

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

Bahouti Abdallah, Ben Khira Zakaria, Tedjini Mohammed Sayah
-THEME-

Techniques d'amélioration des installations EPF sur les champs périphériques de Hassi MD

Soutenue le : 20 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. KADRI Ahmed Yacine	M.C	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr.HADJADJ Sadok	M.A	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr.REMITA A/Raouf	M.A	Univ. Ouargla
Co-encadreur	Mr.ZAATOUT Kamal	Doctorant	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein de l'université Kasdi merbah, sous la direction de **Mr.HADJADJ SADOK**, pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Je tiens à remercier **Mr.KADRI. AHMED.YACINE**, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Mr.REMITA.A.RAOUF**, qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Mes sincère gratitude va aussi à **Mr.Zaatout.kamal**.*

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

Merci encore à tous....

Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail

A ceux qui ont fait de moi un homme

*MA MERE **KHAIRA** et MON PERE **HAFED** qui
m'ont aidé et encouragé beaucoup durant toutes mes
études.*

A Ma chère grand-mère et père

A mes chère frères et sœurs

*A toute ma famille **BN KHIRA***

A tous mes amis et mes proches

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant
les moments difficiles.*

BN KHIRA ZAKARIA



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail

A ceux qui ont fait de moi un homme

*MA MÈRE ROKAYA et MON PÈRE ABD EL AZIZ
qui m'ont aidé et encouragé beaucoup durant toutes
mes études.*

A Ma chère grand-mère

A mes chère frères et sœurs

*A toute ma famille **BAHOUTI***

A tous mes amis et mes proches

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant
les moments difficiles.*

BAHOUTI ABDALLAH



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail

A ceux qui ont fait de moi un homme

*MA MERE ZOÛRA et MON PERE AHMED qui
m'ont aidé et encouragé beaucoup durant toutes mes
études.*

A Ma chère grand-mère et père

A mes chère frères et sœurs

A toute ma famille TEDJINI

*A tous mes amis et mes proches HAMZA, YUCEF et
ZAID*

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant
les moments difficiles.*

TEDJINI MOHAMMED SAYAH



Résumé

Le réseau de collecte et les installations de surface sont des parties essentielles dans la chaîne de production (à partir de fond de puits jusque la station de traitement).

L'objectif de notre étude est l'amélioration des installations d'EPF dans le domaine pétrolier zone de HASSI MESSAOUDE qui connaît plusieurs problèmes.

Cette étude discute une technique d'amélioration d'installation d'EPF par la simulation à l'aide de PIPESIM. Nous obtenons le résultat suivant : en changeant le diamètre des pipes à 8 pouces pour HDZ2 et HTF37 et en déterminant la pression de séparation optimale (8 à 9 bars).

Mots clés : amélioration, EPF, réseau de collecte, modélisation et perte de charges.

ملخص

تعد شبكة التجميع والتركيبات السطحية جزءاً أساسياً من سلسلة الإنتاج (من قاع البئر إلى محطة المعالجة). الهدف من دراستنا هو تحسين المنشآت (تسهيلات الإنتاج الأولية) في مجال النفط في منطقة حاسي مسعود ، والتي تعاني من العديد من المشاكل. تناقش هذه الدراسة تقنية لتحسين منشآت (تسهيلات الإنتاج الأولية) عن طريق المحاكاة باستخدام الباييسيم حيث حصلنا على النتيجة التالية : تغيير قطر الانابيب الى 8 انش بالنسبة ل HDZ2 و HTF37 وتحديد ضغط الفصل الامثل (8 الى 9 bar).

الكلمات الرئيسية: التحسين ، EPF ، شبكة التجميع ، نمذجة وانخفاض الضغط.

Abstract

The collection network and surface installations are essential parts of the production chain (from the bottom of the well to the treatment station).

The objective of our study is the improvement of EPF installations in the oilfield in HASSI MESSAOUDE region, which is experiencing many problems.

This study discusses a technique for improving EPF installation by simulation using PIPESIM .The result was to change the pipe diameter to 8 inches for HDZ2 and HTF37 and determine the optimum separation pressure (8 to 9 bar).

Keywords: improvement, EPF, collection network, modeling and pressure drop.

Liste des matières

REMERCIEMENT	I
DEDICACE	II
RESUME	V
LISTE DES FIGURES	IX
LISTE DES TABLEAUX	X
LISTE DES ABREVIATIONS	XI
ETSYMBOLES	

Sommaire

introduction générale	1
Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur l'écoulement	2
I.1 INTRODUCTION	2
I.2 Présentation du champ HASSI MESSAOUD (HMD).....	2
I.3 Situation de champ HassiMessaoud.....	2
I.3.1 Situation géographique	2
I.3.2 Cadre géologique	3
I.4 Le champ de Hassi Tarfa (HTF)	4
I.4.1 Description du champ	4
I.4.2 Historique de l'Exploration dans le champ de Hassi Tarfa	5
I.4.3 Le cadre géologique du champ Hassi Tarfa	6
I.4.4 Caractéristique du gisement HTF	6
I.4.5 Stratigraphie du champ Hassi Tarfa	7
II. Le réseau de collecte	9
II.1 Les types des réseaux de collecte.....	9
II.1.1 Liaison individuel	9
II.1.2 Liaison par collecteur.....	10
II.2 Description de réseau de collecte.....	11
II.3 Réseau de collecte de Hassi Messaoud.	11
II.4 Les conduites	12
II.4.1 Classement des conduites.....	12

II.5	L'écoulement multiphasique.	13
II.6	Liquid hold-up	15
II.7	Régimes d'écoulement à travers la duse	16
	L'EPF et amélioration de la production	18
II.	Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production	19
II.1	Introduction.....	19
II.2	Les domaines d'application des EPFs.....	19
II.3	L'objectif d'un EPF.....	19
II.4	Les composants de l'EPF	20
II.5	Les défais à rencontre	20
II.6	L'EPF de Hassi Tarfa	21
II.6.1	Description de l'EPF	21
II.6.2	Le manifold 2 d 'EPF de Hassi Tarfa (HTFM2).....	21
II.6.3	Les puits connectés à L'EPF HTFM2	21
II.7	L'amélioration de la production	21
II.7.1	Aperçu sur le logiciel PIPESIM.....	21
II.7.2	La modélisation de réseau de collect	22
1)	Procédure de simulation.....	22
i.	Création du réseau.....	22
ii.	Insertion des données	23
II.7.3	Data de modalisation.....	25
a)	Les données de jaugeage	25
b)	Modèle de fluide	25
II.8	Le calage (matching).....	26
II.8.1	Procédure de modélisation de calage(matching).....	26
II.8.2	Les résultats de modélisation	27
II.9	Les analyses du résultat.....	27
II.9.1	L'analyse des pertes de charge	27
II.9.2	L'analyse de vitesse de fluide	29
II.9.3	Sensibilité sur la pression de séparation.....	30
II.9.4	Sensibilité sur les jonctions	32
II.10	Partie économique.....	32

II.10.1	Le coût des équipements de surface.....	32
II.11	Conclusion	33
	Conclusion générale	35
	Références	37
	Annexes	39

LISTE DE FIGURES

Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	3
Figure I.2: Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.....	4
Figure I.3: Situation du champ de Hassi Tarfa.....	5
Figure I.4: Colonne stratigraphie type de CHAMP HASSI TARFA.....	8
Figure I.5: Le schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle.....	9
Figure I.6: Le schéma représente la liaison par collecteur.....	10
Figure I.7: Régimes d'écoulement multiphasique dans les conduites horizontales	14
Figure I.8: Liquide holdup.....	16
Figure I.9: Régimes d'écoulement à travers la duse.....	17
Figure II.1: Schéma explicatif d'un EPF	20
Figure II.2: le réseau crée par Pipesim.....	22
Figure II.3: insertion les sources (puit.).....	24
Figure II.4: insertion les flow lines (pipes).....	25
Figure II.5: les pertes de charge de système.....	28
Figure II.6: la production de HTFM2 en fonction a la pression de séparation.....	31

LISTE DE TABLEAUX

Table I.1 Pourcentage de chaque terme de pertes de charge.....	15
Table II.1 Tableau des données des puits.	23
Table II.3 Les paramètres de modélisaion	27
Table II.4 les pertes de charges dans chaque branche.....	28
Table II.5 Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes.	29
Table II.6 les diamètres des pipes surdimensionnés	31
Table II.7 l'influence des pressions de séparation sur la production globale du champ.....	32

Liste des abréviations et symboles

API :	American Petroleum Institute
BSW :	Basic and sediment water
B p	Basse pression
CINA :	Centre Industriel Naili Abd El Kader
CIS :	Centre Industriel Sud
GOR :	Gaz Oil Rapport (Sm ³ / Sm ³)
EPF:	Early Production Facilities
HDZ:	HASSI ZAABAT.
HEH	Haoud El Hamra
MFD :	Manifold
Mp	Moyen pression
HMD :	Hassi Messaoud
Hp	Haut pression
HTF:	HASSI TARFA
HTFM2 :	HASSI TARFA Manifold 2
LDHP:	Ligne Directe Haute Pression
LDBP:	Ligne Directe BASSE Pression
Pc :	Pression calculé (bar)
Pm :	Pression mesuré (bar)
Pp :	Pression de pipe (bar)
Ppc:	Pression de pipe calculée (bar)
Ppm:	Pression de pipe mesurée (bar)
Psep:	Pression de séparation (bar)
Pt:	Pression de tête
Rs :	GOR de solution
Q :	Débit (m ³ /h)
Qc :	Débit calculé (m ³ /h)
Qh :	Débit d'huile (m ³ /h)
TP:	Température de pipe
VMF:	Vitesse moyenne du fluide
ΔP :	Perte de charge (bar)
μ :	Viscosité (Cp)
\$:	Dollar Américaine

Introduction générale

Introduction générale

L'exploitation des hydrocarbures gazeux ou liquides comprend une série d'étapes successives coûteuses. Parmi ces étapes, la canalisation des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement, ainsi que le transfert de gaz comprimé vers les puits de réinjection [1].

Le champ de Hassi Messaoud est l'un des plus grands dans le monde, après 40 années d'exploitation, on a enregistré une chute de pression du réservoir, avec une production croissante du gaz, ce qui a engendré de nombreux problèmes dans le réseau [3].

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 champ, ce l'éloignement des puits par rapport au centre de traitement a posé de nombreux problèmes telle que l'augmentation de pertes de charges et Les déférences des pressions de pipe entre chaque puits qui peuvent entrainer des freinages des puits à faible pression [8].

Tous ces problèmes nécessitent des études approfondies, pour pouvoir améliorer la production en vue d'une meilleure récupération des réserves avec les moyens rentable par la modalisation et l'optimisation de réseau de collecte HTF.

La méthodologie de l'étude :

Cette étude a été faite à l'aide des logiciels PIPESIM et Excel.

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 région d'étude HMD et LE champ HTF et généralité sur l'écoulement multiphasique.
- Le deuxième chapitre est a mis l'accent sur l'EPF et l'optimisation de la production du champ .
- Finalement une conclusion générale.

Problématique

- Quelle sont les installations de surface la plus performante sur ce champ?
- Comment améliorer la production en vue d'une meilleure récupération des réserves?

Chapitre I

Présentation du champ et généralité sur réseau de collecte

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

PARTIE 1 : Présentation du champ

I.1 INTRODUCTION

Le gisement Hassi Messaoud est l'un des gisements les plus importants et les plus complexes au monde. Au cours de l'histoire géologique, le gisement a subi une forte évolution tectonique lors de l'enfouissement, jusqu'à ce que le gisement prenne la forme qu'il était. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracture naturelle, dissolution, etc.), et peuvent également réduire les paramètres pétrophysiques (réduction de la porosité, consolidation des particules, création d'une matrice de petites particules, formation d'une barrière imperméable, etc.).

I.2 Présentation du champ HASSI MESSAOUD (HMD)

Ce champ s'étend sur une superficie avoisinant de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, Le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale [8].

I.3 Situation de champ Hassi Messaoud

I.3.1 Situation géographique

Le champ d'exploration et d'exploitation de Hassi Messaoud est situé à 650 km au Sud-Est d'Alger, 350 km de la frontière Algéro-Tunisienne, et à 85 km au Sud-Est du chef-lieu de la Wilaya d'Ouargla. Entre les parallèles (Nord): 31°30' et 32°00' et les méridiens (Est): 5°40' et 6°20'. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante : X= 790.000 - 840.000 Est, et Y= 110.000 - 150.000 Nord.

Le gisement Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique sur une surface d'aire d'environ 2200 km.

Il est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Khala et HaoudBerkaoui).

Au Sud-Ouest par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El Agreb.

Au Sud-Est par les gisements Rhoude El Baguel et Mesdar.

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

À l'Est par le gisement de Ghadames [8].

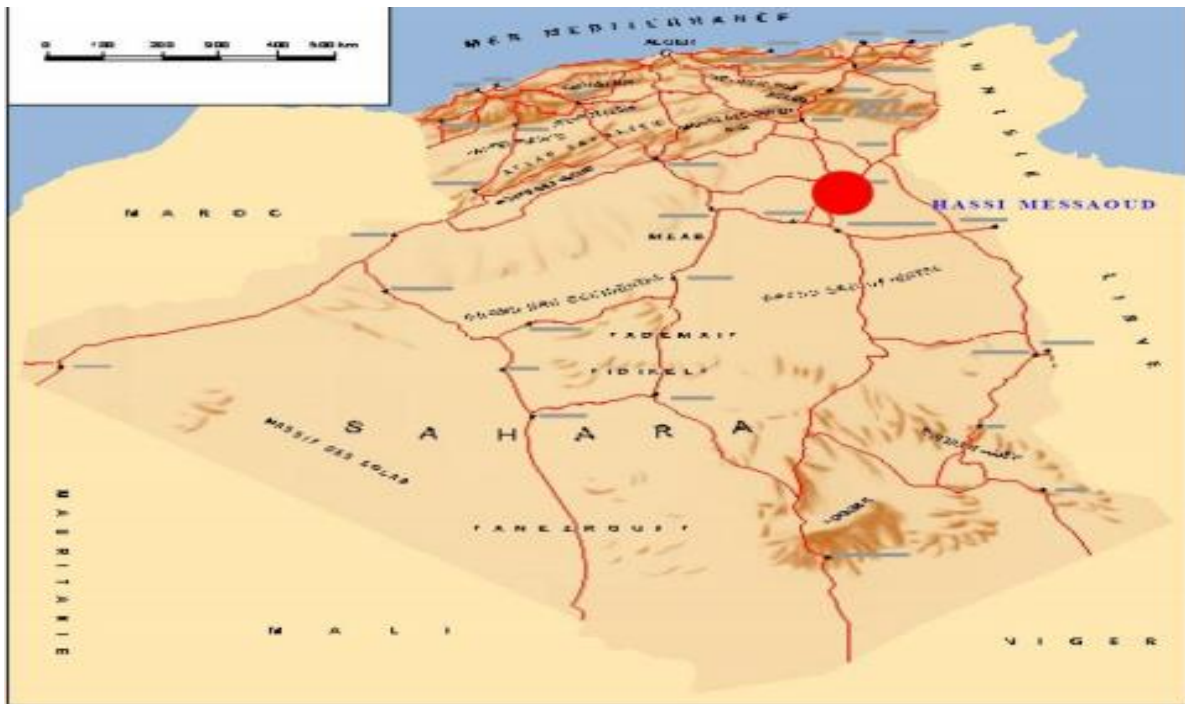


Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [3].

