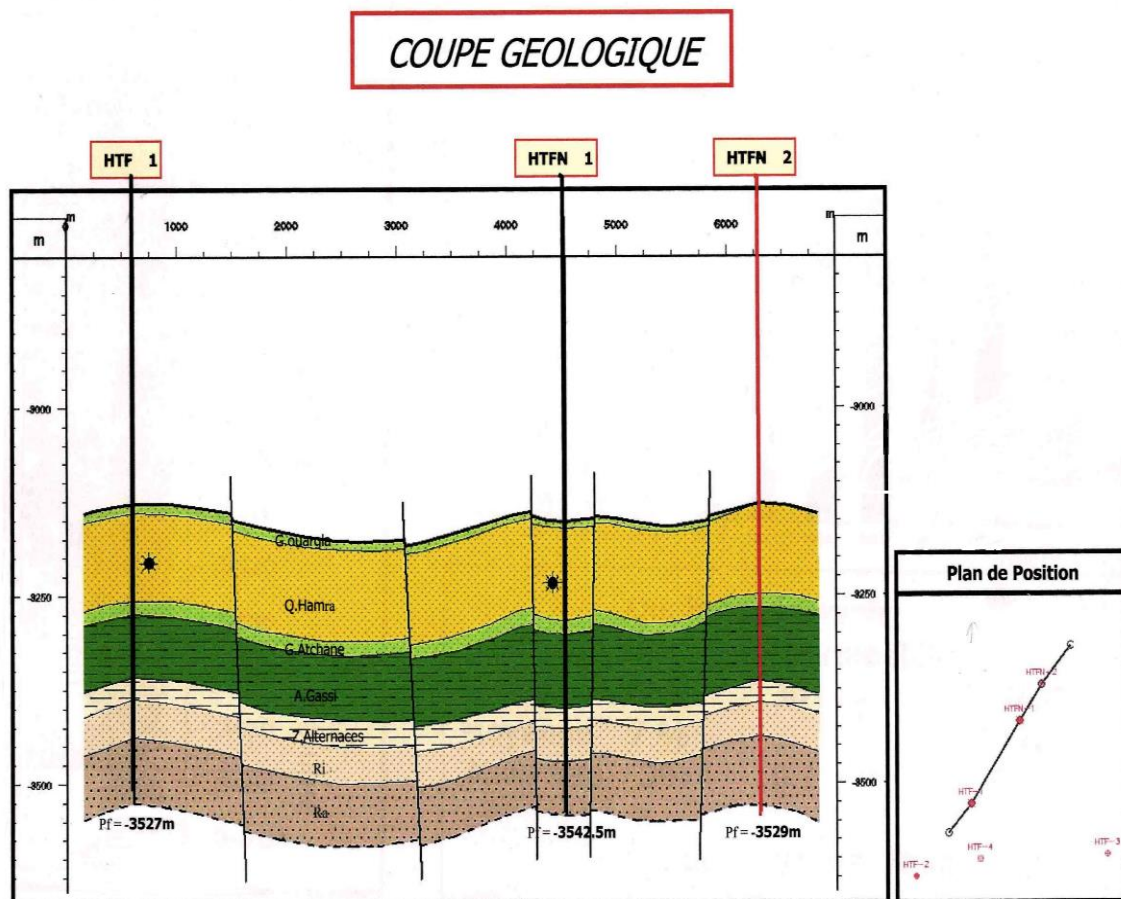


Figure I. 5 : Coupe géologique NE-SW

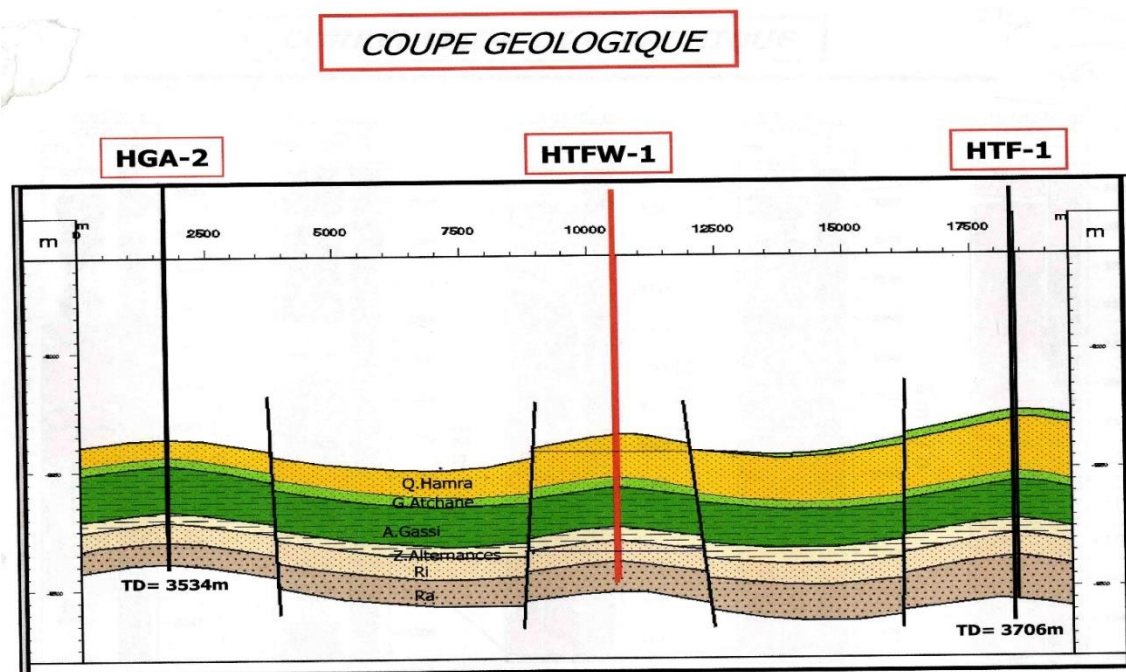


Figure I. 6: Coupe géologique NW-SE

I.6 Aspect stratigraphique :

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. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire de 300 m repose en discontinuité sur le Mésozoïque.

On distingue de bas en haut :

I.6.1 Le Paléozoïque : (407m d'épaisseur), On distingue de bas en haut :

I.6.1.1 Socle : est constitué de Granite porphyroïde rose.

I.6.1.2 Infra-Cambrien : (45m d'épaisseur), est constitué de Grés Argileux rouge.

I.6.1.3 Cambrien : (170m d'épaisseur)

- Cambrien Ra : (76-92m d'épaisseur)
- Cambrien Ri : (13-49m d'épaisseur) :
- Zone des alternances : (13-29m d'épaisseur) :

I.6.1.4 Ordovicien :

- Argiles d'El Gassi : (84-100m d'épaisseur)
- Grés d'El Atchane : (15-25m d'épaisseur)

- Quartzites Hamra : (104-126m d'épaisseur)
- Les grés de Ouargla : (23m d'épaisseur)

I.6.2 Mésozoïque : (3118m d'épaisseur) est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé :

I.6.2.1 Trias : (35,5-66m d'épaisseur)

- La Série Inférieure : (14m d'épaisseur)
- Trias « Roches éruptives » : (22-68m d'épaisseur)

I.6.2.2 Jurassique : (1333-1398m d'épaisseur)

On distingue de bas en haut :

1-Le Lias :

- Le Lias Argileux : (54-96m d'épaisseur)
- Lias S3 : (196-218m d'épaisseur)
- Lias S1 + S2 : (219-256m d'épaisseur)
- Lias « Horizon B » : (219-256m d'épaisseur)
- Lias Salifère : (56-59m d'épaisseur)
- Lias Anhydritique : (220-226m d'épaisseur)

2- Le Dogger :

- Dogger lagunaire : (243-244m d'épaisseur)
- Dogger argileux : (77-76m d'épaisseur)

3- Le Malm

- Crétacé : (1600-1654m d'épaisseur)
- Néocomien : (205-267m d'épaisseur)
- Barrémien : (262-268m d'épaisseur)
- Aptien : (25-27m d'épaisseur)
- Albien : (324-396m d'épaisseur)
- Cénomaniens : (145-186m d'épaisseur)
- Turonien : (107-127m d'épaisseur)
- Sénonien salifère : (130-150m d'épaisseur)
- Sénonien anhydritique : (210-217m d'épaisseur)
- Sénonien carbonaté : (88-109 d'épaisseur)

I.6.3 Cénozoïque : (300m d'épaisseur)

Il est représenté par l'Eocène et le Mio-Pliocène :

- Eocène : (105-123m d'épaisseur)
- Mio-Pliocène : (170-178m d'épaisseur) [4]

AGE	system	EPAI	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE
CENOZOIQUE	NEOGENE	178	Mio-Plio		Sable Grès et argiles
		123	Eocene		Calcaire crayeux
MESOZOIQUE	CRETACE	109	sen - carbon		calcaire 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	Albien		Dolomie et Marnes
	435	Barremien + Néocomien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marnes et Anhydrite. Présence de lignite.	
	JURASSIQUE	229	Malm		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marnes
		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 28		LS-2 HB		Sel + Argile 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		
PALÉOZOIQUE	TRIAS	68	roches éruptives		Roches éruptives
	ORDOVICIEN	23	Gres Ouargla		Grès quartzitiques à quartzites
		126	Quartzites de Hamra		Grès quartzitiques à quartzites
		25	Gres atchane		grès gris clair+ argile
		100	Argile d'el Gassi		Argile gris sombre
	CAMBRIEN	29	Camb "ZA"		Argile + grès
49		Camb "RI"		Grès gns beige fin à moyen, Tigilte	
92	Camb "Ra"		Grès blanc beige moyen à grossier		

Figure I. 7: Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa

CHAPITRE II :
Généralités sur les réseaux
de collectes et l'EPF

II.1 Généralités sur les réseaux de collectes :**II.1.1 Introduction :**

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.1.2 Particularités des lignes de collectes :

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. [10]

II.1.3 Classification des conduites :

Elles peuvent être classées comme suite :

a) selon leur destination :

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

b) selon leur pression de service :

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

c) Selon le caractère du mouvement hydraulique :

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

II.1.4 Plans du réseau de collecte :

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants :

➤ **Liaison individuelle**

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement.

- **Les 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.

- **Les inconvénients :**

- L'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

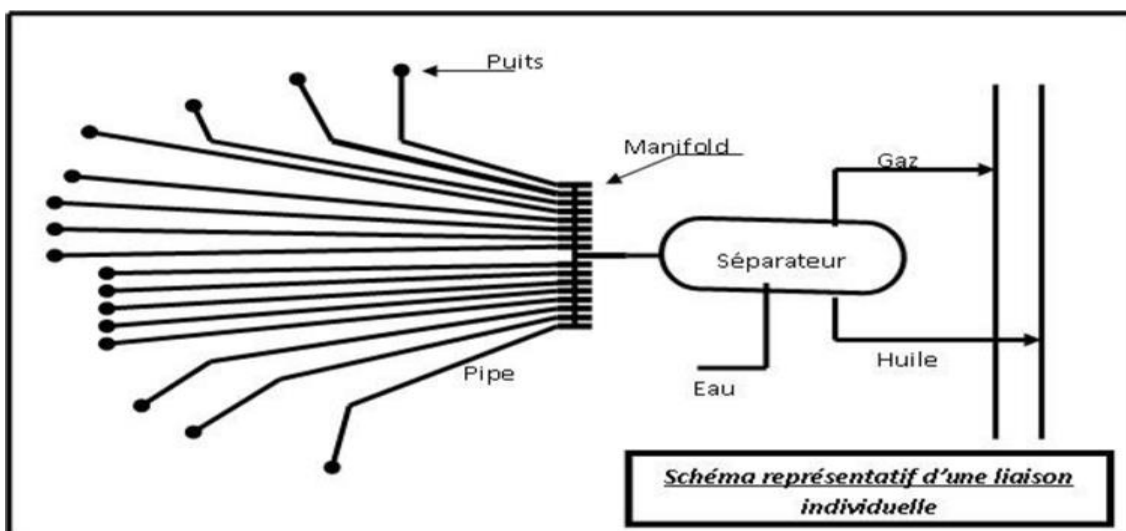


Figure II. 1:Le schéma représente la liaison par ligne individuelle

➤ **Liaison par collecteur :**

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.