I.3.2 Cadre géologique

A l'Ouest par les hauts fonds d'Oued M'ya.

Au Sud par les hauts fonds d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.

À l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.

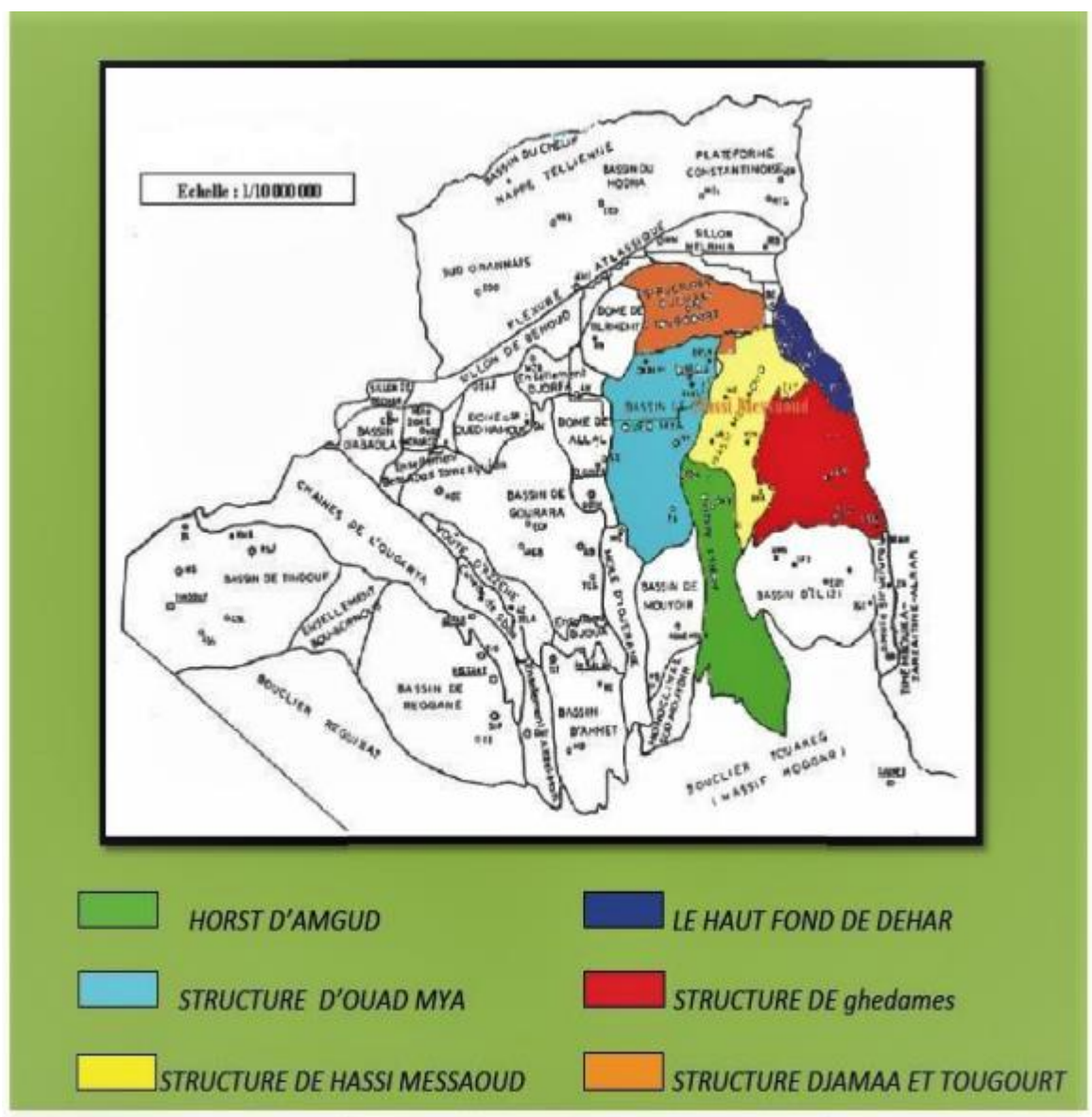


Figure I.2 Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud [3].

I.4 Le champ de Hassi Tarfa (HTF)

I.4.1 Description du champ

Ce champ est champ périphérique du champ Hassi Messaoud situé dans le bloc 427 du département d'exploration de Sonatrach, à Wilya Ouargla, à environ 650 kilomètres au sud d'Alger et à une dizaine de kilomètres au sud de la zone de travail de Hassi Messaoud. Le gisement a été découvert lors du forage du puits vertical HTF1, qui a traversé le réservoir ordovicien "Quartzites de Hamra" avec une profondeur de forage de 3318 m.

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

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 [10].

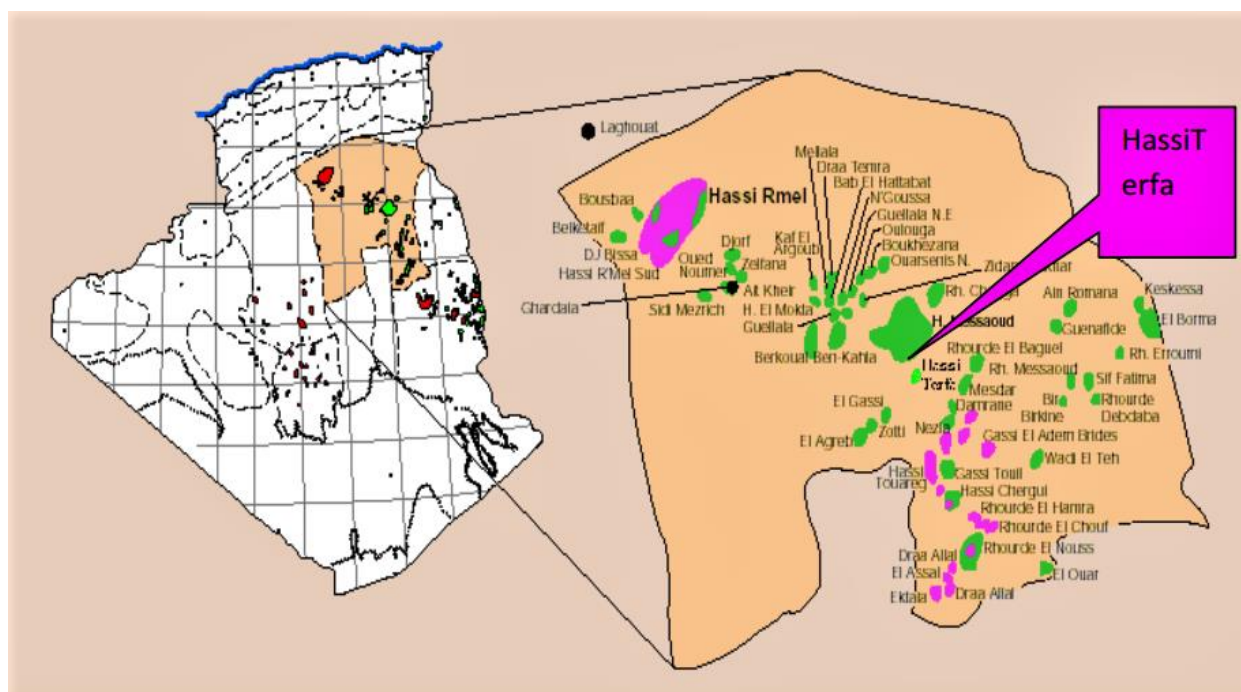


Figure I.3 Situation du champ de Hassi Tarfa [8].

I.4.2 Historique de l'Exploration dans le champ de Hassi Tarfa

Le bassin de l'Oued Mya est l'une des régions les plus productives d'Algérie, avec des gisements de Haoud Berkaoui, Berkaoui-Benkahla, Guellala, Kef El Agroub, Drâa Et Tamra et Boukhezane. Hassi Tarfa est une structure récemment découverte. Il est en phase d'exploitation et ne dispose que de quelques puits de production. Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999 et est situé entre les champs pétrolifères de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et El Gassi. Le champ pétrolifère a produit du pétrole pendant la période cambrienne. L'objectif principal de ce puits est l'évaluation cambrienne (Ri et Ra), tandis que le quartzite Hamra est un objectif secondaire. Le forage dans les réservoirs de Ri et Ra s'est avéré être des aquifères, par contre, le quartzite de Hamra s'est avéré être du pétrole. Les puits HTFN-1 et HTF-2 ont été forés

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

en 2001 pour définir la structure. Le but de ces puits est d'évaluer le quartzite Hamra produit dans le puits HTF1.

En septembre 2001 le puits HTF-3 a été foré dans le but de :

- Evaluer 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 grés cambriens des niveaux Ri et Ra. [8]

I.4.3 Le cadre géologique du champ Hassi Tarfa

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.

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 [4].

I.4.4 Caractéristique du gisement HTF

- Réservoirs Cambrien (Ri et Ra) est aquifères.
- Réservoir Quartzites de Hamra est un réservoir à huile.
- Pression initiale du réservoir 450 kg/cm².

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

- 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
- Contacte huile-eau à 3280m. [11].

I.4.5 Stratigraphie du champ Hassi Tarfa

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

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

- **Socle** : est constitué de Granite porphyroïde rose
- **Infra-Cambrien** : (45m d'épaisseur), est constitué de Grés Argileux rouge.
- **Cambrien** : (170m d'épaisseur) est représenté par *Cambrien Ra, Cambrien Ri*, Zone des alternances.
- **Ordovicien** :(15-126 m d'épaisseur) Il est représenté par *Argiles d'El Gassi, Grés d'El Atchane, Quartzites Hamra, Les grés d'Ouargla*

Méozoïque : (3118m d'épaisseur) ; est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

- **Trias**:(35,5-66m d'épaisseur).
- **Jurassique** :(1333-1398m d'épaisseur).
- **Cénozoïque** : (300m d'épaisseur) ; Il est représenté par l'Eocène et le Mio-Pliocène [4].

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

AGE	System	EPAI	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE	
CENOZOÏQUE	NEOGENE	178	Mio-Plio		Sable Orés et argiles	
		123	Eocene		Calcaire crayeux	
MESOZOÏQUE	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		Craie fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base	
		27	Albien		Craie et marne	
	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 Craie 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	LS-2		Anhydrite + Argile
	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			
PALÉOZOÏQUE	TRIAS	68	roches éruptives		Roches éruptives	
	ORDOVICIEN	22	Sécs Quartzite		Craie quartzifère à quartzites	
		126	Quartzites de Hassi		Craie quartzifère à quartzites	
		25	Sécs schistes		Argile grise indurée	
	100	Argile d'el Gassi		Argile grise indurée		
CAMBRIEN	29	Camb "ZA"		Argile + grès		
	89	Camb "Ri"		Craie grise fin à moyen, Turbidite		
92	Camb "Ra"		Craie blanc rouge fin à grossier			

Figure I.4 Colonne stratigraphie type de CHAMP HASSI TARFA [4].

PARTIE II : GENERALITE SURLE RESEAU DE COLLECTE

II. Le réseau de collecte

L'exploitation de gisement de hydrocarbure exige le transport de L'effluent du réservoir 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 poly phasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes.

II.1 Les types des réseaux de collecte

On distingue les réseaux de collecte suivants :

II.1.1 Liaison individuel

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

Les avantages techniques de Liaison individuel sont :

- 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 [1].

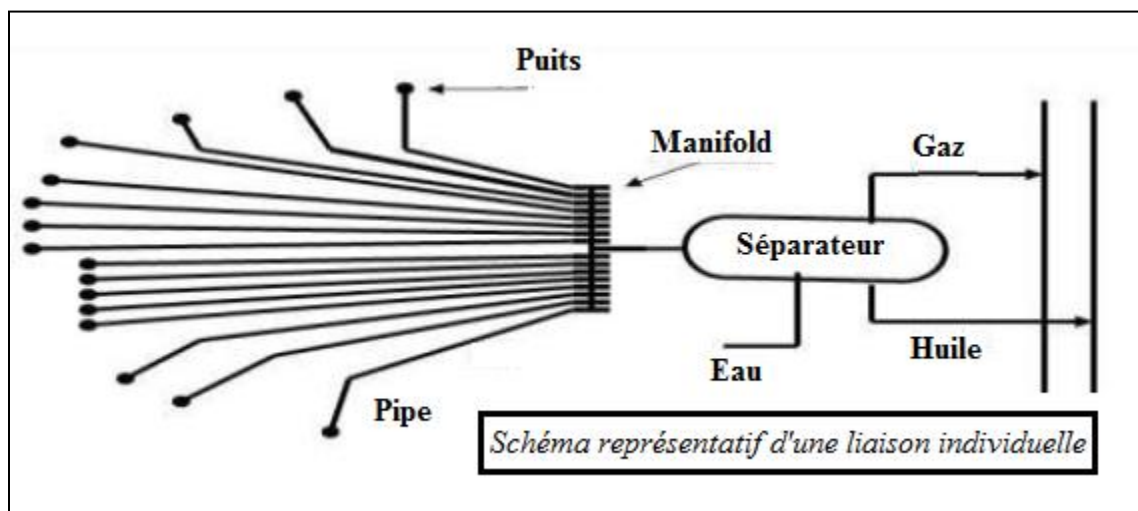


Figure I.5 : Le schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle [1].

II.1.2 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.

Le manifold est un ensemble de vannes installé au point de regroupement on qui permettent d'isoler la production de chaque puits.

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 [1].