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 :**

- La production entière peut être polluée par celle d'un émetteur de l'eau.
- 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.
- 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 cher. [10]

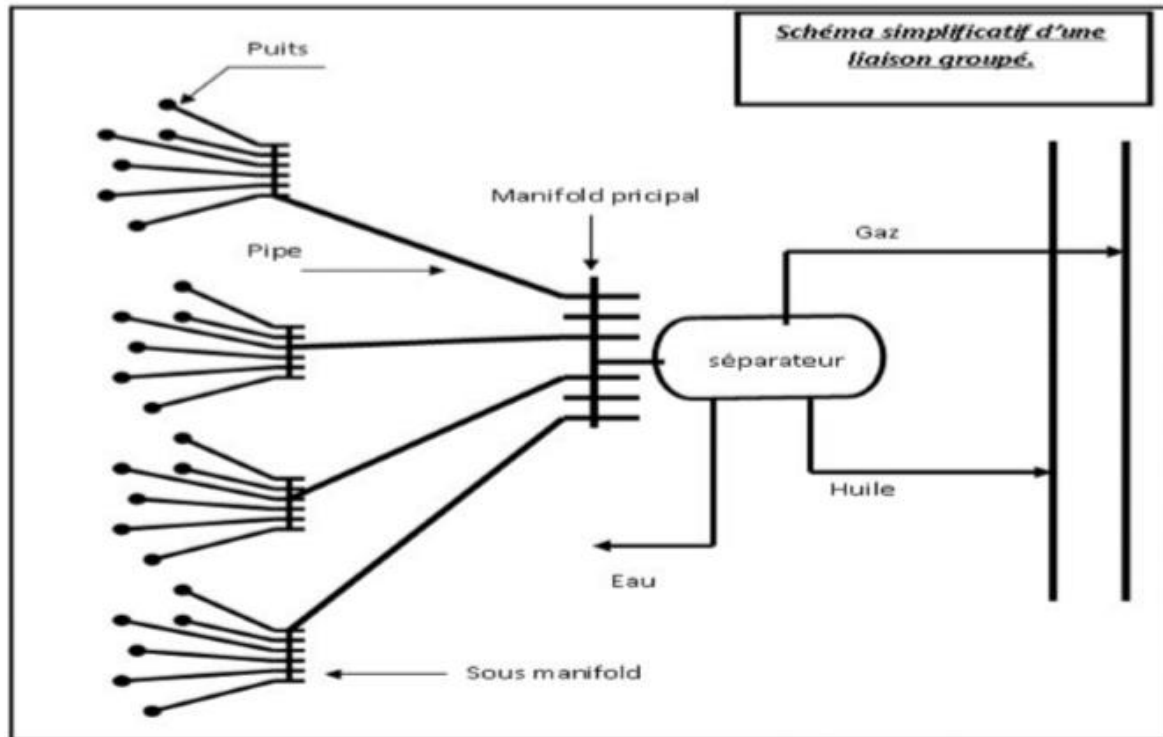


Figure II. 2:Le schéma représente la liaison par collecteur

II .1.5 Les accessoires des collectes :

- Les joints isolants : pour isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent.
- Les racleurs ou « go devils » sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide ; Les gares-racleurs sont des circuits composant des dispositifs permettant l'envoi ou la réception des racleurs dans un conduit en service sans interrompre son fonctionnement.
- Des vannes de trois sortes : Les vannes montées en ligne placées aux extrémités de la conduite, vannes des manifolds et des vannes auxiliaires de soutirage ou de purge. Le plus important est les duses qu'on verra plus tard
- Installation de purgeurs de gaz automatiques sur les points hauts du parcours.
- Installation de surface de sécurité dans le cas de pression statique en tête de puits plus élevée à cause de leur gros débit potentiel. [10]

II.2 Généralités sur les pompes :

II.2.1 Introduction :

Une Pompe est une machine hydraulique tournante qui transforme l'énergie cinétique en énergie de pression, suivant un mouvement de rotation, ou de translation.

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.

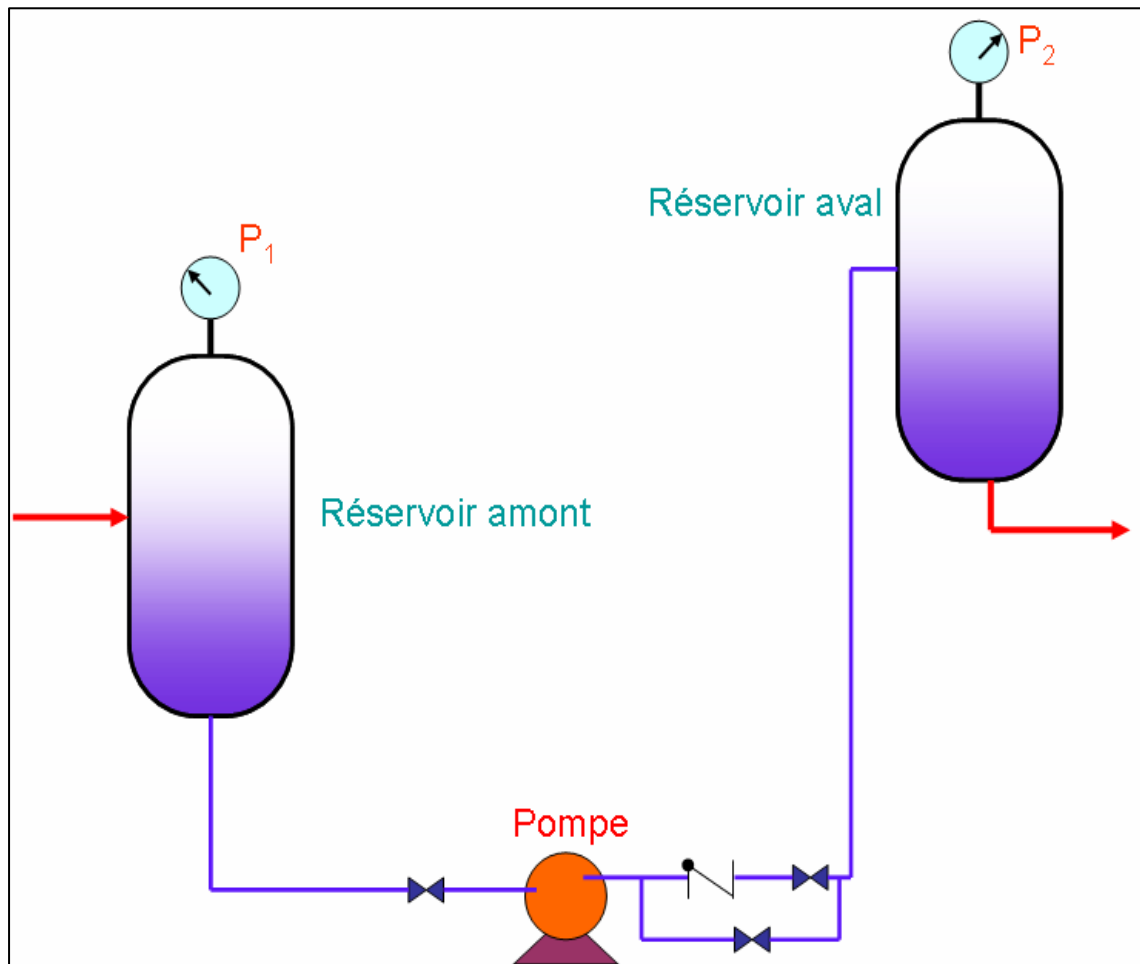


Figure II. 3: Schéma de principe de transfert d'un endroit à un autre

Selon le mode ou le type de mouvement on classe les pompes en deux catégories.

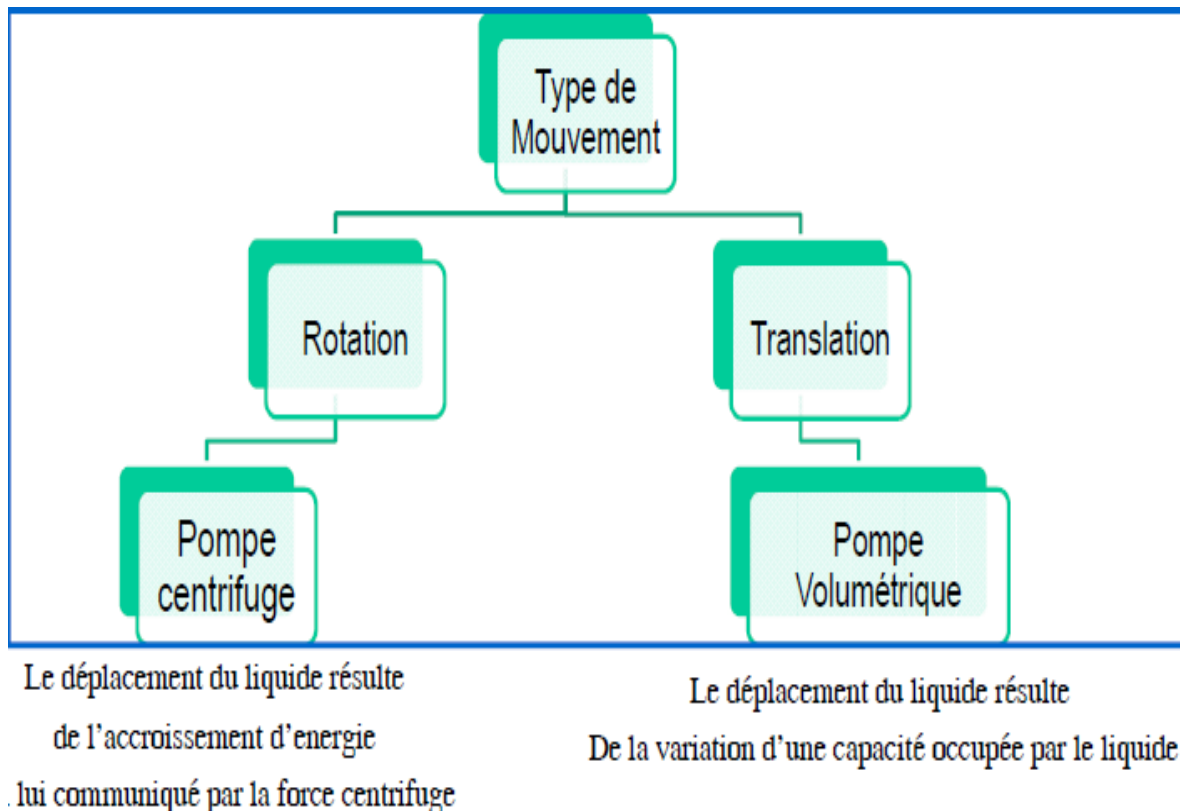


Figure II. 4: la classification des pompes

L'utilisation d'un type de pompes ou d'un autre dépend des conditions d'écoulement du fluide. De manière générale, si on veut augmenter la pression d'un fluide on utilisera plutôt les pompes volumétriques, tandis que si on veut augmenter le débit on utilisera plutôt les pompes centrifuges.

II.2.2 Les pompes centrifuges :

II.2.2.1 Définition et principe :

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.

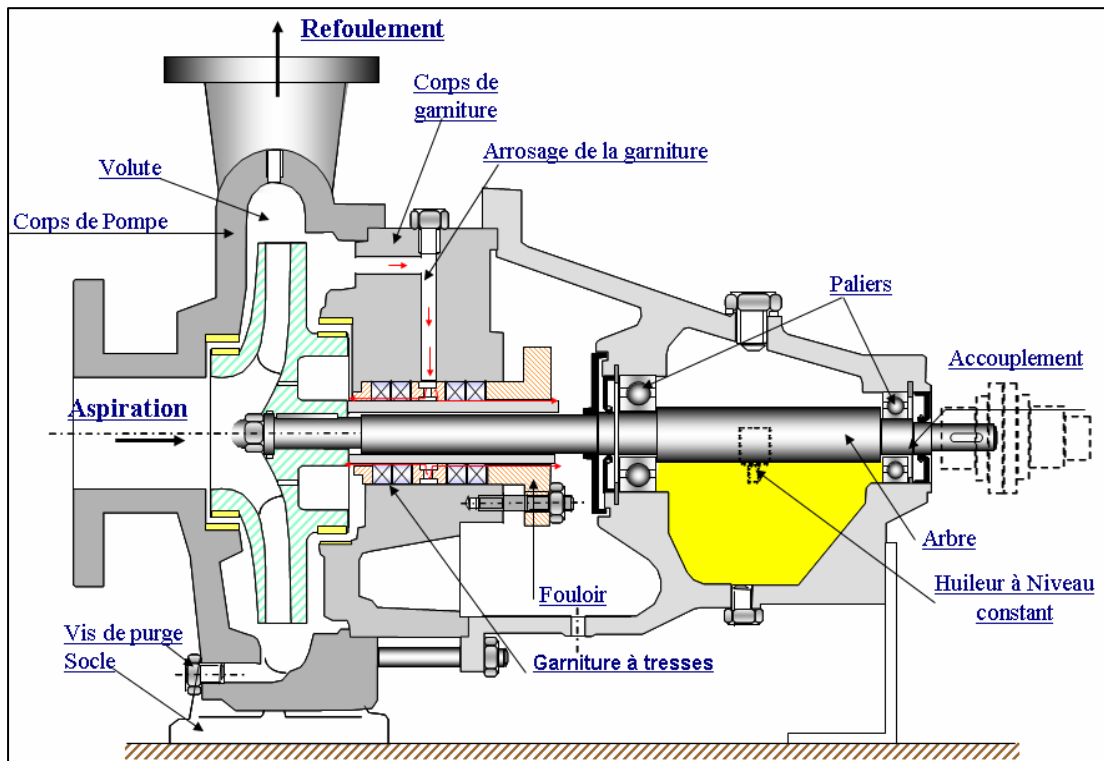


Figure II. 5: Pompe centrifuge

Le principe de base des pompes centrifuges repose sur la mise en rotation du fluide à pomper en le faisant circuler à travers un impulseur tournant à une vitesse w en (tr/mn).

Le liquide passe au centre de l'impulseur avec une pression dite pression d'aspiration. Lors de sa mise en rotation et de son déplacement vers la périphérie de l'impulseur, sa vitesse et son énergie cinétique augmentent. La pression dynamique qui en résulte augmente donc également d'un terme du type $\rho v^2/2$.

A la périphérie de l'impulseur, le liquide est canalisé vers la tuyauterie de refoulement par le biais d'un diffuseur, et son ralentissement transforme une partie de la pression dynamique acquise ($P_d = \rho v^2/2$) en pression statique (Pression de refoulement en bars). [8]

II.2.2.2 Les différents montages :

Il existe deux types de montage :

- **montage en charge :**

Une pompe est dite montée en charge si, lorsque le circuit est correctement disposé, elle se remplit toute seule du produit à pomper (bac d'aspiration situé au dessus de la pompe).

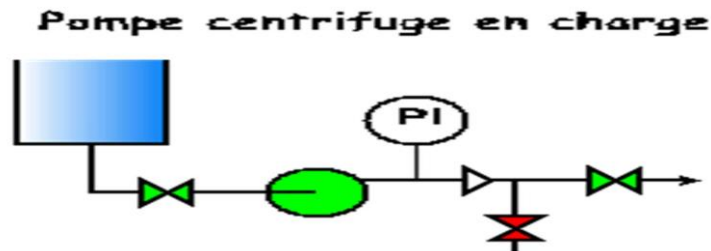


Figure II. 6 : Montage en charge

- **montage en aspiration :**

Une pompe est dite montée en aspiration si son bac d'alimentation est situé en dessous du niveau de la pompe. Si elle est initialement vide de tout produit, elle doit donc se remplir de liquide avant de démarrer la pompe.

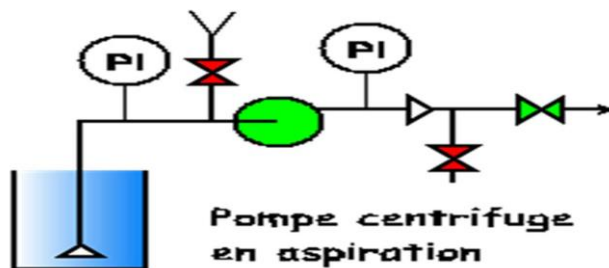


Figure II. 7: Montage en aspiration

NB : Amorçage

Pour fonctionner, une pompe centrifuge il faut qu'elle soit initialement remplie de liquide, Afin d'éviter la présence du gaz ou de l'air.

En pratique, avec le montage en charge, la pompe se remplit naturellement de fluide est n'a donc pas besoin d'être "amorcée".

Le montage en aspiration, à l'inverse, nécessite d'amorcer la pompe, c'est à dire de la remplir de liquide avant de la démarrer. Il convient également d'empêcher sa vidange en cas d'arrêt, par présence d'un clapet à l'aspiration.

II.2.3 Les pompes volumétriques :

II.2.3.1 Définition et principe :

Une pompe volumétrique est une pompe dans laquelle une transformation de l'énergie mécanique fournie par le moteur en énergie de pression s'effectue au cours du processus de refoulement périodique du liquide des chambres d'aspiration et de refoulement sous l'action d'un élément de refoulement tels que piston, vis, engrenage, palette, etc...

II.2.3.2 Les différents types de la pompe volumétrique :

On distingue deux grands types de pompes volumétriques :

- **Les pompes alternatives ou à piston :**

Les pompes à piston constituent l'un des plus anciens types de pompes et demeurent parmi les plus répandues. Comme son nom l'indique la pompe à piston utilise les variations de volumes occasionnées par le déplacement d'un piston dans un cylindre.

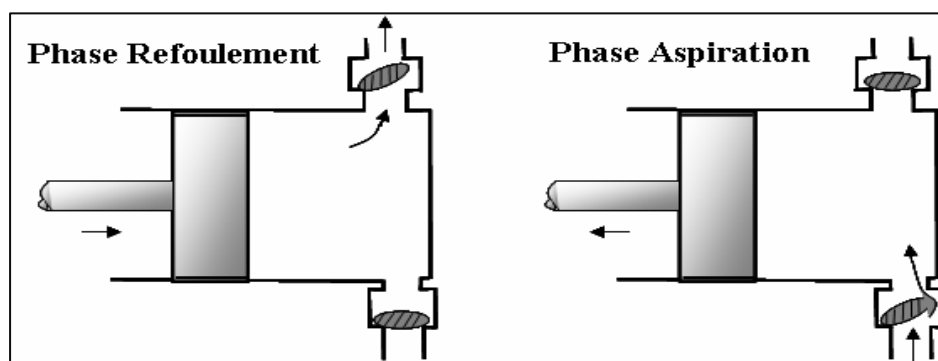


Figure II. 8: Pompe alternative à simple effet

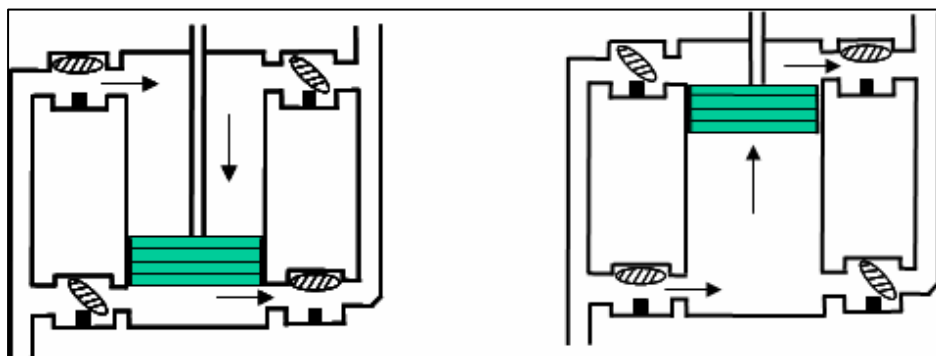


Figure II. 9: Pompe alternative à double effet

- **Les pompes à membrane (variante des pompes à piston)**

Dans ce type de pompe, le fluide n'entre pas en contact avec le piston. Il est séparé par une membrane souple ou diaphragme.

- **Les pompes rotatives :**

Le principe de ces pompes est le suivant :

Deux rotors tournent en roulant l'un sur l'autre sans glisser pour éviter les frottements et déplacent un volume de fluide.

II.3 Généralités sur les séparateurs :

II.3.1 Introduction :

Le brut est un mélange d'hydrocarbures et de matière non hydrocarbures provenant d'un gisement. L'effluent est caractérisé par sa composition et par ses caractéristiques physicochimiques. Celles-ci évoluent dans le temps et sont très variables suivant les bruts. L'effluent d'un puits en production est un mélange qui se présente le plus souvent sous forme diphasique :

- Une phase liquide constituée par des hydrocarbures lourds stables dans les conditions de traitement, des hydrocarbures légers vaporisables et de l'eau de gisement.
- Une phase gazeuse formée de gaz et de vapeurs d'hydrocarbures légers.

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.

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes

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.

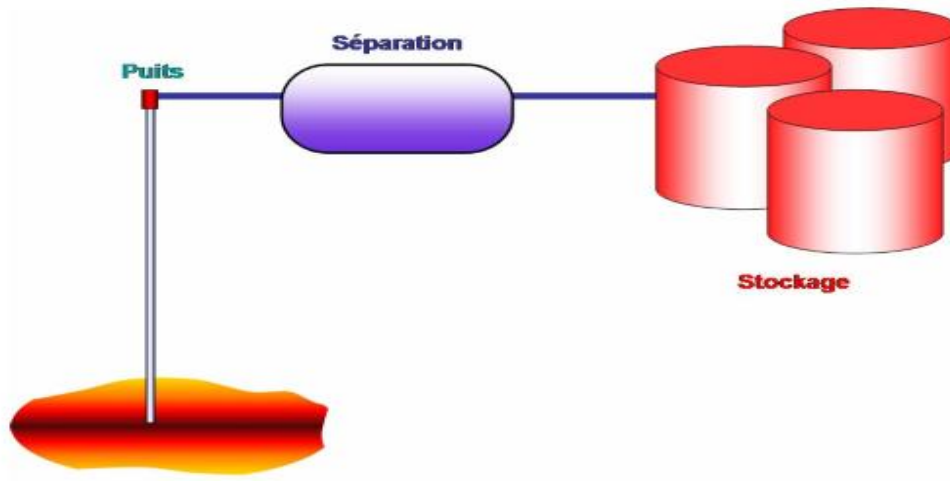


Figure II. 10: Situation de la séparation dans un traitement d'huile

Ce brut effluent puits ne peut être commercialisé en l'état, 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.

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. [6]

II.3.2.Estimation de la capacité des séparateurs :

Les capacités des séparateurs gaz / huile varient selon les facteurs suivants:

1. Dimension de séparateur (diamètre, longueur).
2. Le niveau du liquide maintenu dans le séparateur.
3. La tendance de l'huile au moussage (temps de rétention).
4. L'arrangement interne de séparateur.
5. La pression et la température de travail.
6. Caractéristique physiques et chimiques du fluide.
7. Variation de GOR....ect [7]

II.3.3. Les différents types de séparateurs

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

II.3.3.1 Séparateur vertical :

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

L'avantage principal de ce séparateur est qu'il peut accepter des bouchons liquides plus importants sans entrainement excessif dans le gaz.

Le séparateur vertical sera donc bien adapté pour des quantités importantes de liquide (GOR faible) ou au contraire quand il n'y a que du gaz (l'espace liquide minimal du ballon horizontal est trop important).

Ils sont aussi utilisés pour les puits comportant des dépôts solides (facile à nettoyer).