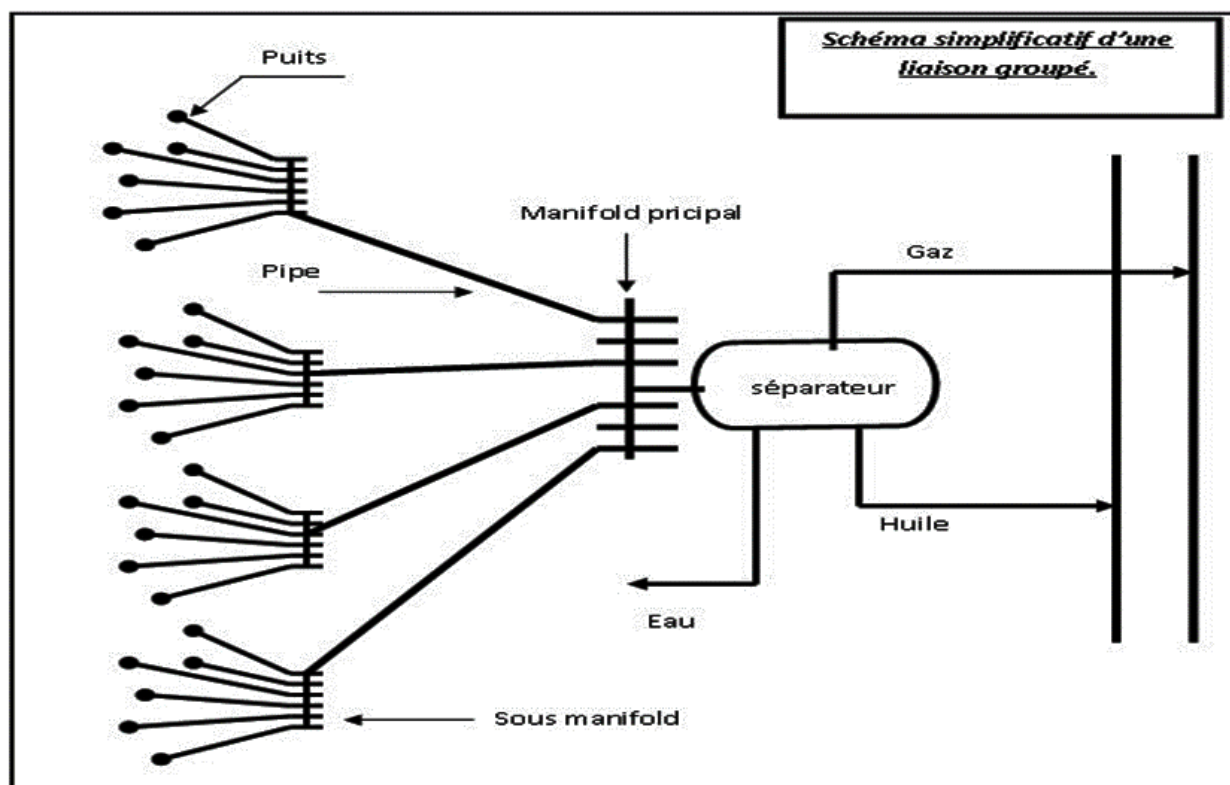


Figure I.6 : Le schéma représente la liaison par collecteur [1].

II.2 Description de réseau de collecte

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

- ✓ Un réseau pour la production d'huile:

Puits → Manifold → Stations → centre de traitement.

- ✓ Un réseau pour l'injection de gaz à haute pression & gaz lift:

Centre de traitement → 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.

II.3 Réseau de collecte de Hassi Messaoud.

Suite au nombre important des puits du champ, la gestion d'un tel réseau est devenu très complexe, le champ est divisé en deux parties (Nord et Sud) [9].

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 2ème 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 [9].

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^{ième} 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 traité l'huile non stabilisé 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 11bar.

Le gaz riche est envoyé vers les unités de GPL pour l'extraction des condensas, le gaz léger est comprimé, jusqu'à 400 bar, dans les stations de compression pour être injecté dans les puits injecteurs gaz et gaz lift [9].

II.4 Les conduites

II.4.1 Classement des conduites

a) Selon leur destination

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

b) Selon leur pression de service

- A basse pression : 0-6 bars.
- A pression moyenne : 6-16 bars.
- A 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) [5].

II.5 L'écoulement multiphasique.

Un écoulement multiphasique est 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 au centre de traitement sur le champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...).

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

Ils sont généralement connus comme étant des :

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

Le gaz se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite, en petites quantités à peu près à la même vitesse que le liquide.

Il s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion en cheminement du fluide.

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

Alors que la phase gazeuse augmente, le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite. L'écoulement se fait avec alternance de bouchons de liquide et de gaz.

- **Écoulement stratifié (stratified flow)**

Le liquide est à la partie inférieure, car le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près la même. L'interface gaz-liquide est plane.

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

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

Le point de l'augmentation du GOR provoquera des ondulations, le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations apparaissent sur l'interface.

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

La vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

- **Ecoulement annulaire (annular flow)**

C'est le cas le liquide est plaqué à la paroi du tube, le gaz circule dans la partie centrale laissée libre. Ainsi que son vitesse du gaz est très grande.

- **Ecoulement en brouillard (spray flow)**

C'est le cas d'un GOR très élevé, la phase liquide est faible par rapport à ceux de la phase gazeuse. La phase liquide se disperse dans la phase gazeuse [5].

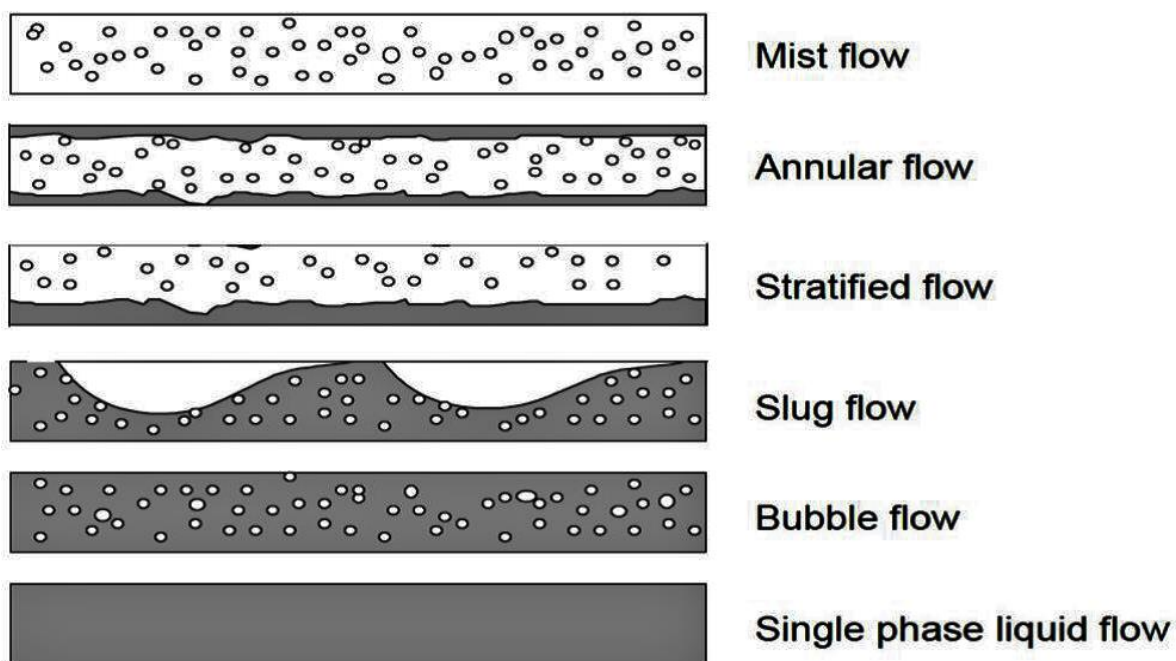


Figure I.7 Régimes d'écoulement multiphasique dans les conduites horizontales [5].

Chapitre 1: Présentation du champ et généralité sur le réseau de collecte

a. 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:

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

b. Pourcentage de chaque terme de pertes de charge

Dans le tableau suivant, on a présenté le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing) [7].

Table I.1 Pourcentage de chaque terme de pertes de charge [7].

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

II.6 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[3].

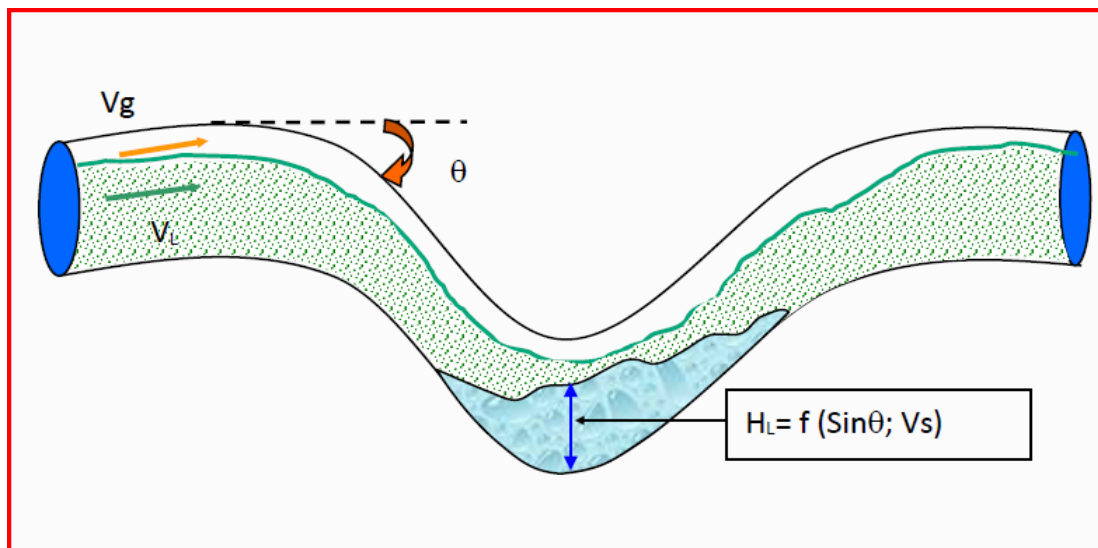


Figure I.8 Liquide holdup [3].

II.7 Régimes d'écoulement à travers la duse

Le but de la duse est le contrôle du débit de la production et ajuster la pression de la tête, on distingue trois régimes :

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. Dans notre étude à Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

$$Q = \left(\frac{\phi^{1.8}}{1000.K} \right) p_t \dots \dots \dots I.2$$

Avec

Q : débit d'huile (m³/hr).

Ø : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

b)-Régime transitoire

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

$$0,5 < \frac{P_p}{P_t} < 0,75 \dots \dots \dots I.3$$

c)-Régime non critique

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

$$Q = \left(\frac{F(x) \cdot \phi^{1.8}}{1000 \cdot K} \right) P_t \dots \dots \dots I.4$$

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

$$F(x) = 2.667 * \left(\frac{P_p}{P_t * \sqrt{1 - \left(\frac{P_p}{P_t}\right)}} \right) \dots \dots \dots I.5$$

et ($P_p/P_t > 0.75$) [4].

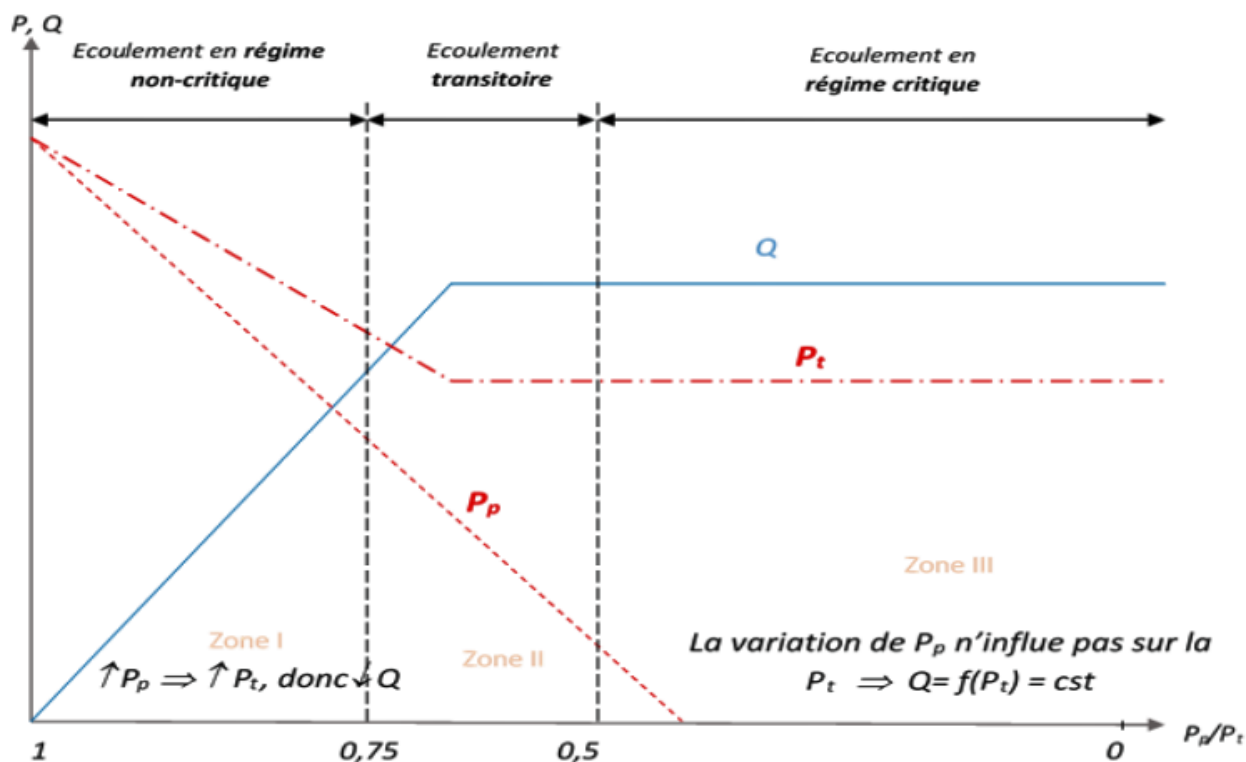


Figure I.9 Régimes d'écoulement à travers la duse [4].

Chapitre II

L'EPF et amélioration de la production

II. Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

II.1 Introduction

Le but de EPF (Early Production Facility) c'est le transfert et la séparation du flux de puits généralement en 3 composants appelés phases (pétrole, gaz et eau) et le traitement de ces phases dans certains produits commercialisables ou leur élimination d'une manière écologiquement acceptable.

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.

II.2 Les domaines d'application des EPFs

Sont nombreux à savoirs :

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

II.3 L'objectif d'un EPF

- ✓ Soulagement du réseau de collecte.
- ✓ Elimination de freinage par la diminution des pressions dans les pipes.
- ✓ Augmentation de taux de production.
- ✓ Réduire la charge gaz sur les centres de traitement.

II.4 Les composants de l'EPF

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

- ✓ Manifold.
- ✓ Séparateur.
- ✓ Pompe.
- ✓ Les bacs.
- ✓ Compresseur [6].