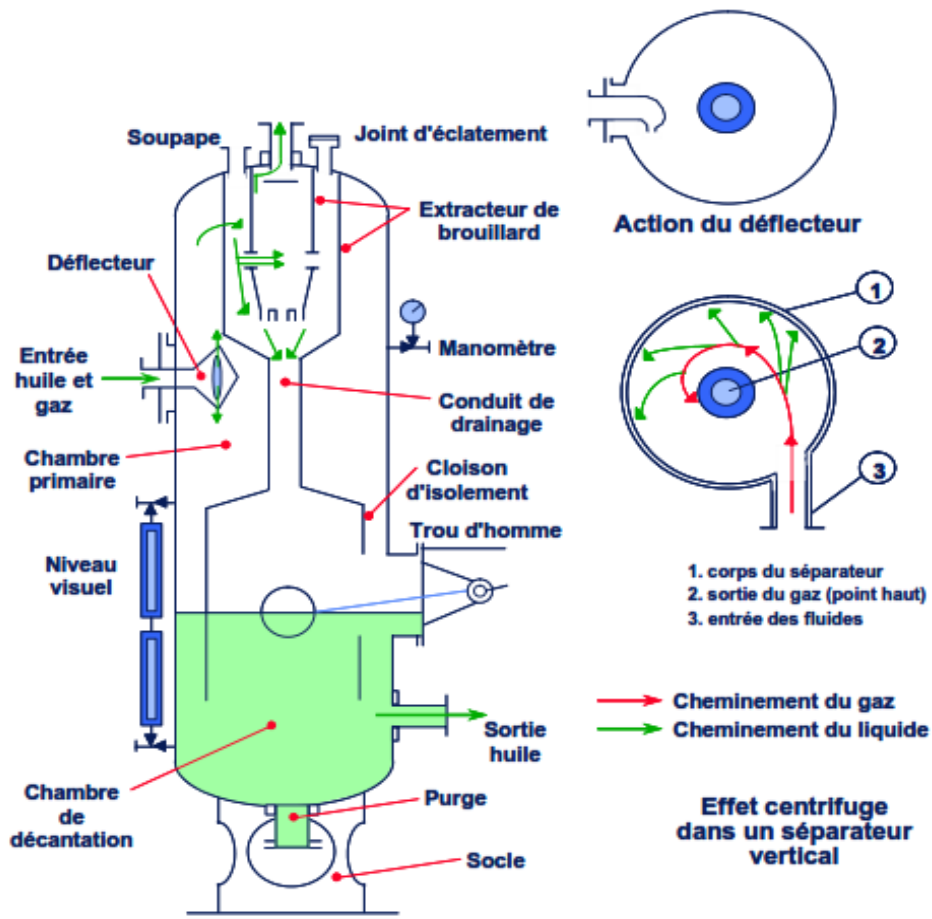


Figure II. 11: Vue détaillée séparateur huile/gaz

➤ **Fonctionnement :**

L'arrivée de l'effluent s'effectue, en général tangentielle à une circonférence et à peu près mi-hauteur du séparateur. L'effluent se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de paroi et le gaz montant à la partie supérieure en passant à travers un tamis extracteur de gouttelettes et évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur. [6]

II.3.3.2 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.

Un séparateur diphasique horizontal possède une séparation primaire proche de l'entrée du séparateur. La seconde séparation et l'extracteur de brouillard se situent dans la partie haute de la capacité. Il y a une section qui collecte le liquide dans le fond du séparateur.

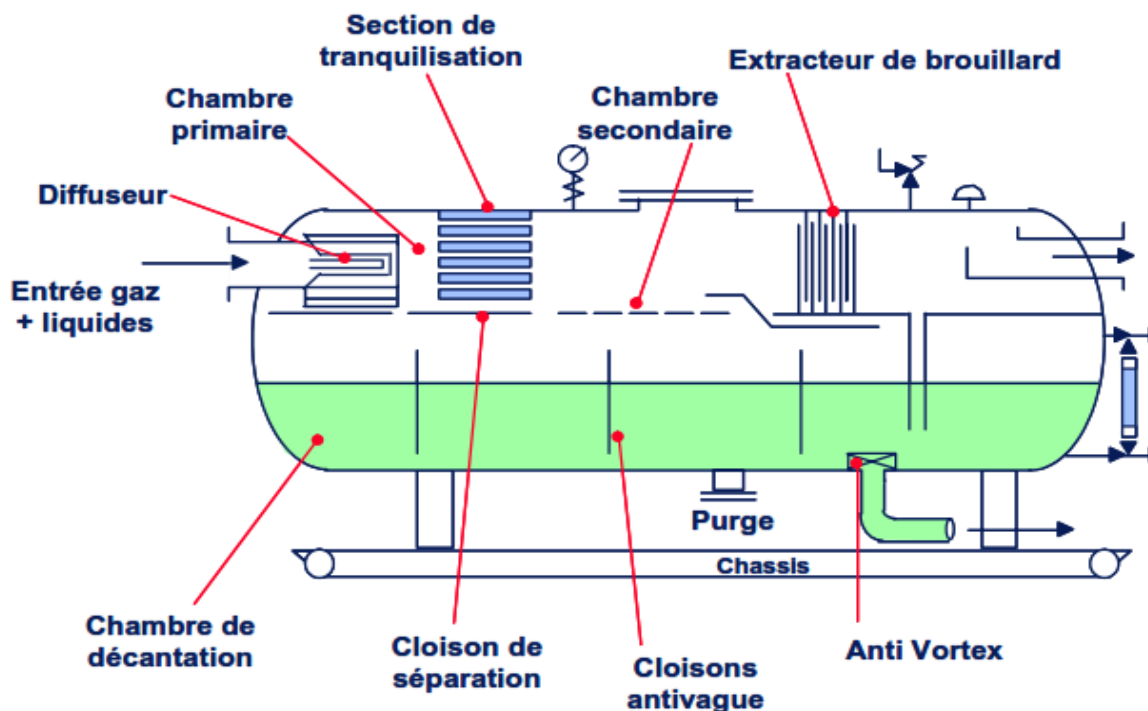


Figure II. 12: Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique

➤ **Fonctionnement :**

L'huile gazée arrive à une extrémité et est projetée sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumulant dans la partie supérieure. Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit « extracteur de brouillard » ; avant de partir par une sortie supérieure. L'huile est soutirée à la partie inférieure. [6]

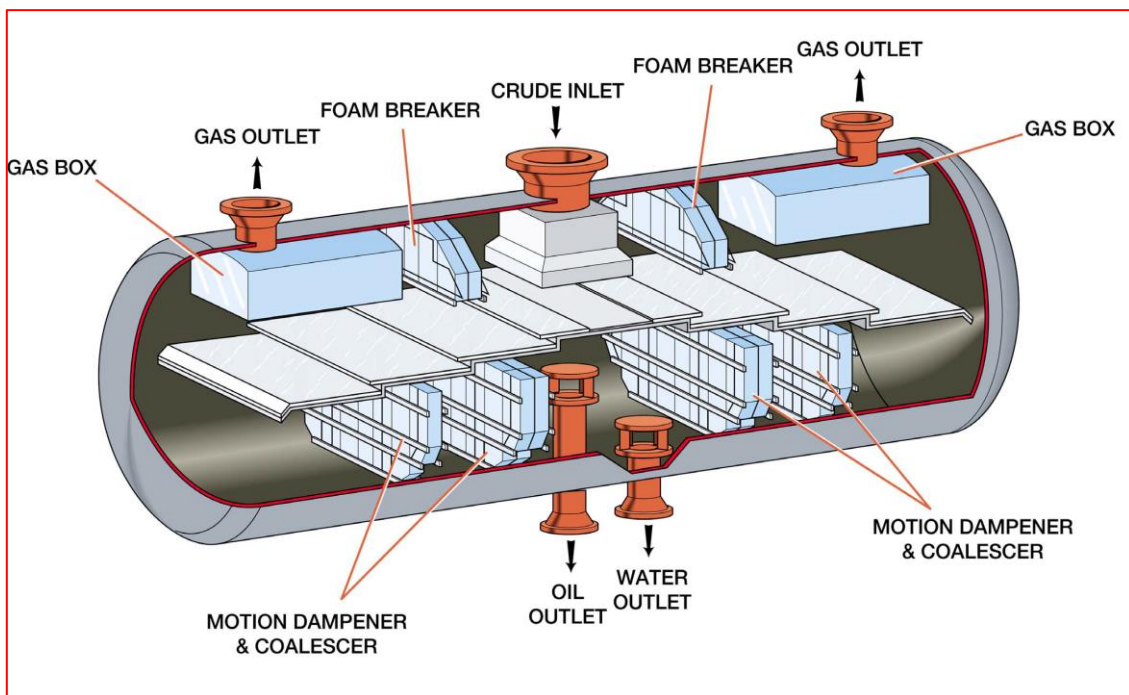


Figure II. 13: Vue éclaté d'un séparateur triphasique

II.3.3.3 Séparateur sphérique :

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

Ces séparateurs sont relativement bon marché et compacts, mais avec un temps de rétention liquide et une section de décantation assez limitée ; la marche en séparation triphasique est donc très difficile sinon impossible.

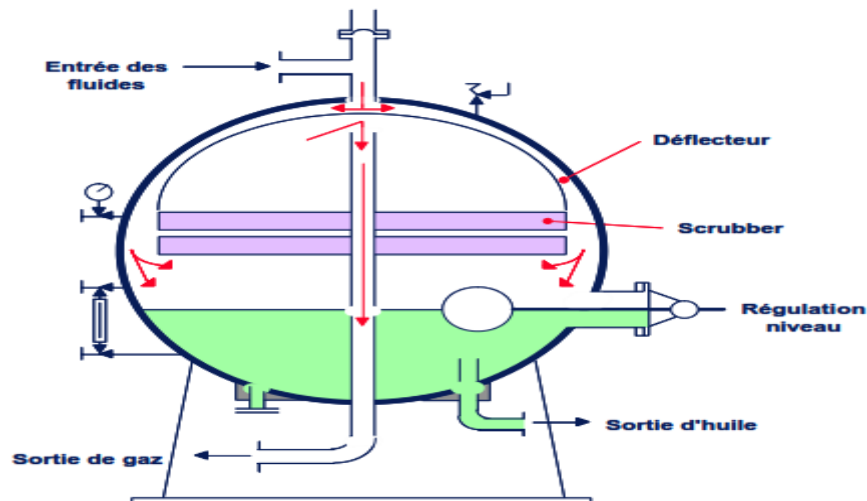


Figure II. 14: Séparateur Sphérique

➤ **Fonctionnement :**

L'effluent rentre du sommet à du séparateur et prend un mouvement circulaire sous l'effet d'un déflecteur de forme spirale à l'entrée. Le liquide se répand en nappe sur une calotte semi sphérique à l'intérieur permettant une séparation initiale rapide (liquide-gaz). Le liquide tombe dans la section d'accumulation, le gaz séparé descend entre la calotte et le corps du séparateur puis change de direction et traverse l'extracteur de brouillard pour la sortie gaz située sous la calotte. [6]

II.3.4 Influence des conditions de marche d'un séparateur (pression, température) sur les caractéristiques de l'huile :

Nous savons qu'il existe pour chaque séparateur, une pression de fonctionnement optimale, telle que la quantité d'huile récupérée sera maximale. Si donc, on est maître de la pression, celle-ci étant dictée par des considérations de récupération (dans les limites permises par la pression en tête des puits et les pertes de charge dans le réseau de collecte), par contre, on est rarement maître de la température. Quand la température s'élève le dégazage devient plus important le débit de gaz et la densité augmentent, de même que la masse spécifique de l'huile. Par contre, la récupération en huile diminue par suite du départ, avec le gaz, de certains produits lourds. La tension vapeur de l'huile diminue également. Une diminution de température engendre le phénomène inverse. [9]

II.3.5 Les critères de choix d'un séparateur :

Les éléments suivants doivent être considérés lors du choix du type de séparateur

- Quelle typologie et quelle forme convient le mieux à l'application et à l'espace disponible (installation, opération, maintenance). Considérer les contraintes présentes et futures.
- Considérer pour le comparatif économique les coûts de construction, d'installation, de maintenance, en incluant l'opportunité de réutilisation future.
- Considérer les problématiques de séparation pouvant affecter les performances de l'unité : Paraffines [wax], Emulsion, Moussage, Sable et sédiments...
- Prévoir des réservations pour l'installation d'équipements futurs, même s'ils ne sont pas nécessaires au premier jour (tube de chauffe, rampes de jetting, sortie eau pour conversion tri-phasique, supports pour internes...). [6]

II.4. Généralités sur EPF :**II.4.1 Introduction générale :**

Un EPF est un nouveau system d'optimisation de production consiste à la mise en place d'un ensemble des équipements dans un réseau de collecte ayant des problèmes de freinage quand la pression de pipe soit très proche de pression de tête, à cause de la pression au manifold et des pertes de charge résultants des phonèmes indésirable qui influent sur l'écoulement du brut et par conséquence une chute de production.

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

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

L'EPF représente une mini-station de traitement avant l'arrivée au centre principal, il comporte généralement :

- Manifold
- Séparateur.
- Pompe.

- Les bacs
- Compresseur d'air.
- Cabine de control
- Générateur.
- Equipements de sécurité.

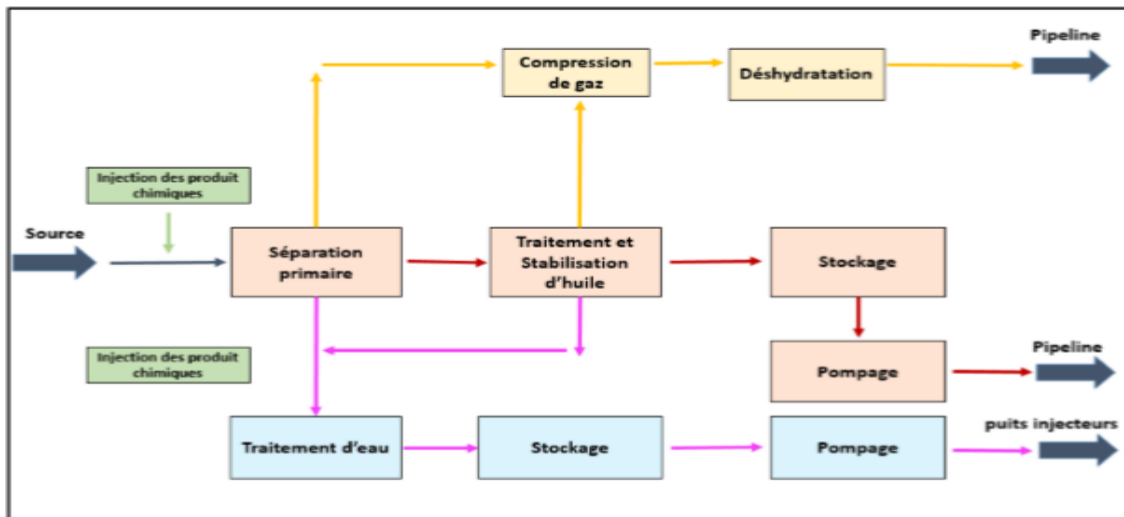


Figure II. 15: Schéma explicatif d'un EPF

II.4.2. Objectif de L'EPF :

Elle permet de :

- Exploiter les petites réserves non rentables pour produire avec une installation permanente.
- Fournir des données de production en temps réel et évaluer la performance des réservoirs.
- Augmenter la pression pour les puits à faible potentiel à l'aide d'une pompe pour Atteindre le satellite.
- Exploiter les puits éloignés par rapport aux installations de traitement
- Produire les puits à faible pression de tête
- Améliorer la récupération d'huile et l'exploitation des puits.
- Séparation de l'effluent en produits (gaz, huile et eau) sur site (Réduire la charge gaz sur les centres de traitement).

- Soulagement du réseau de collecte (élimination de freinage par la diminution des pressions dans les pipes).
- Augmentation de taux de production. [12]

II.4.3. Les défis a rencontré :

- L'instabilité des puits connectés (fermeture ouverture).
- Les bouchons d'eau en cas des interventions.
- Le volume de séparateur est limité.
- L'arrêt de pompe.
- Le manque de coordination entre les services.
- Le freinage de certains puits à cause de la pression élevée dans le manifold.

II.4.4. Principe de fonctionnement de l'EPF :

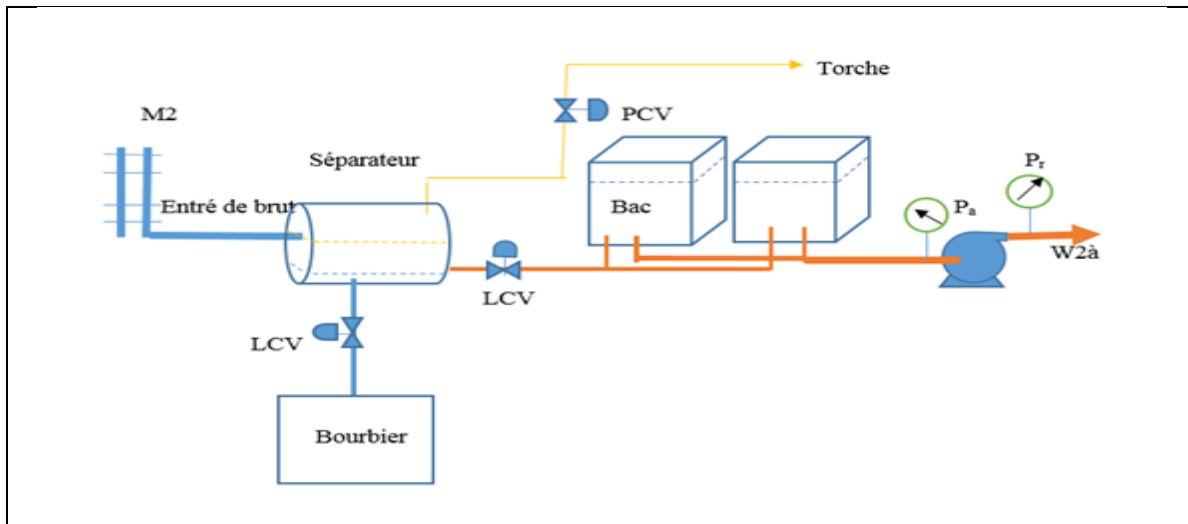


Figure II. 16: Schéma d'installation de l'EPF

Le brut arrivant des puits vers le manifold HTFM2 est reçu dans un séparateurs (à une pression de séparation 7 bars)

L'eau est déchargée vers un bourbier. L'huile est stockée dans les bacs ($P_{\text{bac}}=1\text{atm}$) pour le dégazage (la teneur de gaz qui contient l'huile sera éliminée pour éviter le phénomène de cavitation des pompes)

Deux pompes quand les appelle triplex qui aspirent l'huile à une pression d'un bars et le refoulé avec une pression de 5 bars pour fournir la pression optimal a les deux pompes

principaux pour avoir une pression de refoulement élevé. Ces derniers se sont utilisé pour transférer l'huile séparée à travers des pipes vers station satellite W2A'.

Le gaz issu sur séparateur est mis sur torche. [12]

	
<p>Séparateur</p>	<p>Pompe monophasique</p>
	
<p>Bac de stockage</p>	<p>Pompe triplex</p>

Figure II. 17: Equipements de l'EPF

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

III.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on vise la détermination de gain de la production après l'installation de l'EPF (Early production facilities) Pour étudier l'évaluation de la production après l'installation de l'EPF, une comparaison entre les données des puits avant et après l'installation est introduite pour mieux comprendre l'évolution de gain de production.

Le but de cette optimisation est de maximiser le débit de production qui est limité par des différentes contraintes.

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 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.

Il existe plusieurs solutions comme station de pompage, construire une autre centre de traitement, un séparateur ...etc.

L'un de ces solutions c'est l'installation d'EPF au niveau de manifold HTFM2

Pour 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 »

Dans cette étude certain nombre des puits représentatifs sont choisis pour bien montrer l'influence de l'installation d'EPF sur la production et les pressions des pipes.

III.2 Cas de base (sans EPF) :

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

- Structure de réseau :

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).

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 HTF 16

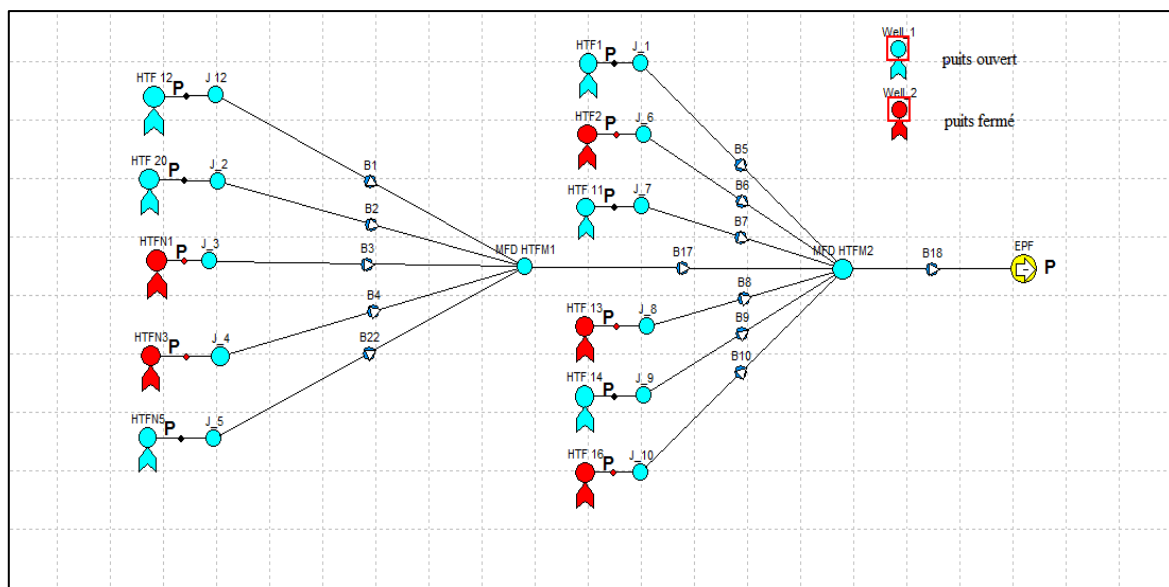


Figure III.1: Structure de réseau avant l’installation de l’EPF

III.2.2 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. [11]

III.2.3 Exemple de calcul :

Dans cette partie on va prendre un puits comme un exemple pour expliquer les étapes de simulation au niveau du puits. Les détails de la simulation des autres puits seront introduits dans l'annexe.

1. On a introduit les données du puits HTF 11 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 **124,4 sm³/j** pour une pression du fond égale à **204 bara**.
4. On fait les mêmes démarches pour les autres puits. [11]

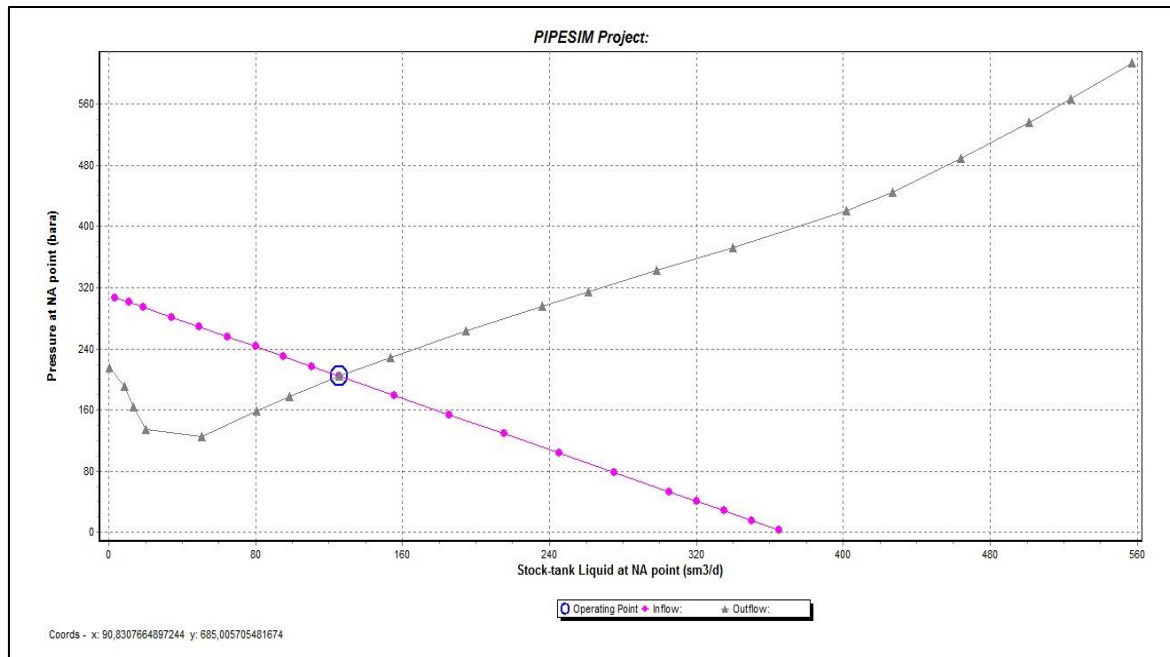


Figure III. 2: Modélisation du puits HTF11

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 [11]

Pour HTF11

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 ($P_p=29,8 \text{ kgf/cm}^2$).
4. On fait les mêmes démarches pour les autres lignes.