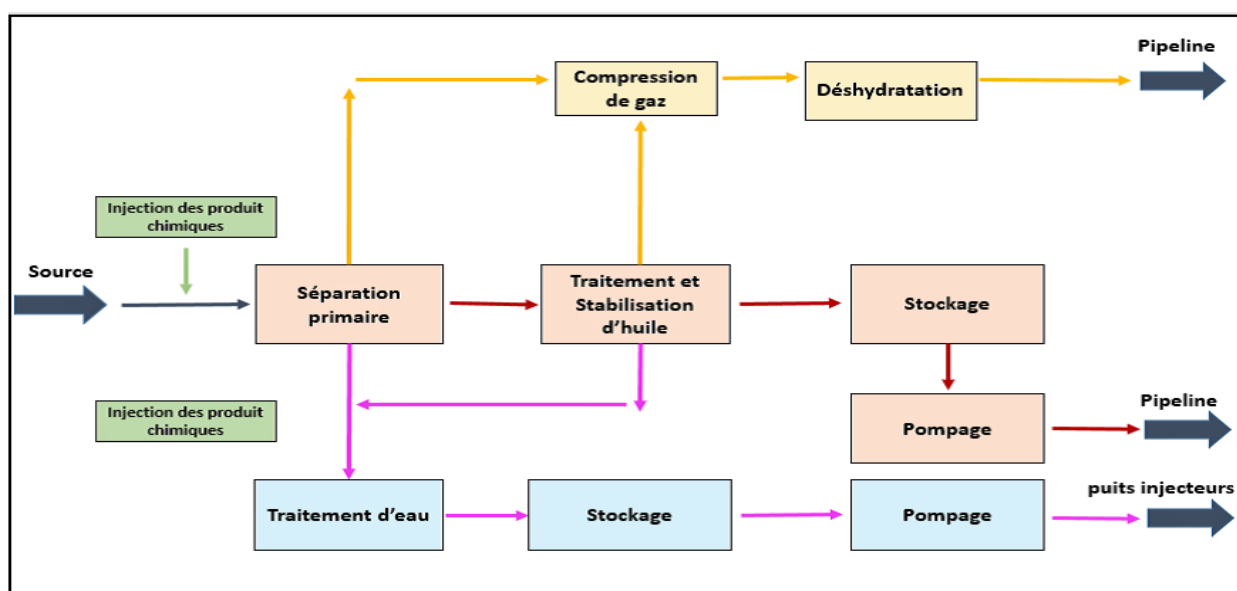


Figure II .1 Schéma explicatif d'un EPF [6].

II.5 Les défis à rencontrer

- ❖ L'instabilité des puits connectés (fermeture ouverture).
- ❖ Les bouchons d'eau en cas des interventions.
- ❖ 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. [6]

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

II.6 L'EPF de HassiTarfa

II.6.1 Description de l'EPF

Le réseau de collecte actuel se compose de deux manifolds (HTFM1 et HTFM2) qui sont reliés entre eux par un collecteur (8").

Il y a trente-quatre (34) puits qui sont forés sur le champ HTF et Seulement dix-huit (18) puits qui sont actuellement raccordés [9].

II.6.2 Le manifold 2 d 'EPF de Hassi Tarfa (HTFM2)

Le brut arrivant des puits vers le manifold HTFM2 est reçu dans un séparateurs.

L'eau est déchargée vers un bournier.

Deux pompes triplex sont utilisées pour transférer l'huile séparée à travers des pipes

La production du champ est acheminée vers la station satellite HGA par deux collecteurs (8") [9].

II.6.3 Les puits connectés à L'EPF HTFM2

Il y a seulement (16) puits qui sont actuellement raccordés avec l'EPF avec six (6) puits HDZ que sont :

(HTFN3; HTFN5; HTF16; HTF2; HTF13; HTF25; HTF14; HTF1; HTF12; HTF11; HTF10; HTF20; HTFN6; HTFN1; HDZ17; HDZ14; HDZ2; HDZ13; HDZ19; HDZ20).

II.7 L'amélioration de la production

Dans cette partie, on établit une technique d'amélioration de réseau collecte de champ HTF par la modalisation à l'aide de logiciel de Pipesim dans le but d'optimiser la production par réduire les pertes de charges à cause de l'éloignement des puits par rapport la station de séparation.

On va faire une modélisation de réseau actuel (puits-réseau) de HTFM2 pour améliorer la production de cette zone et étudier sa sensibilité aux différents paramètres (la vitesse d'écoulement, la pression de séparation et les jonctions du réseau) pour réduire les pertes de charges.

II.7.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM

Logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger est un outil d'ingénieur de production qui couvre un large éventail d'applications pertinentes pour l'industrie pétrolière et gazière.

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

Les applications de ce logiciel sont:

- Études de cas sur les performances des puits incluent l'analyse nodale.
- Études de cas sur la conception d'ascenseurs artificiels.
- Études de cas sur un pipeline et des installations à une seule branche.
- Études de cas de modélisation de réseau.

PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres [2].

II.7.2 La modélisation de réseau de collecte

1) Procédure de simulation

i. Création du réseau

On crée un modèle pour notre réseau par ouvrir un "NETWORK CENTRIC WORKSPACE" et les outils qui se trouvent en PIPESIM (source, jonction, flow line, sink, séparateur).

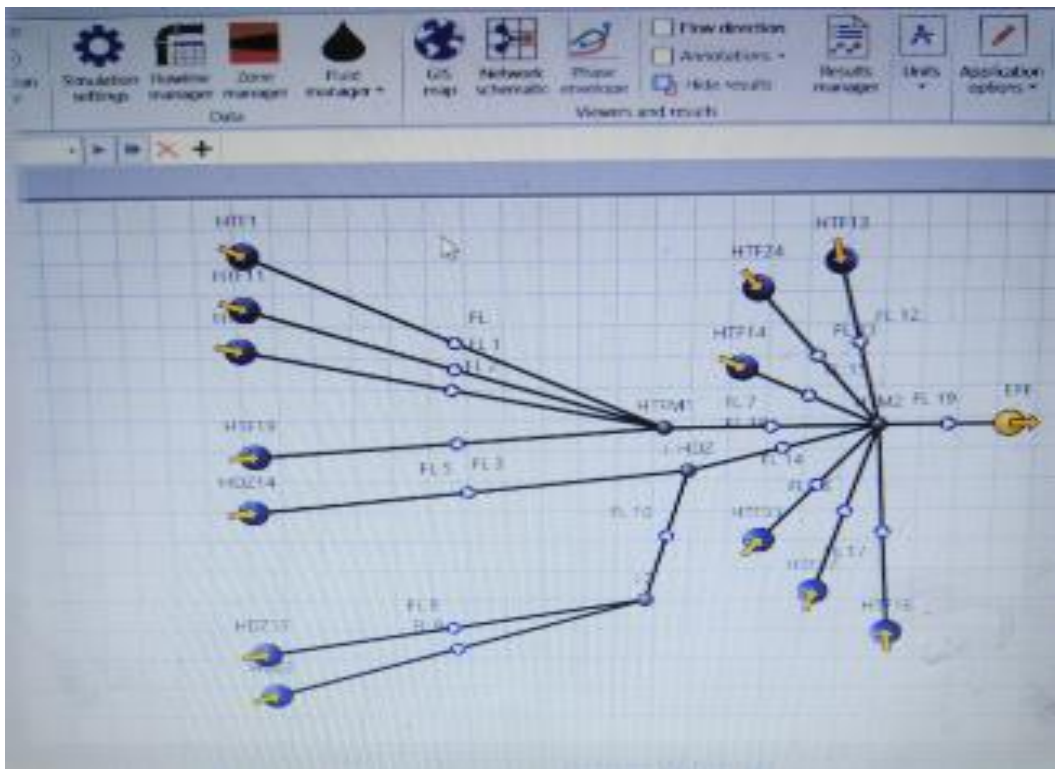


Figure II.2 le réseau crée par Pipesim.[les étudiants].

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

ii. Insertion des données

• **source (puit) :** On insère la pression de pipe, la température et le nom de chaque puits.

Table II.1 Tableau des données des puits [9].

PUIT	Pp(bar)	Qh(sm³/h)	Tp(c°)
HTF1	8	1.21	19.5
HTF11	11.18	4.36	23.7
HTF19	12	2	20.3
HTF2	8.8	0	17.1
HDZ14	16.1	6.1	41.2
HDZ13	14.5	2.69	21
HDZ2	15.1	3.48	24.1
HTF13	11.5	3.21	29
HTF14	11.8	4.15	30.6
HTF24	14.77	1.58	19
HTF16	12.6	0.6	17.6
HTF33	12.25	2	23.8
HTF37	12.8	7.24	27.3

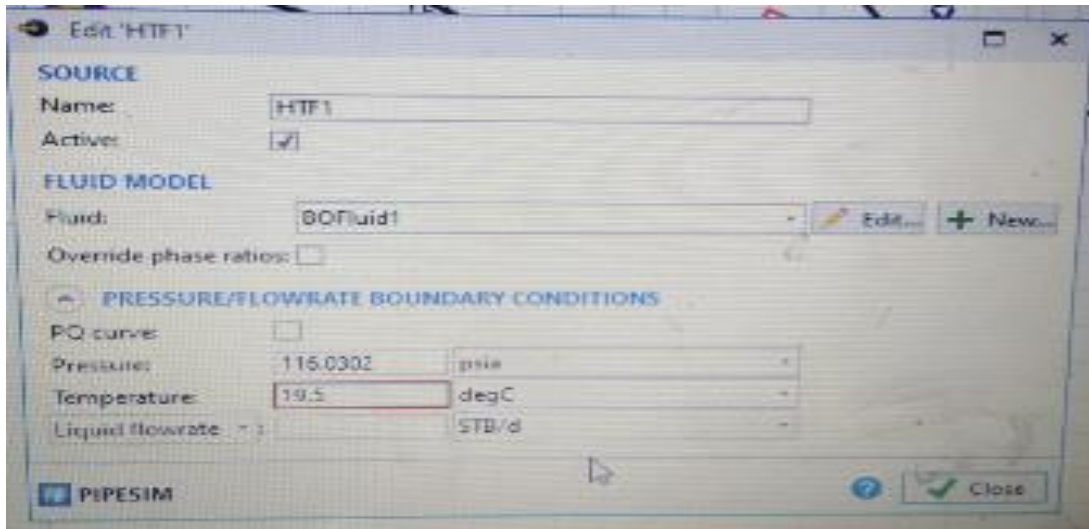


Figure II. 3 insertion les sources (puit)[les étudiants].

- **Flow line** : les données nécessaires dans une flow line sont :

Le diamètre : le logiciel contient des diamètres différents. La rugosité et la dureté sont choisies automatiquement selon le diamètre.

L'élévation : les valeurs de l'élévation sont obtenues automatiquement par logiciel.

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

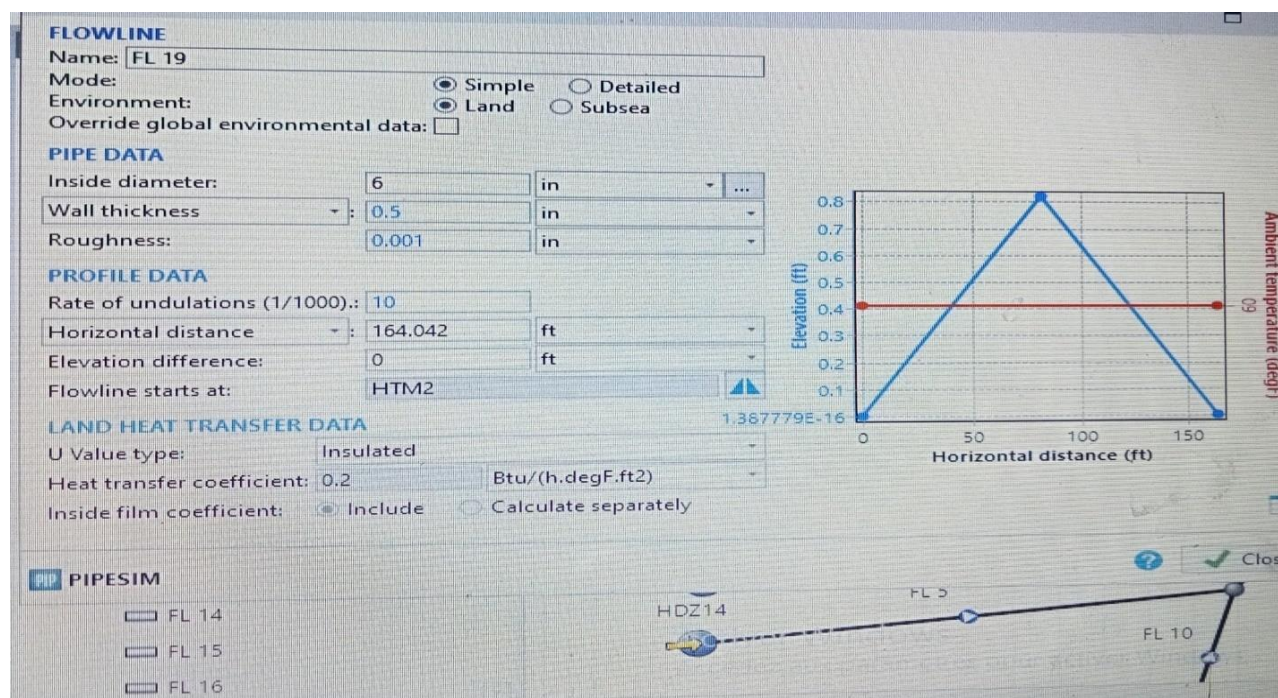


Figure II. 4 insertion les flow lines (pipes)[les étudiants].

II.7.3 Data de modalisation

a) Les données de jaugeage

Ce sont les données de base de production qui fournissent tous les paramètres de production des puits (Pwh, Pp, Qoil, Qgas, Qwater, GOR...).

b) Modèle de fluide

Le modèle de fluide choisi dans cette simulation est le modèle Black Oil, qui donne une description simplifiée des fluides de gisement par 3 pseudos constituants (Eau, Huile et Gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation, ce modèle prédit les propriétés à partir de GOR..

c) Choix de la corrélation

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

Parmi les corrélations figurant dans PIPESIM on site :

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

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

Mais seulement deux corrélations qui donne des bons résultats pour le réseau Hassi Tarfa :

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

II.8 Le calage (matching)

II.8.1 Procédure de modélisation de calage (matching)

L'objectif du calage est d'ajuster la pression calculé avec celui mesurée Après avoir saisi toutes les données requises dans le logiciel PIPESIM, une exécution est faite en vue d'obtenir des résultats simulés (pression) par le logiciel à partir les données insérées, par application la formule suivante :

$$\text{Erreur} = \left| \frac{P_m - P_c}{P_m} \right| \leq 10\% \dots \dots \dots \text{II.1}$$

II.8.2 Les résultats de modélisation

Table II.3 Les paramètres de modélisation

Puit	Pc(bar)[logiciel]	Qh(sm ³ /h)	Pm(bar)	Ecart (%)
HDZ13	13.96	1.94	14.5	3.72%
HDZ14	15.78	2.04	16.1	1.98%
9HDZ2	14.34	3.43	15.1	5.03%
HTF1	7.40	0.89	8	7.5 %
HTF11	10.10	4.43	11.18	9.66 %
HTF13	11.26	1.09	11.5	2.08%
HTF14	11.27	4.01	11.8	4.49%
HTF16	12.04	0.67	12.6	4.44%
HTF19	11.23	1.02	12	6.41%
HTF2	8.5	Puit sec	8.8	3.4%
HTF24	14.06	3.19	14.77	4.8%
HTF33	11.69	2.08	12.25	4.57%
HTF37	12.07	1.52	12.8	5.7%

L'erreur ≤ 10 % donc le réseau est acceptable.

II.9 Les analyses du résultat

II.9.1 L'analyse des pertes de charge

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

Table II.4 les pertes de charges dans chaque branche

Pipe	$\Delta P(\text{bar})$ [logiciel]
HTF2	2.16
HDZ13	1.64
HDZ2	1.66
HTF1	3.23
HTF11	0.13
HTF13	0.28
HTF24	3.5
JHDZ-HTFM2	4.73

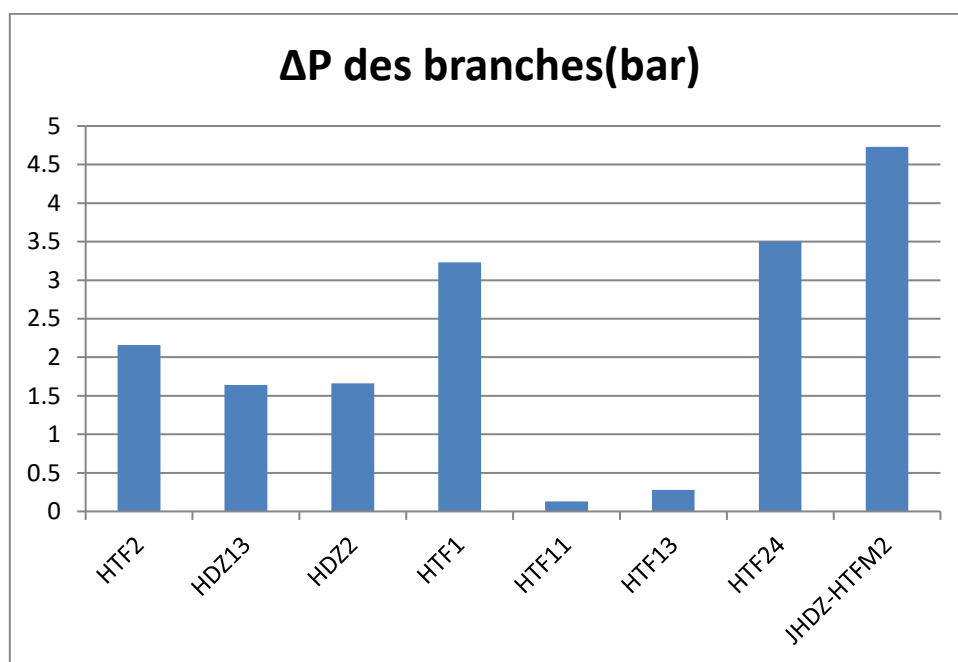


Figure II.5 de perte de charge de système[les étudiants].

L'interprétation

L'augmentation de pertes de charges a cause de la longueur de distance et le faible pression des puits.

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

Remarques

On remarque toutes les branches génèrent relativement de grandes pertes de charges en particulier les branches JHDZ-HTFM2 ,HTF1 et HTF24.

II.9.2 L'analyse de vitesse de fluide

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

$$1 \text{ m/s} \leq V \leq 4,7 \text{ m/s} \quad \text{et} \quad V \leq 1 \text{ m/s} \text{ sous dimensionné}$$

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

Table II.5 Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes.

Pipe	Distance (m)	Diamètre (pouce)	ΔP (bar)	Gradient de pression (bar/km)	Vitesse (m/s)	Remarque
HTF19	850	6	0.77	0.85	2.38	Acceptable
HDZ13	2000	6	1.81	0.905	1.83	Acceptable
HDZ2	695	6	1.64	2.42	3.1	Surdimensionné
HTF1	675	4	3.23	4.78	4.49	Surdimensionné
HTF11	1200	6	0.06	0.05	8.2	Surdimensionné
HTF13	1800	6	0.27	0.15	2.21	Acceptable
HTF24	796	8	3.5	4.55	1.66	Surdimensionné
JHDZ-HYFM2	19458	8	4.73	0.24	0.99	Acceptable
HTF37	1252	6	1.58	1.26	3.67	Surdimensionné

L'interprétation

Les cas acceptables sont HTF19, HDZ13, HTF13 et JHDZ-HTF37 puisque ses paramètres (le gradient de pression et la vitesse) fonctionnent dans l'intervalle précédent mais pour les autres cas ne sont pas compatible ce qui signifie que ces pipelines sont surdimensionné, On va faire une optimisation par changer les diamètres des pipelines surdimensionnés comme suivant

Table II.6 les diamètres des pipes surdimensionnés

Puits	Diameter (pouce)	Gradient pression	Vitesse(m/s)	diamètre optimal (pouce)	Gradient optimal (pouce)	Vitesse optimal (m/s)	Remarque
HDZ2	6	2.42	3.1	8	1.09	2.44	Optimisé
HTF1	4	4.78	4.49	6	4.4	5.00	Non optimisé
HTF11	6	0.05	8.2	8	0.04	0.36	Non optimisé
HTF24	8	4.55	1.66	6	4.68	1.56	Non optimisé
HTF37	6	1.26	3.67	8	1.1	4.22	Optimisé

Remarques

- Par l'optimisation des pipes on obtient des cas acceptables accordées avec les intervalles précédents sont : HTF37 ET HDZ2
- HTF1, HTF11 et HTF24 sont des cas n'optimise pas.

II.9.3 Sensibilité sur la pression de séparation

- On va étudier la production du réseau par rapport la pression de séparation.
- Dans le cas de base le débit d'huile $Q_h = 75(m^3/h)$.

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

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

Table II.7 l'influence des pressions de séparation sur la production globale du champ. [9].

La pression de séparation (bar)	Le débit de production (m3/h)
7	68
8	77
9	78
10	65
12	60

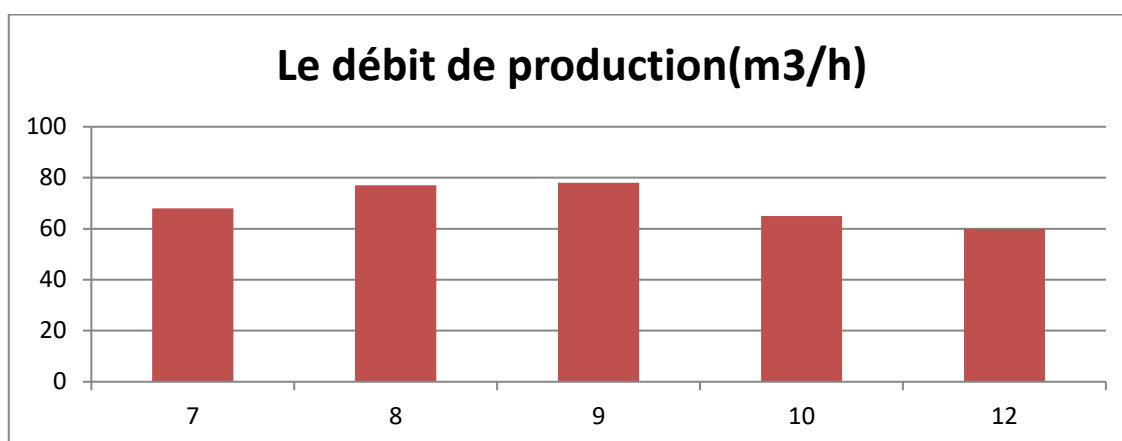


Figure II.6 la production de HTFM2 en fonction a la pression de séparation[les étudiants].

L'interprétation

- La simulation de réseau par Pipesime confirme que l'influence de la pression de séparation n'est pas important presque le même débit de production tandis que cette pression peut avoir un effet notable au niveau d'un puits à faible pression et individuellement.
- Une pression de séparation optimale est entre 8 et 9 bar.
- Une pression de séparation inférieure à 8 bar diffuser un débit important mais avec une mauvaise qualité.
- Une faible pression de séparation engendre une érosion des conduites.

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

II.9.4 Sensibilité sur les jonctions

Pour éviter le freinage de puits sur l'autre on va raccorder les puits selon sa pression (faible ou haut) par lignes différentes.

II.10 Partie économique

Le champ HASSI TARFA est un réservoir d'huile important pour la production totale de HASSI MASOUOD, pour gérer cette production il doit évaluer économiquement et analyser de tous les projets et investissements associés au réservoir durant sa vie. Il doit prendre en compte les coûts de la solution proposée et son délai de réalisation.

II.10.1 Le coût des équipements de surface

Les coûts des installations sont donnés dans le tableau suivant :

Table II .8 Le coût des pipes et des manifolds.

Pipe	Diamètre (pouce)	Longueur(m)	Coût unitaire de pipe (DA)	Coût de pipe en (DA)	Coût de pipe en(\$)
HTF37-MFD2	6	1252	4200	5258400	37560
HDZ2-J2	6	695	4200	2919000	20850
J2-J HDZ	6	650	4200	2730000	19500
2 manifolds				2400000	17142,8
Le coût total				13307400	95052,8

Le coût total est **95052,8(\$)**.

Chapitre II: l'EPF et amélioration de la production

II.11 Conclusion

L'EPF est une partie essentielle dans les équipements de production à cause de faciliter l'écoulement des hydrocarbures.

La technique de modélisation du réseau actuel de HassiTarfa donne une amélioration de la productivité du champ.

Les résultats obtenus d'optimisation de réseau HTFM2 sont :

- ✓ Changements de diamètre des lignes suivant HDZ2 ET HTF37 6" par 8"
- ✓ La pression de séparation est entre 8 et 9 bars.
- ✓ La recombinaison du puits a même potentiel.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Notre étude consiste à améliorer la production dans le champ HTF qui a grande débit de production considérable dans le but de prolonger son plateau.

Cette étude faite par simulation le réseau de collecte précisément au niveau du MFD HTFM2, nous a permis de tirer les conclusions suivantes :

- ❖ La valeur des pertes de charge enregistrées au niveau du réseau de collecte est très importante.
- ❖ Changement des diamètres de quelques pipes inconvenable HDZ2 et HTF37 6" par 8".
- ❖ la pression de séparation qui donne un bon fonctionnement de séparateur au niveau d'EPF est entre 8 et 9 bars.
- ❖ Une faible pression de séparation engendre une érosion des conduites et donne une mauvaise séparation.
- ❖ La recombinaison du puits à même potentiel par L'emplacement des manifolds permet de possibilité de raccordement des autres puits et faire une importante réduction des pertes de charges.

Références

Références

- [1] A. HOUPEURT, Cours production, L. MAILHE, collecte - traitement - stockage, 1974.
- [2] PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization. Schlumberger.
- [3] Y. Kouzmine, 'L'Espace Saharien Algérien : Dynamique démographiques et migratoires ', Maitrise de Géographie, Université de Franche -Comté, 2003.
- [4] Aïd Abdelkader " L'étude de l'impact d'EPF sur la production application au champ de Hassi Tarfa université d'Ouargla, 2018.
- [5] AmirDjouambi, Moustapha Bourouila et RandaMalle" Modélisation et optimisation du système de production du champ RAMA-RAA " université d'Ouargla, 2017.
- [6] Bessahraoui Islam, NedjarIlies, MalkiAbdelnour"Optimisation de réseau de collecte champ HTF au niveau du MFD HTFM2 par la mise en place d'un system de production EPF, université d'Ouargla, 2020.
- [7] Lakrem et Abbas, " Analyse et diagnostique du réseau de collecte de satellite S1A".
- [8] Document EXPLORATION/SONATRACH.
- [9] Data Bank Sonatrach HassiMessaoud division production, IRARA.

Annexes

Annexes

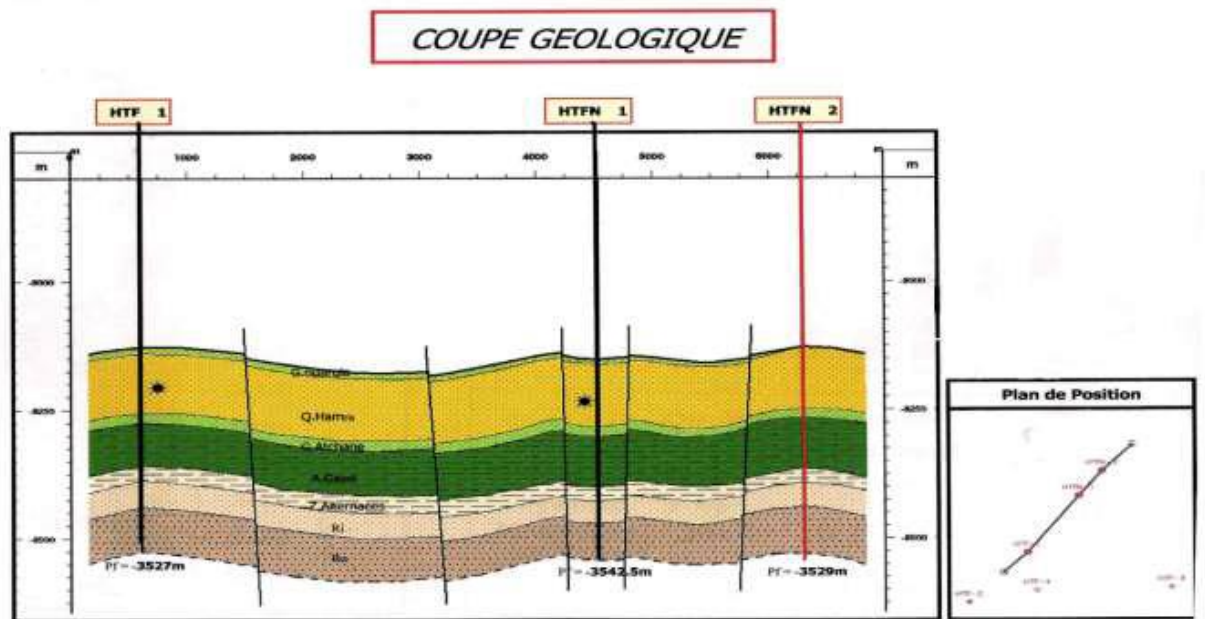


Figure 1 : coupe géologique NE-SW [3].