Les résultats de PIPESIM présentent sur le tableau ci-dessous :

PUITS	Q (m ³ /h)	Pt (kgf/cm ²)	Pp (kgf/cm ²)	Pt- Pp (kgf/cm ²)	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

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

III.2.4 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 nul pour la plupart des puits du champ (0 à 8.6 (kgf/cm²)) en plus de ça il existe cinq(5) puits fermés à cause de l'égalisation des pressions (Pt-Pp=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 réseau :**
- 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

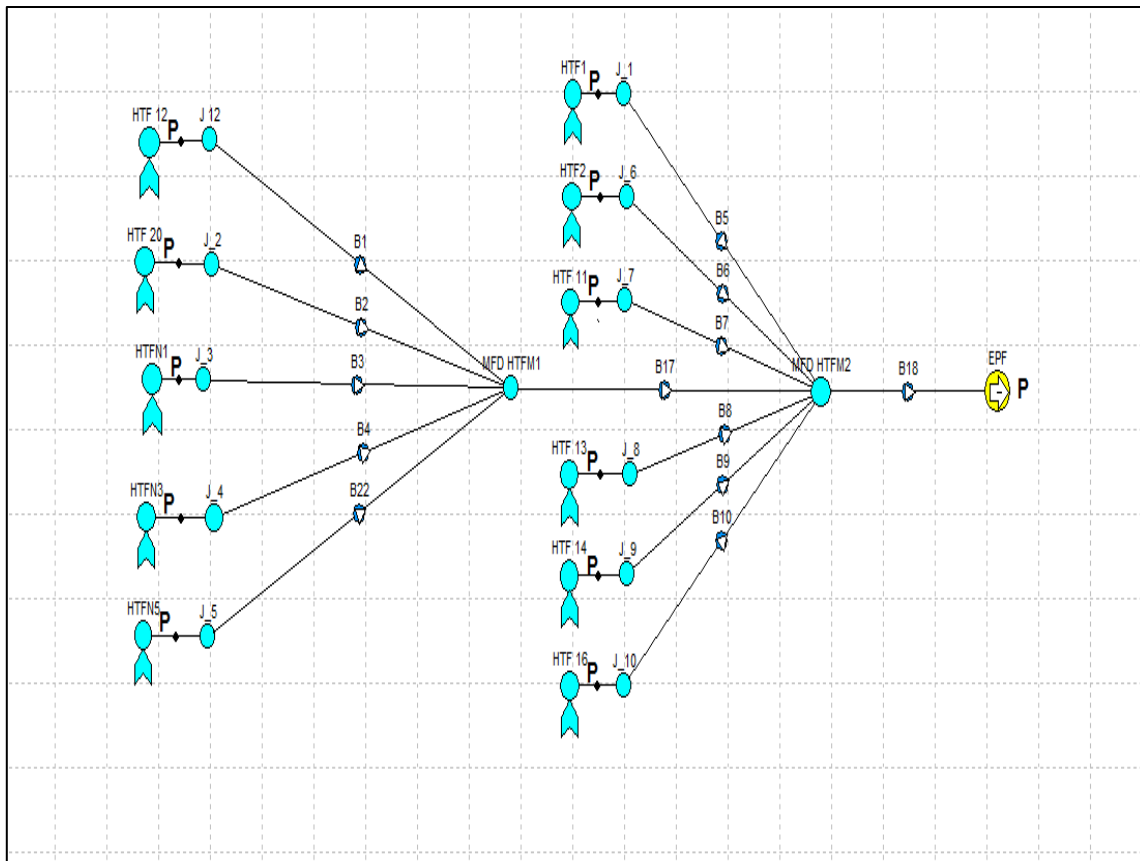


Figure III. 3: Structure de réseau après l’installation de l’EPF

Les résultats de simulation sont représentés sur le tableau suivant :

PUITS	Q (m ³ /h)	Pt (kgf/cm ²)	Pp (kgf/cm ²)	Pt- Pp (kgf/cm ²)	Observation
HTF 01	2	25,4	7,9	17,5	ouvert
HTFN 01	1,81	10	6	4	ouvert
HTF 02	3,96	38,5	6,8	31,7	ouvert
HTF 11	5,18	30,8	7	23,8	ouvert
HTF 12	5,16	36,6	10,4	26,2	ouvert
HTF 13	8,3	34	6,3	27,7	ouvert
HTF 14	5,56	27,4	6,6	20,8	ouvert
HTF 16	2,05	16,7	7	9,7	ouvert
HTF 20	4,07	29,6	5,8	23,8	ouvert
HTFN 03	0,7	9	6	3	ouvert
HTFN 05	5,72	37,2	12,2	25	ouvert

Tableau III.2: Les données de jaugeage (après l’installation de l’EPF)

III.3.2 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 ΔP importantes pour la plupart des puits qui sont entre (15 et 30 kgf/cm²)
- des débits considérables supérieurs à (4 m³/h).

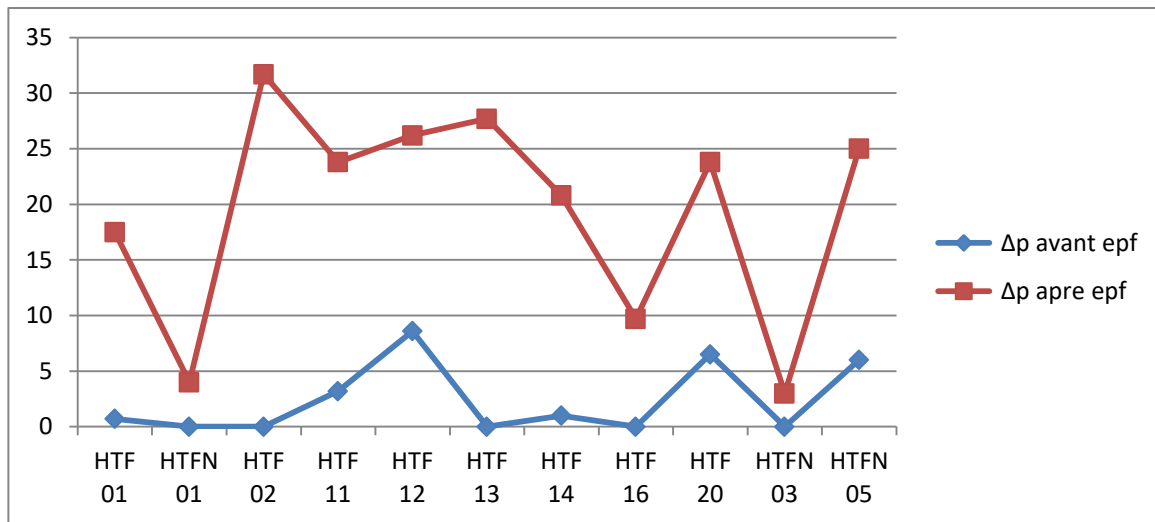


Figure III. 4: Les différents résultats obtenu pour des données enregistré Après l'installation de l'EPF

III.4.1'étude comparative :

PUITS	Q SANS EPF (m ³ /h)	Q AVEC EPF (m ³ /h)	ΔQ (m ³ /h)
HTF 01	2,18	2,47	0,29
HTFN 01	0	1,81	1,81
HTF 02	0	3,96	3,96
HTF 11	3,58	5,18	1,6
HTF 12	4,21	5,16	0,95
HTF 13	0	8,3	8,3
HTF 14	1,98	5,56	3,58
HTF 16	0	2,05	2,05
HTF 20	3,6	4,07	0,47
HTFN 03	0	0,7	0,7
HTFN 05	4,4	5,72	1,32
GAIN TOTAL	19,95	44,97	25,02

Tableau III.3: Calcule le gain de production

III.4.1 Interprétation des tableaux :

D'après les résultats obtenus et représentés sur les tableaux ci-dessus on distingue trois 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 ($P_p - P_t$) 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) ces puits sont caractérisés par un rapport $\frac{P_p}{P_t} \geq 0.75$ et un débit faible.

Après la mise en service de l'EPF leurs débits ont augmentés de l'ordre de 0.5 à 3.5 m³/h.

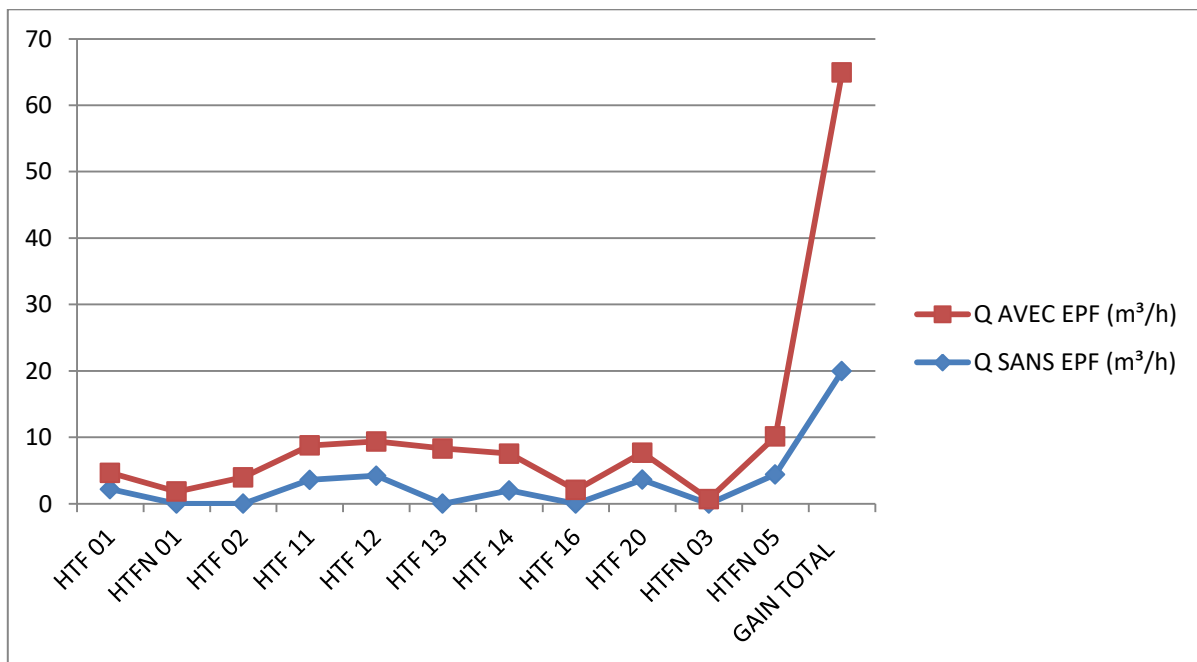


Figure III. 5: Calcule le gain de production sans et avec EPF

III.5. 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 25,02m³/h

Chapitre IV :
Modélisation et
optimisation de réseau de
collecte actuel

IV.1 Modélisation de l'EPF :

Après l'identification des puits, on va modéliser le système de production avant et après l'installation de l'EPF à l'aide du module **NETWORK** de **PIPESIM**, 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 HTF 16

En reliant les puits du champ Hassi Tarfa on entrent leur paramètre (débit, pression tête, pression de ligne, diamètre de la Duse) et on va insérer l'EPF avec raccordement des autres puits dans le système afin d'avoir les nouveaux potentiels à l'aide des tableaux concluant les débits des puits avant et après l'installation de l'EPF du réseaux complet .

IV.1.1 Structure et les données du réseau :

- Avant l'EPF :

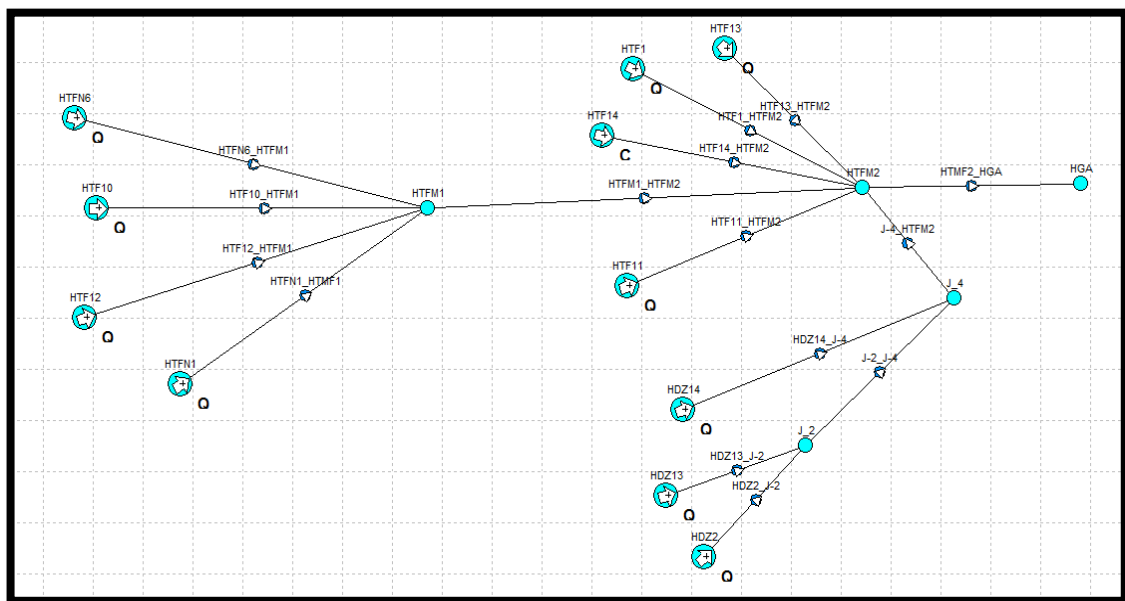


Figure IV. 1: l'image du réseau dans le PIPESIM avant l'installation de l'EPF

Puits	P_i (kg/m ³)	P_p (kg/m ³)	Q_h (m ³ /j)	Q_g (m ³ /j)	DUSE (mm)
HTFN1	40,8	40	0	0	9
HTFN4	132	27	316.36	47148	9
HTF1	27,5	26	70.36	8655	12
HTF10	48	26.2	167.12	22804	10
HTF11	33	26	127.21	17521	11
HTF12	47	27	149.71	20165	9
HTF13	35	32.5	0	0	11
HTF14	24.3	22.4	52.18	7023	13
HDZ13	70	32.4	41.03	6524	12
HDZ14	48.5	35	221.88	45422	10
HDZ2	35	32.8	54.8	2873	9

Tableau IV. 1: Montre les débits du puits avant l'installation de l'EPF

- Après l'EPF :

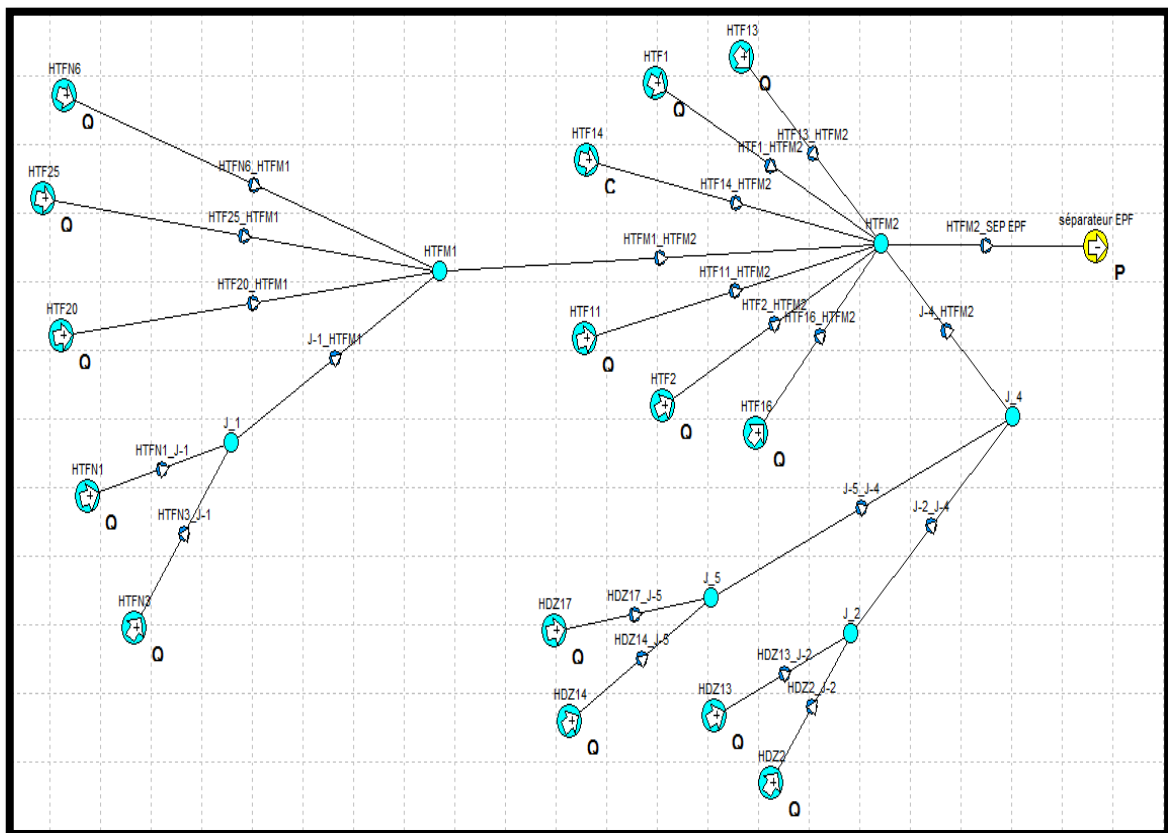


Figure IV. 2: L'image du réseau dans le PIPESIM après l'installation de l'EPF

Chapitre IV Modélisation et optimisation de réseau de collecte actuel

Puits	P _t (kg/m ³)	P _p (kg/m ³)	Q _h (m ³ /j)	Q _g (m ³ /j)	DUSE (mm)
HTFN1	10.7346	8.92146	2.72	456	6
HTFN3	12.8	11.6	26.9	3964	10
HFTN6	44.1	11	156.94	21749	10
HTF1	13.139	7.41704	47.21	8172	10
HTF11	26.9082	7.83112	110.74	21256	11
HTF13	18.6	7.6	120.76	5684	11
HTF14	27.3	7.2	142.92	19271	13
HTF16	29.7	9	44	4855	9
HTF2	10.3	9.6	3.67	1087	8
HTF20	18.3	10	40.16	5868	8
HTF25	38.6	10	114.93	12612	10
HDZ13	25	18.5	70.09	7558	10
HDZ14	43	20	243.69	39667	10
HDZ17	68	20	196.59	26643	10
HDZ2	22	17	45.04	8427	8

Tableau IV. 2: Montre les débits du puits après l'installation de l'EPF

Commentaire :

Après pose de l'EPF HTFM2, on a constaté que :

- Diminution des pressions des pipes, de même les pressions de tête, aux niveaux des puits.
- Augmentation des débits enregistrés lors des opérations de jaugeage après l'installation ; avec les même paramètres d'exploitation.
- Une amélioration du potentiel des puits (HTFN1, HTF13,...) qui représentaient de très faibles
- débits (voire débit nul) avant le pose de l'EPF.
- Le taux de de variation relative de la pression de ligne représenté une marge de diminution significative de l'ordre de (70%) dont on peut qualifier l'installation de l'EPF comme étant source de soulagement des pressions dans le réseau.

La formule qui définit la variation relative de la pression est :

$$\left| \frac{(P \text{ pipe avant EPF} - P \text{ pipe après EPF})}{P \text{ pipe avant EPF}} \right| \quad (IV.1)$$

Puits	Q _h (m ³ /j) avant EPF	Q _h (m ³ /j) Après EPF
HTFN1	0	2.72
HTF1	70.36	47.21
HTF11	127.21	110.74
HTF13	0	120.76
HTF14	52.18	142.92
HDZ13	41.03	70.09
HDZ14	221.88	243.69
HDZ2	54.8	45.02
Q _{totale}	567.7	783.15

Tableau IV. 3: Comparative

Le gain en production estimé à 215.45 m³/j

IV.1.2 Analyse des pertes de charges :

Le modele étant calé, on calcule les pertes de charges dans chaque branche.

Pipe	ΔP(bar)
N1-M1	4.36
N3-M1	5.61
1-M2	0.25
2-M2	0.31
16-M2	0.40
M1-M2	3.86

Tableau IV. 4: Pertes de charges calculées

Les résultats sont représentés sur l'histogramme suivant :

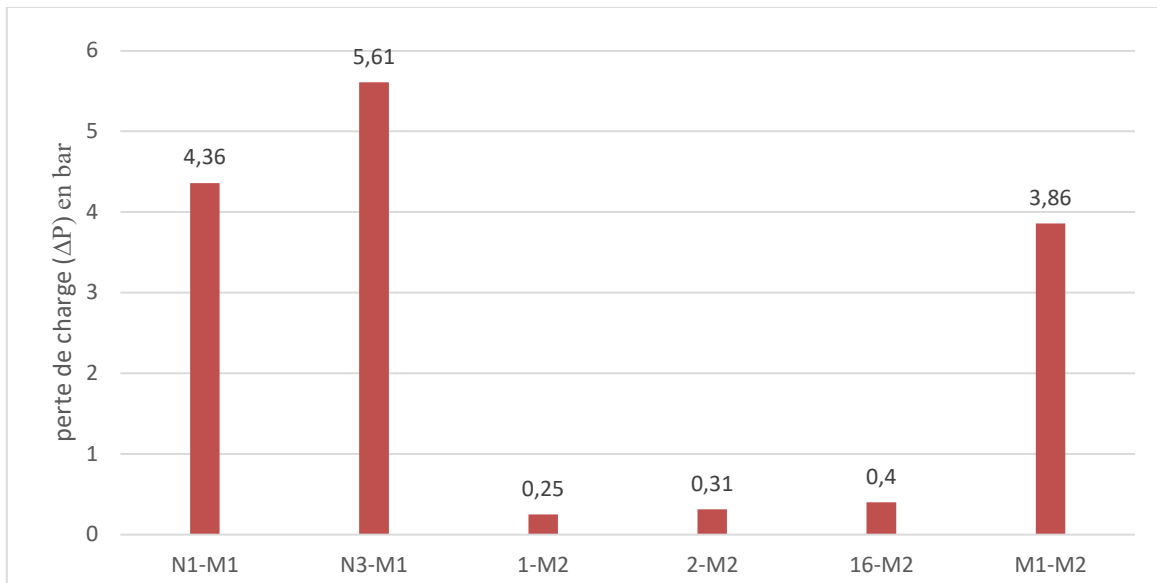


Figure IV. 3: Les résultats sont représentés sur l'histogramme

D'après ces résultats, on remarque que :

- Les branches reliant les puits N1 et N3 au manifold M1 et la branche reliant M1 à M2 génèrent relativement de grandes pertes de charges.
- Les pertes de charges dans le reste du réseau sont relativement tolérables.

IV.1.3 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

L'objectif de cette simulation est de déterminer la variation du débit (gain) pour les différents scénarios possibles d'installation de séparateur et la pompe.

IV.1.3.1 Scénarios envisagés :

- Cas de base: réseau sans L'EPF (sans séparateur).
- Séparateur en marche près de M HTFM2 avec pompe :

Les variantes possibles des pressions de séparateur : $P_{sép} = 14$ à 7 bar.