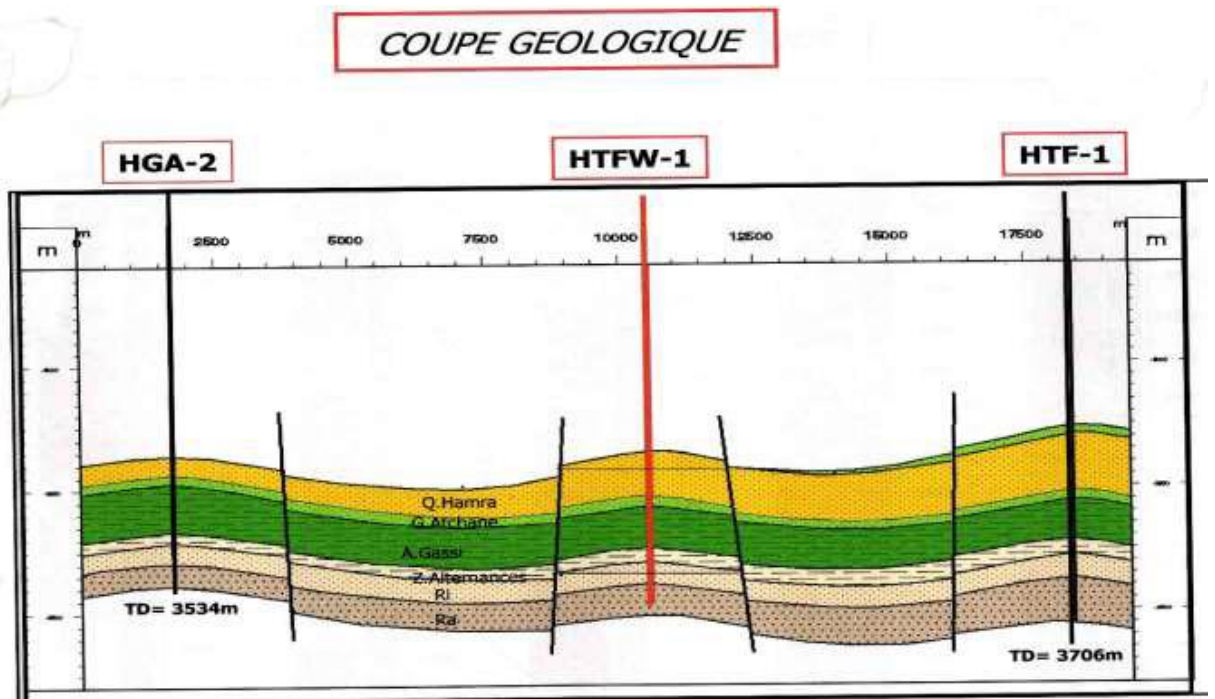


Figure 2: coupe géologique NW-SE [3].

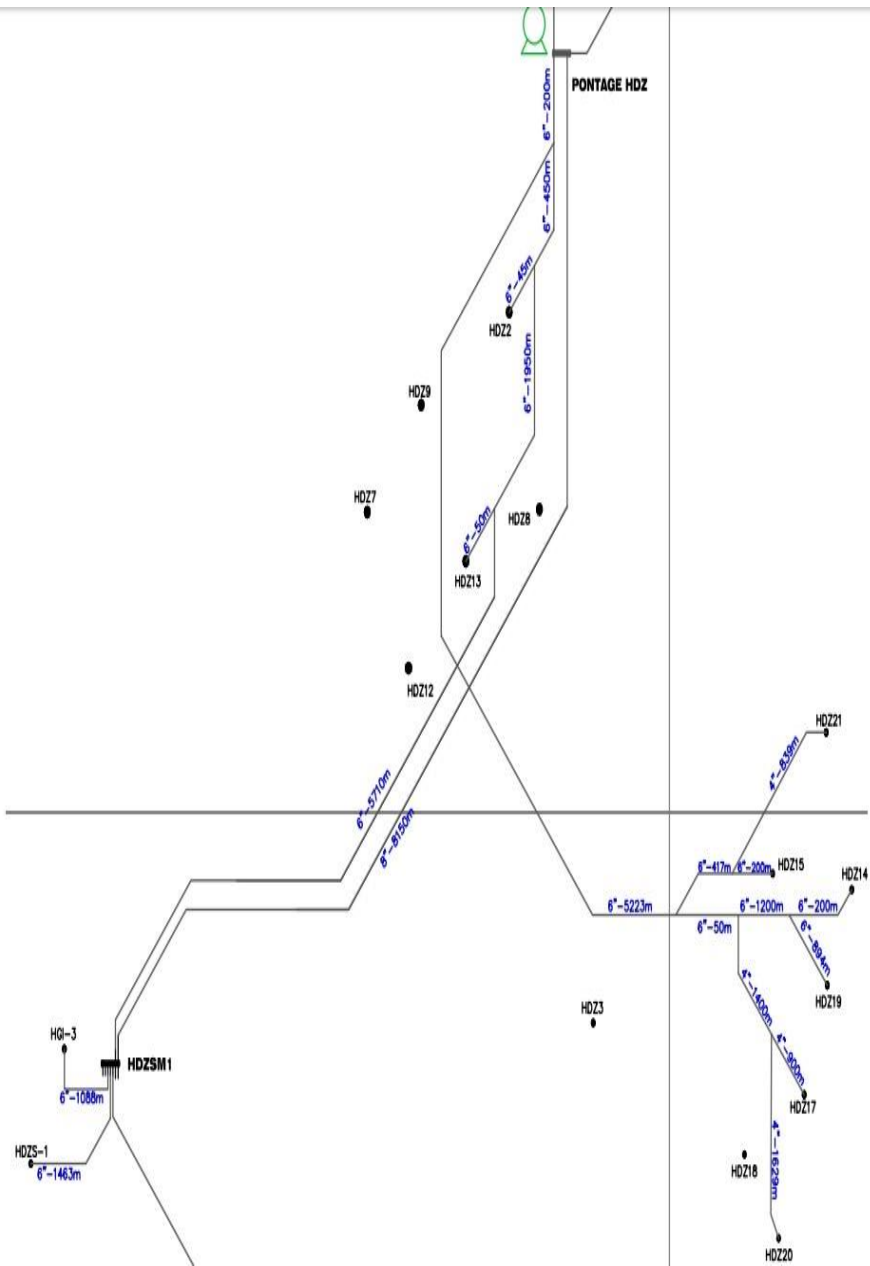


Figure 3 champ HTF [9].

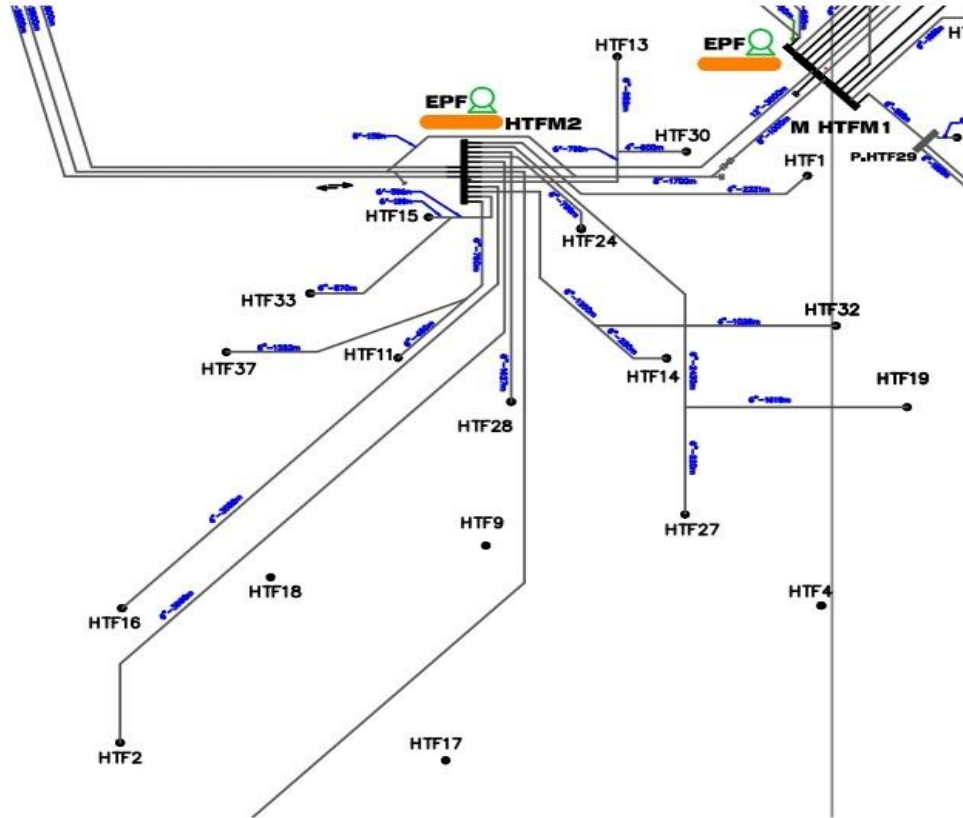


Figure 4 champ HTF [9].

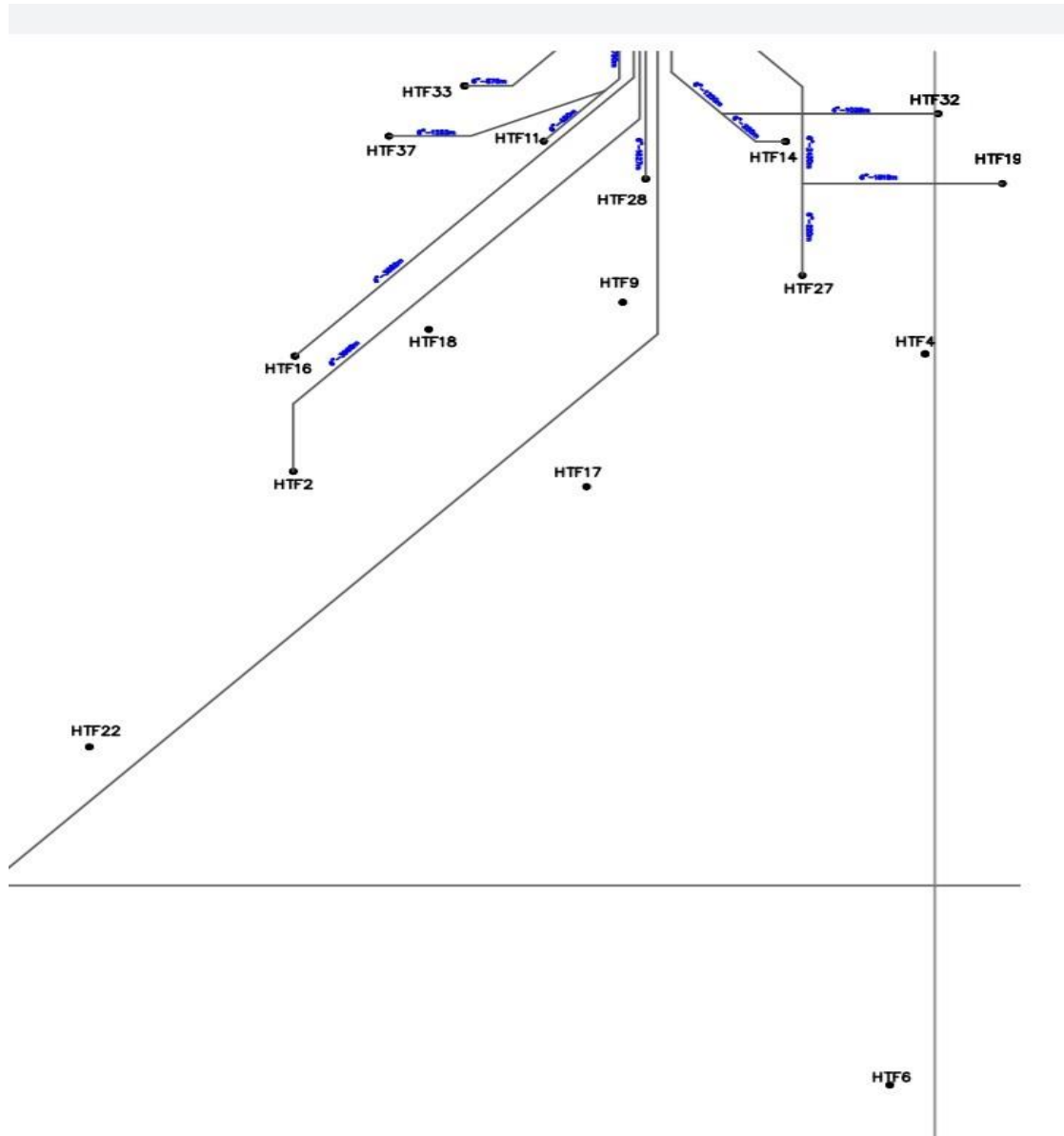


Figure 5 champ HDZ [9].

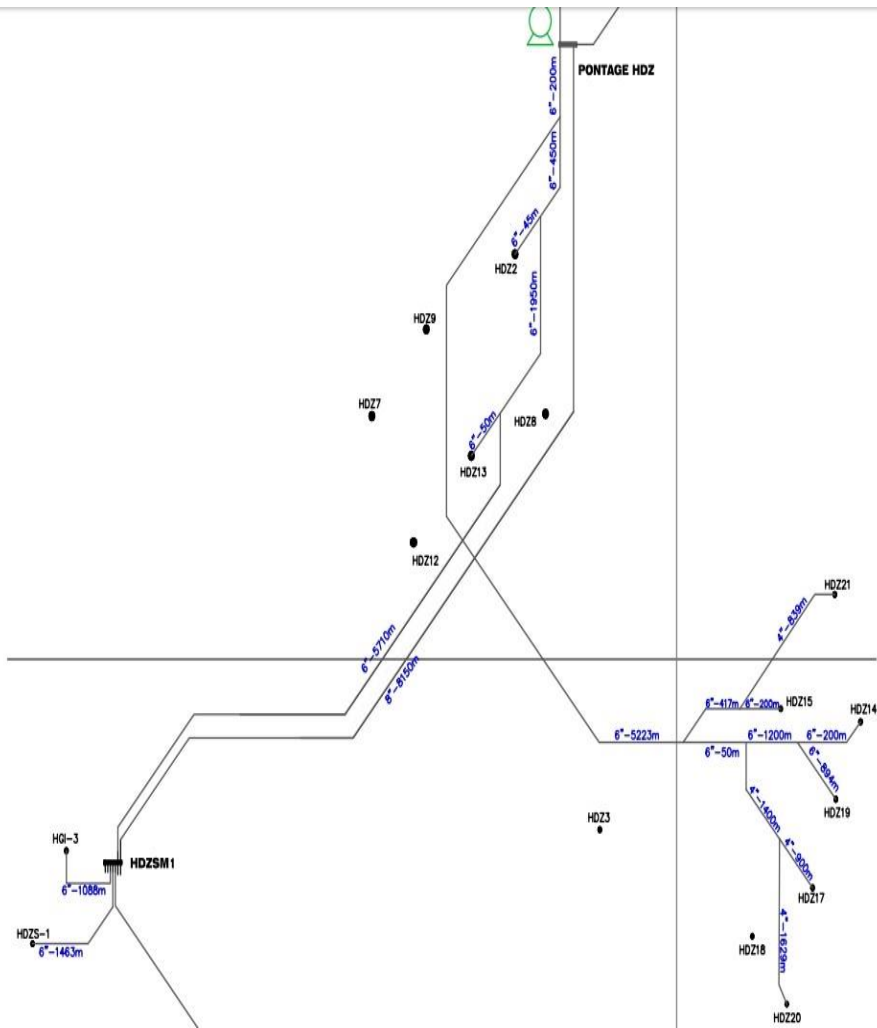


Figure 6 HTFM2 [9].