IV.1.3.2 Résultats :

- **Cas de base :** le débit d'huile à W2à est : $Q_h = 230.77 \text{ m}^3 / j$.
- **Avec l'installation de l'EPF :**

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 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)	Qh (m^3 / j)	Gain en production (m^3 / j)
Avec séparateur	14	356.02	125.25
	12	373.83	143.06
	10	384.08	153.31
	7	393.92	163.15

Tableau IV. 5: Montre l'effet de séparation sur le débit d'huile produit

La comparaison entre le cas de base et le cas d'une installation de l'EPF, on enregistre un gain très important en fonction de la diminution de la pression de séparation. Sur l'histogramme en dessous, on a présenté le gain pour les différents paliers de Pression de séparation, pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain.

Ce qui signifie que la plupart des puits sont en régime critique ou le changement de pression de pipe et celle de tête n'a pas aucune influence sur le débit.

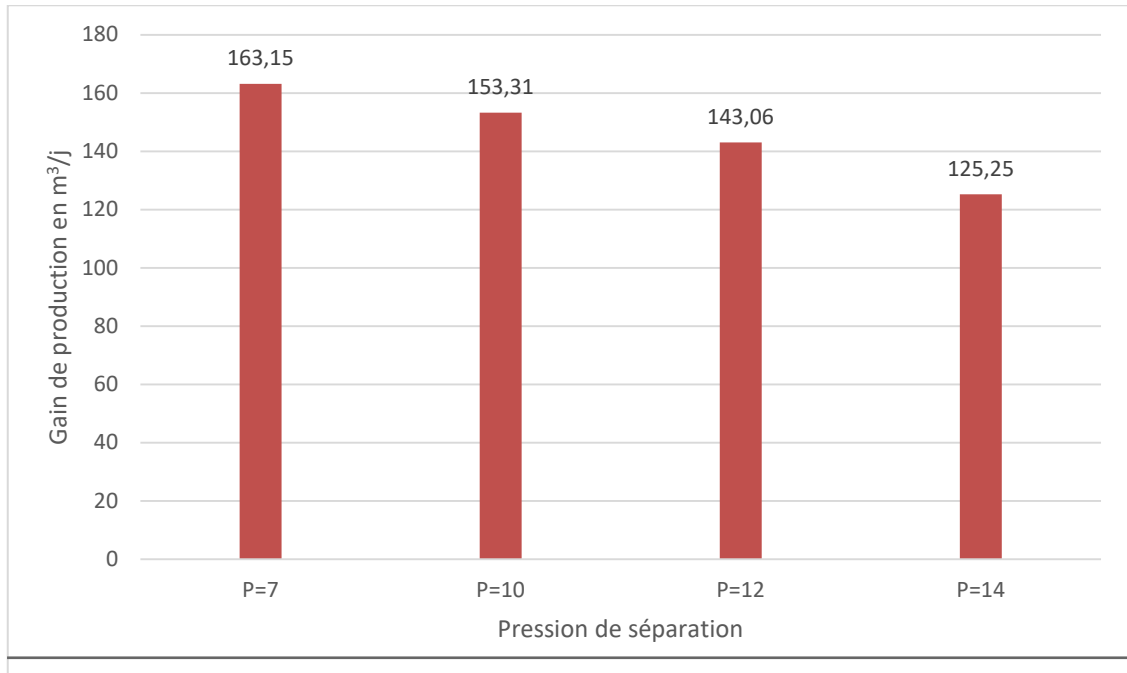


Figure IV. 4: Gain de production

IV.2 Optimisation du réseau :

Puisque les pertes de charges dans quelques branches sont élevées, il faut augmenter leurs diamètres jusqu'à atteindre les diamètres optimaux. Les nouveaux paramètres sont dans le tableau suivant :

Pipe	Cas de design			Cas recommandé		
	Diametre nominal	ΔP (bar)	vélocité moy (m/s)	Diametre nominal	ΔP (bar)	vélocité moy (m/s)
N1-M1	4"	4.36	3.82	6"	0.63	1.55
N3-M1	4"	5.61	3.62	6"	1.02	1.62
M1-M2	8"	3.86	5.03	12"	0.79	2.13

Tableau IV. 6: Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes

Chapitre IV Modélisation et optimisation de réseau de collecte actuel

Remarques et commentaires :

- Une forte diminution des pertes de charges de 4.36 à 0.63 bar pour le trançon N1-M1, de 5.61 à 1.02 bar pour le trançon N3-M1, et de 3.86 à 0.79 pour le pipe M1-M2.
- La vitesse d'écoulement dans la branche entre les deux manifolds M1 et M2 dépasse la vitesse **4.7 m/s**, on peut la diminuer en mettant un pipe de 12".

Conclusion :

Les diamètres optimal sont représentés dans un tableau en dessous :

Pipe	N1-M1	N3-M1	M1-M2
Diametre optimal	6"	6"	12"

Tableau IV. 7: Des diamètres optimaux

Chapitre V :
Etude technico-
économique

V. 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 couts 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.

Avant de faire chaque décision il faut prendre en considération la partie économique, et de savoir si l'option technique sera rentable pour l'entreprise ou non, afin d'attribuer le budget nécessaire pour le nouveau projet.

V. 2 L'hypothèses et méthodologie :

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.

Chapitre V : Etude technico-économique

V. 3 Coûts d'investissement du projet :

		diamètre	Longueur	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
Le cout total					1175040

Tableau V. 1:Le prix des pipes à raccorder

V. 4 Le coût des équipements par jour :

C'est le coût nécessaire pour louer par jour les équipements qui composent l'EPF

(comme la pompe, les bacs, l'unité de séparateur et les opérateurs).

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 V. 2:Le prix des équipements par unité de temps

Chapitre V : Etude technico-économique

V. 5 Le gain de production journalier :

C'est le revenues totales par unité de temps .En ce qui concerne nos études techniques et économiques, nous pouvons juger les résultats obtenus comme réussis ou perdants.

On peut juger d'après les résultats obtenus que c'est un succès, puisqu'on a obtenu des gains intéressants dans la production même on prenant un cas pessimiste (en cas de chute de prix de brut).

Gain de production			prix de baril \$/bbl	revenu journalier \$/jour	Coût des éqpts \$/jour	gain journalier de production \$/jour
m3/h	m3/jour	bbl/jour				
25,02	600.48	3776,6	34	128404,4	9922.2	118482,2
25,02	600.48	3776,6	36	135957,6	9922.2	126035,4
25,02	600.48	3776,6	38	143510,8	9922.2	133588,6
25,02	600.48	3776,6	40	151064	9922.2	141141,8

Tableau V. 3:Le gain de production journalier

V. 6 Le temps d'amortissement :

C'est la durée au bout de laquelle le cumule de gain est égal au montants des capitaux investis, autrement dit c'est le temps de récupération des dispenses.

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

$$T_{am} = \text{coût total du projet} / \text{revenues totales par unité de temps.} \quad (V.1)$$

Chapitre V : Etude technico-économique

Les résultats sont montrés dans le tableau ci-dessous :

Le prix (\$/bbl)	Le gain (\$/jour)	L'investissement initial (\$)	Le Temps d'amortissement (jours)
34	118482,2	1175040	10
36	126035,4	1175040	9
38	133588,6	1175040	8,5
40	141141,8	1175040	8

Tableau V. 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 **8j et 9j** pour le cas le plus probable estimé
- ✓ Pour le cas le plus pessimiste la période devient **10j**

V. 7 Conclusion :

D'après les résultats détaillés précédemment, on peut dire que la nouvelle installation est rentable, elle influe positivement sur le gain d'huile récupéré quelque soit le prix du brut.

Conclusion

Conclusion

Conclusion

L'objectif de cet ouvrage était de mieux comprendre à quoi sert la mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie (EPF) dans une chaîne de production et plus précisément au niveau du MFD HTFM2, une analyse comparative basée sur des critères d'évaluation qualitative entre les deux états a identifié les totalités des variations sur la production, en déduisant le gain technique apporté, arrivant à optimiser le système. Tout d'abord le réseau était modélisé par logiciel PIPSIME. Cette démarche a facilité l'optimisation des critères de conception qui pourront par la suite améliorer les écoulements des fluides et faciliter les ouvrages des centres de traitement. Certes, l'objectif a été atteint par une revue des différents facteurs pouvant influencer la performance d'EPF et la production entière. Ces facteurs incluent notamment des pistes d'améliorations pour le système en place (réseau, pipe et séparateur). Depuis ce travail on est arrivé aux conclusions suivantes :

- ❖ Notre étude consiste à améliorer la production dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de 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 600,48 m³/j.
 - Délai d'amortissement de 10 jours.
- ❖ Pour le cas de régime non critique la diminution de la pression de séparation et alors installation d'EPF (HTF) provoque une augmentation de la production
- ❖ 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.
- ❖ Des changements de diamètre des pipes dans quelques points à cause des pertes de charge additionnelles.
- ❖ Les acheminements des puits influent sur la production, alors, en les modifiant on a vécu des variations de débit de production.
- ❖ La diminution de la pression de séparation au niveau d'EPF provoque une augmentation de la production.

Conclusion

- ❖ Changement des diamètres inconvenable de quelques pipes pour éviter la corrosion et l'accumulation des dépôts qui favorisent l'augmentation des pertes de charge.
- ❖ La pression de séparation optimale est en fonction des déférents paramètres tels que la vitesse des fluides et le volume de séparateur.
- ❖ Pour ce qui concerne notre étude techno-économique, on peut juger d'après les résultats obtenus que c'est un succès, puisqu'on a obtenu des gains intéressants dans la production même on prenant un cas pessimiste (en cas de chute de prix de brut).

Recommendation

Recommandation

En fin pour un développement efficace du champ de Hassi Tarfa, des recommandations ont été suggérées comme suite :

- ❖ Faire un contrôle quotidien du débit d'huile pour confirmer les résultats d'optimisation (Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds).
- ❖ Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement de réservoir.
- ❖ Vérifier périodiquement l'épaisseur de parois des pipes et le diamètre de la duse pour prévenir au problème de bouchage par les dépôts de sels et des asphaltène.
- ❖ La mise en place de manifold au lieu des jonctions pour éviter le freinage causé par un puits bon producteur sur un puits à faible débit.
- ❖ La mise en place d'un séparateur pour diminuer la pression des lignes.
- ❖ Faire des études techno-économiques sur toute la durée d'exploitation du champ avant de faire n'importe quel projet.
- ❖ Produire les puits avec des diamètres optimisés de la duse à cause du contact huile-eau très proche aux perforations pour ne pas produire de l'eau
- ❖ 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

Bibliographie

Bibliographie

- [1] BOUABDALAH, H -1994- Etude de système pétrolier dans le bassin d'oued-Mya, Doc Exploration/SONATRACH.
- [2] Rapport d'interprétation d'imagerie (2005) puits HTFN-1, HTF-4, HTF-5, HTF-8 (2001, 2006, 2007, 2007) BAKER HUGHES - Hassi Massaoud.
- [3] SONATRACH, 2016 département de géologie
- [4] PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization. Schlumberger
- [5] A. HOUPEURT, Cours production, L. MAILHE, collecte - traitement - stockage, 1974
- [6] M. REMONT. LA SEPARATION, Institut français du pétrole et de moteurs à combustion internes
- [7] L.MAILHE. Collecte-Traitement-Stockage. Cours de production. Tome 13.Editions technip (1994)
- [8] M. Simon CYR : Machines Tournantes, Formation professionnalisant PRO / EXP1, IFP Training.
- [9] KEN Arnold, M.Stewart: surface production operation (design of oil handling systems and facilities), second edition, volume1, Gulf publishing company, Houston, TX. (1998)
- [10] KEN Arnold, M.Stewart: surface production operation (design of oil handling systems and facilities), second edition, volume2, Gulf publishing company, Houston, TX. (1999).
- [11] Mémoire Grine Hanane université de Boumerdess
- [12] Mémoire Ziadna nour-el-Houda, Djennane Mouloud, Fergani mehdi université d'Ouargla