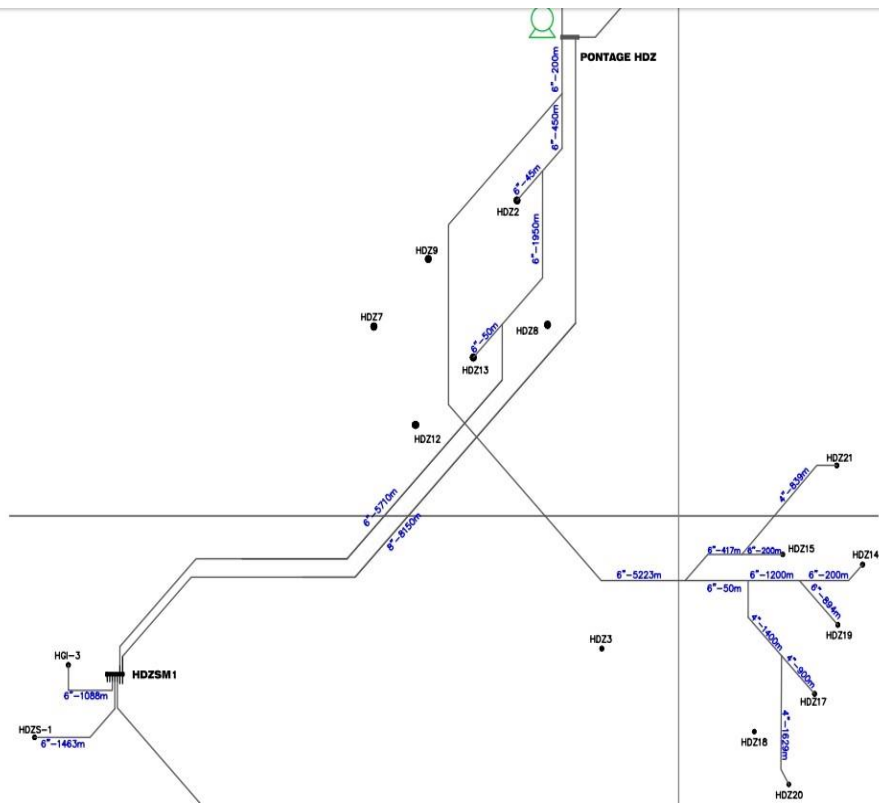


Figure 7 pontage de HDZ [9].

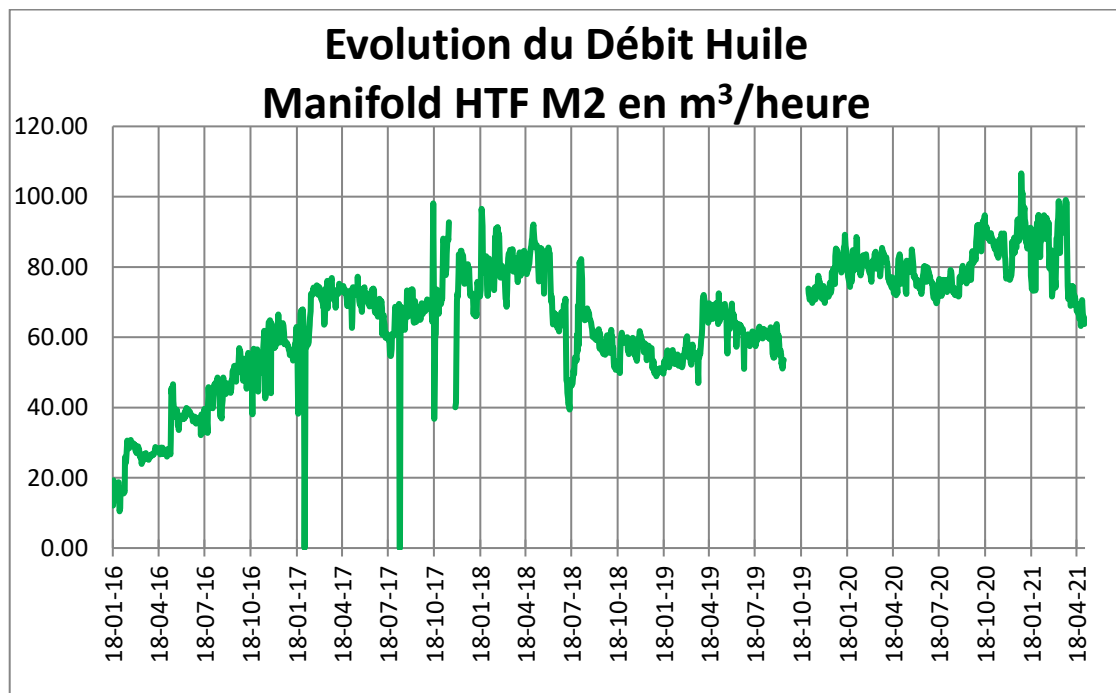


Figure 8 Evolution du débit huile manifold HTF M2 en $m^3/heure$ [9].

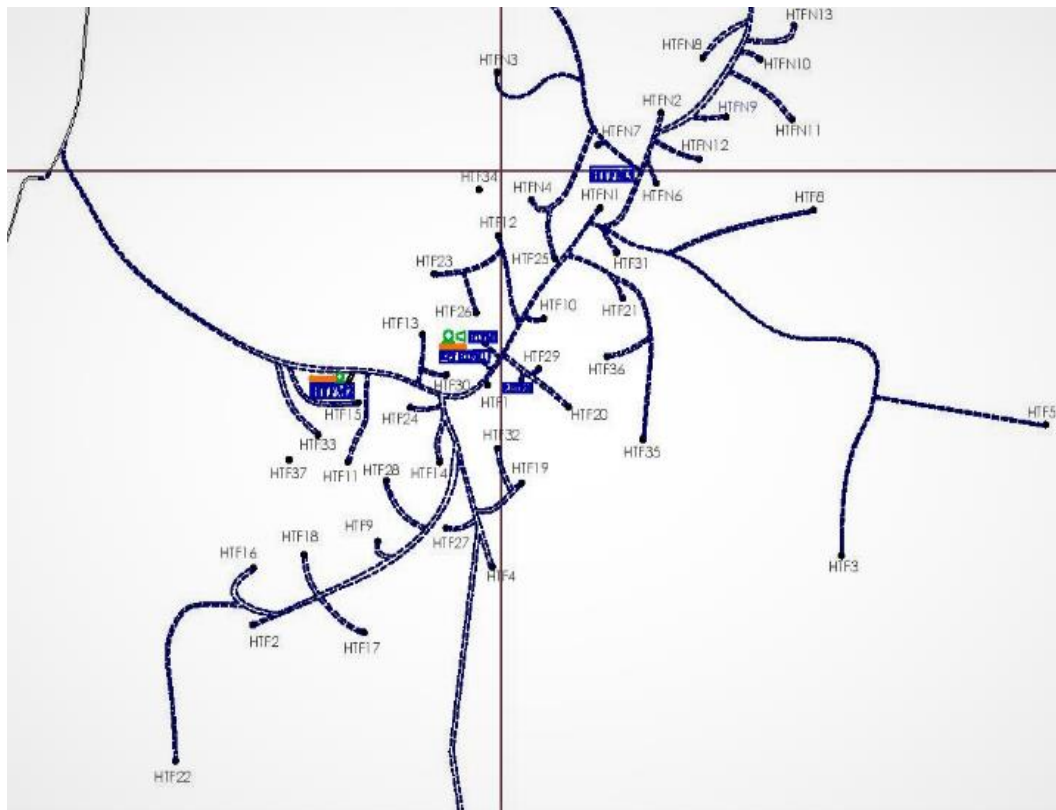


Figure 9 les puits connectés à HTF [9].

Fluid manager

Fluids Fluid mapping

Fluid	Gas ratio type	Gas ratio	Gas ratio unit	Water ratio type	Water ratio	Wa
1 BOFluid 1	GOR	741.125	SCF/STB	Watercut	0	%
2 BOFluid HTF2	GOR	1398.031	SCF/STB	Watercut	0	%
3 BOFluidHDZ13	GOR	774.8125	SCF/STB	Watercut	0	%
4 BOFluidHDZ14	GOR	887.1042	SCF/STB	Watercut	0	%
5 BOFluidHDZ2	GOR	544.6146	SCF/STB	Watercut	0	%
6 BOFluidHTF1	GOR	58	SCF/STB	Watercut	0	%
7 BOFluidHTF11	GOR	144	SCF/STB	Watercut	0	%
8 BOFluidHTF13	GOR	870.2605	SCF/STB	Watercut	0	%
9 BOFluidHTF14	GOR	932.0209	SCF/STB	Watercut	0	%
10 BOFluidHTF16	GOR	859.0313	SCF/STB	Watercut	0	%
11 BOFluidHTF19	GOR	741.125	SCF/STB	Watercut	0	%
12 BOFluidHTF24	GOR	505.3125	SCF/STB	Watercut	0	%
13 BOFluidHTF33	GOR	786.0417	SCF/STB	Watercut	0	%
14 BOFluidHTF37	GOR	1033.083	SCF/STB	Watercut	0	%

Figure 10 les modèle des fluide [ETUDIANT PAR PIPESIM].

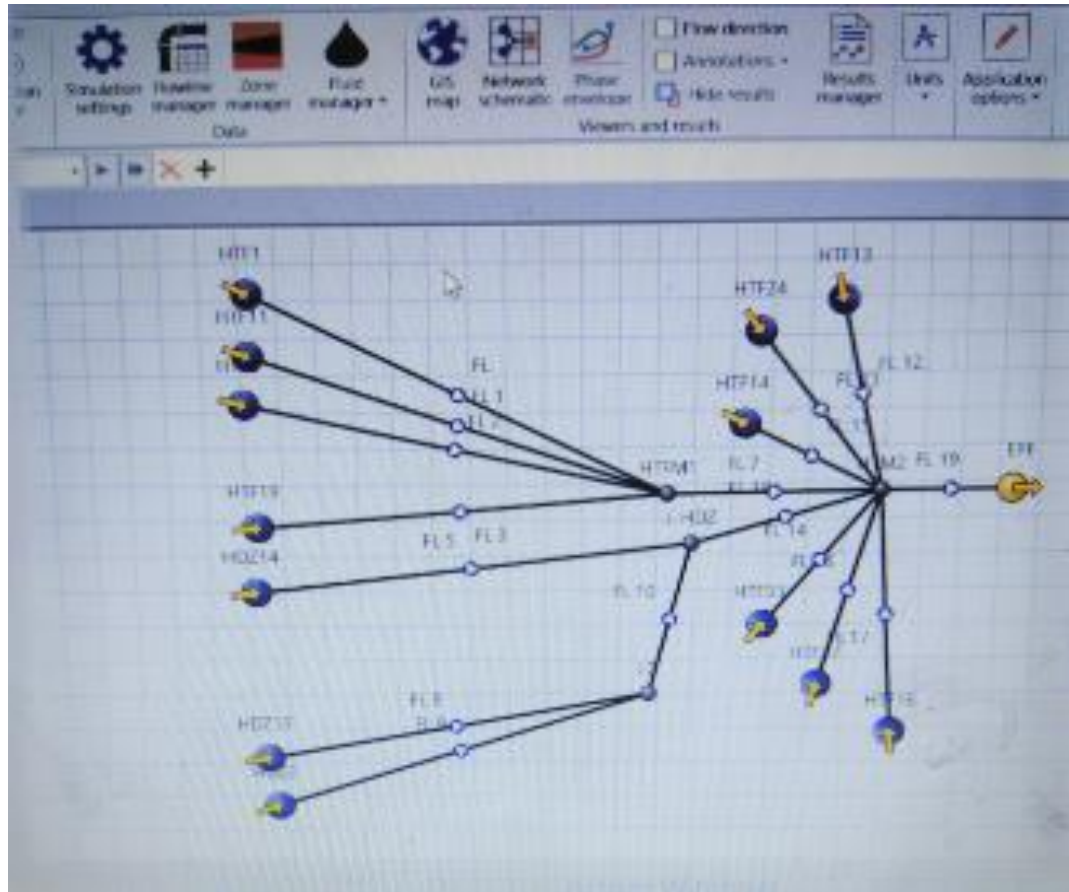


Figure 10 Le réseau crée par le PIPESIM [ETUDIANT PAR PIPESIM].

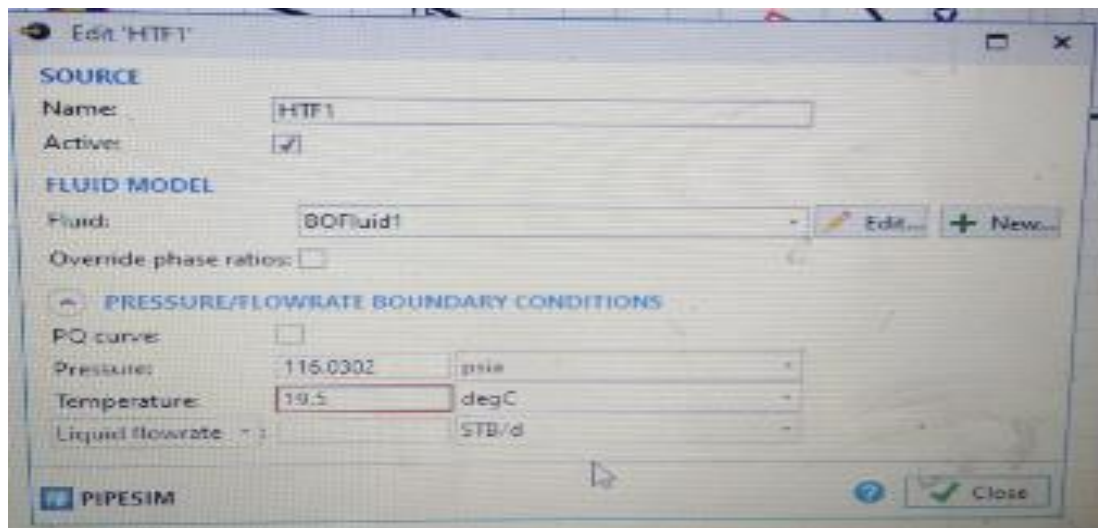


Figure 11 insertion les sources (puit) [ETUDIANT PAR PIPESIM].

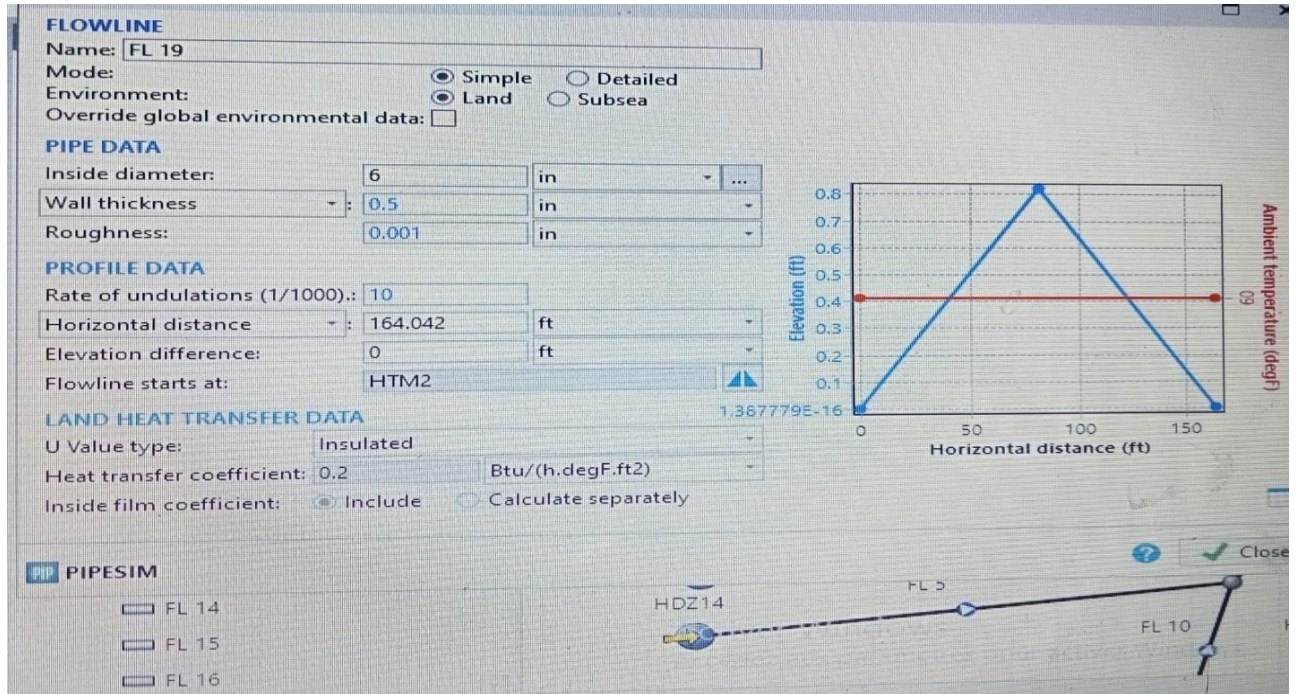


Figure 12insertion les flow lines (pipe. [ETUDIANT PAR PIPESIM].

Network simulation

Name: Network simulation
Description:

Network simulation | Node/Branch results | Profile results

Boundary conditions | Rate constraints

Type filter: All
Override phase ratios:

Required P,Q specifications: 13
Supplied P,Q specifications: 13

Name	Type	Active	Pressure (P) psia	Flowrate type	Flowrate (Q)	Flo
1 HDZ13	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	210.3047	Liquid	-	STB/d
2 HDZ14	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	233.5108	Liquid	-	STB/d
3 HDZ2	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	261.0679	Liquid	-	STB/d
4 HTF1	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	116.0302	Liquid	-	STB/d
5 HTF11	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	162.1522	Liquid	-	STB/d
6 HTF13	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	166.7934	Liquid	-	STB/d
7 HTF14	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	171.1445	Liquid	-	STB/d
8 HTF16	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	182.7475	Liquid	-	STB/d
9 HTF19	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	174.0453	Liquid	-	STB/d
10 HTF2	Source	<input type="checkbox"/>				
11 HTF24	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	214.2207	Liquid	-	STB/d
12 HTF33	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	177.6712	Liquid	-	STB/d
13 HTF37	Source	<input checked="" type="checkbox"/>	185.6483	Liquid	-	STB/d
14 EPF	Sink	<input checked="" type="checkbox"/>	130.534	Liquid	-	STB/d

Figure 13 simulation de réseau [ETUDIANT PAR PIPESIM].

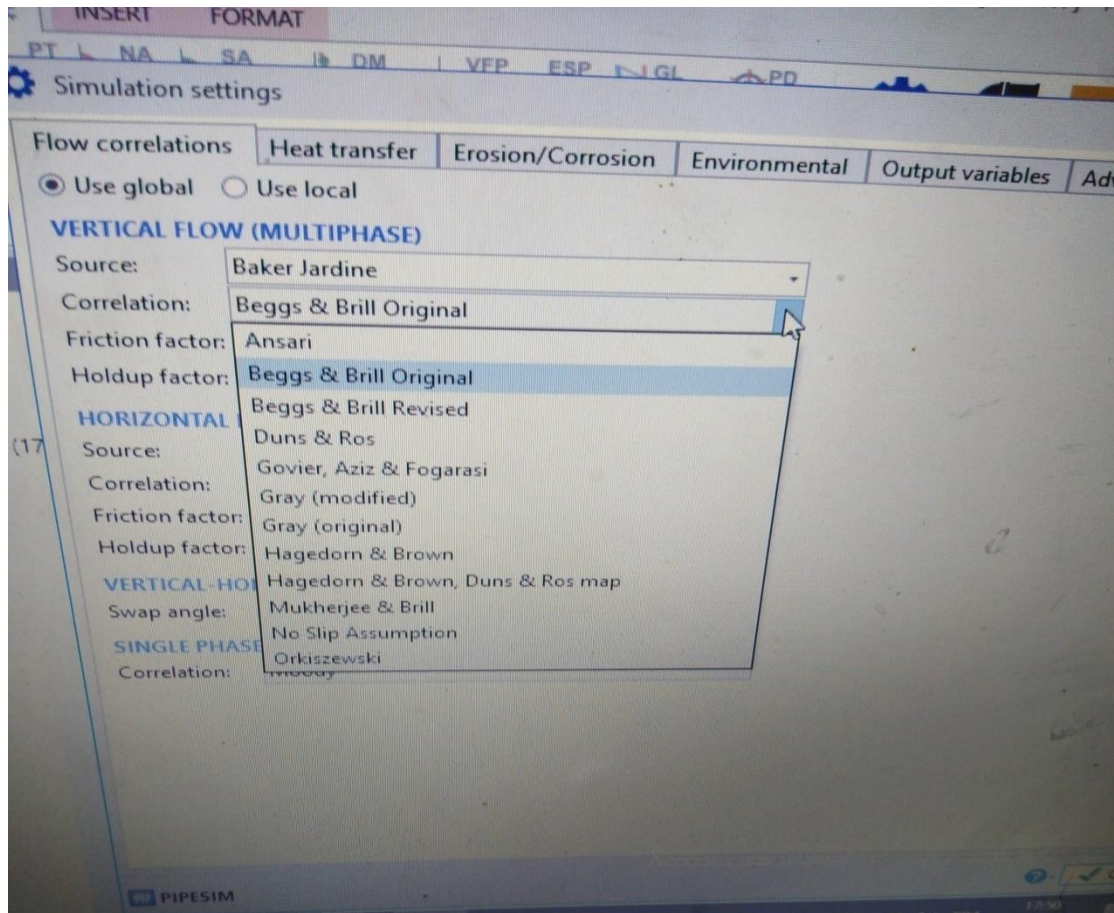


Figure 14 choix de corrélation de simulation[ETUDIANT PAR PIPESIM].

Table 1 Les puits actifs de champ HTF[9].

Puits	Observation	Date de Fermeture
HDZ13	actif	-
HDZ14	Actif	-
HDZ17	Actif	-
HDZ19	Actif	-
HDZ2	Actif	-
HDZ20	Actif	-
HDZ21	Actif	-
HDZS1	Actif	-
HGI3	Fermé	21-12-2020
HGI4	Actif	-
HTF1	Actif	-
HTF11	Actif	-
HTF13	Actif	-
HTF14	Actif	-
HTF15	Fermé	23-04-2016
HTF16	Actif	-
HTF19	Actif	-
HTF2	Fermé	12-02-2019
HTF24	Actif	-
HTF27	Fermé	21-10-2018
HTF30	Fermé	06-01-2019
HTF32	Actif	-
HTF33	Actif	-
HTF37	Actif	-

**Table 2 Données des liaisons puits-manifold/manifold –manifold /manifold
EPF[9] .**

PIPE	Diametre (POUCE)	Longueur(m)	Rugosité (mm)
HTF1-MFD1	4	675	0.0018
HTF11-MFD1	6	1200	0.0018
HTF2-MFD1	6	800	0.0018
HTF19-MFD1	6	850	0.0018
MFD1-MFD2	12	3000	0.0018
HTF13-MFD2	6	562	0.0018
HTF24-MFD2	8	796	0.0018
HTF14-MFD2	6	1500	0.0018
HTF33-MFD2	6	570	0.0018
HTF37-MFD2	6	1252	0.0018
HTF16-MFD2	4	3000	0.0018
HDZ14-J 9HDZ,	6	5823	0.0018
HDZ13-J2	6	2000	0.0018
HDZ2-J2	6	695	0.0018
J2-J HDZ	6	650	0.0018
J HDZ-HTFM2	8	19458	0.0018
MFD2-SEP	6	50	0.0018

Table 3 les données de jaugeage [9].

Puits	Date jaugeage	Diam, Duse (mm)	DébitHuile(S m ³ /h)	GOR	DébitGaz (Sm ³ /J)	Pression Pt Kg/cm ²	Pression Pp Kg/cm ²	Eau Prod l/h		
HDZ13	10-01-2021	9,5	2.69	138	8924.16	21.5	14.5	0	-	
HDZ14	07-04-2021	10	6.1	158	23128.32	39.3	16.1	0	-	
HDZ17	26-03-2021	9	3.15	104	7858.56	28.5	18	575	-	
HDZ19	25-03-2021	9	6.48	109	16960.8	51.09	18.58	0	-	
HDZ2	25-03-2021	8	3.48	97	8104.56	32.33	15.1	0	-	
HDZ20	26-03-2021	9	7.85	142	26746.56	65.9	18.8	0	-	
HDZ21	30-12-2020	9	1.4	179	6016.8	21.1	17.23	0	-	
HDZS1	07-04-2021	9	3.25	147	11483.28	26.4	17.7	0	-	
HGI3	24-10-2020	9		104	11604.72	33.77	17.92	0	21-12-2020	WORK-OVER EN COURS
HGI4	04-11-2020	8	4.39	36	3793.44	50.6	31.6	0	-	
HTF1	08-12-2020	8	1.21	58	1681.92	17.7	8	0	-	
HTF11	19-01-2021	10	4.36	144	15053.52	22.43	11.18	0	-	
HTF13	25-04-2021	11	3.21	155	11938.56	19	11.5	0	-	
HTF14	15-11-2020	12.5	4.15	166	16513.68	16.7	11.8	0	-	
HTF15	05-02-2021	9.53		68	5194.08	23.21	9	0	23-04-2016	Puits INEXPLOITABL
HTF16	26-12-2020	9	0.6	153	2205.84	15.7	12.6	0	-	
HTF19	27-12-2020	9	2	132	6335.04	19.5	12	0	-	
HTF2	01-05-2017	8		249	4066.56	11	8.8	0	12-02-2019	Puits sec
HTF24	03-04-2021	9	1.58	90	3416.4	18.99	14.77	0	-	
HTF27	17-05-2019	9.53		101	3815.04	16.1	5	0	21-10-2018	Puits sec
HTF30	26-09-2018	9.53		140	14355.6	35.1	5	0	06-01-2019	ATTENTE FRACTURATIO
HTF32	18-01-2021	9	2.39	119	6838.8	18.35	12.24	0	-	
HTF33	10-01-2021	8	2	140	6720.48	22.5	12.25	0	-	
HTF37	05-04-2021	9	7.24	184	31984.08	51.3	12.8	0	-	

Tableau de jaugeage de séparateur HTFM2[9].

DATE	pression pompage kg/cm ²	Moyenne Journalière		
		P Amont Manifold Kg/cm ²	Pression séparation Kg/cm ²	Débit Huile m ³ /h
01-04-2021	19	10.5	9.5	70.9
02-04-2021	19	10.4	9.5	74.4
03-04-2021	19	10.4	9.5	74.6
04-04-2021	19	10.3	9.4	71.8
05-04-2021	19	10.5	9.6	71.5
06-04-2021	19	10.3	9.4	68.9
07-04-2021	18	10.3	9.4	69.2
08-04-2021	19	10.3	9.4	72.3
09-04-2021	19	10.4	9.5	74.6
10-04-2021	19	10.3	9.4	74.0
11-04-2021	19	10.4	9.5	74.4
12-04-2021	19	10.3	9.5	72.1
13-04-2021	18	10.3	9.5	70.7
14-04-2021	18	10.3	9.4	71.7
15-04-2021	18	10.2	9.4	70.7
16-04-2021	18	10.2	9.4	68.9
17-04-2021	18	10.3	9.4	69.7
18-04-2021	18	10.3	9.4	67.5
19-04-2021	18	10.3	9.4	67.2
20-04-2021	17	10.2	9.4	67.3
21-04-2021	18	10.2	9.4	66.8
22-04-2021	17	10.2	9.4	66.2
23-04-2021	17	10.1	9.4	65.3
24-04-2021	17	10.2	9.4	65.6
25-04-2021	18	10.2	9.4	66.3
26-04-2021	17	10.2	9.4	63.2
27-04-2021	17	10.2	9.4	64.6
28-04-2021	17	10.3	9.5	67.2
29-04-2021	18	10.4	9.6	70.6
30-04-2021	17	10.3	9.5	67.1
01-05-2021	18	10.3	9.5	65.0
02-05-2021	18	10.4	9.5	65.8

