

N° Série:/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Hocine Mohamed Youcef, Benboulaid Moustafa

-THÈME-

Modélisation et optimisation du système de production cas du champ de Hassi Dzabat

Soutenu le : 24/06/2018

Devant la commission d'examen :

Président : Mr.Ghali Ahmed

U.K.M.OUARGLA

Examineur : Mr.Lebtahi Hamid

U.K.M.OUARGLA

Promoteur : Mr. Chetti Djamel Eddine

U.K.M.OUARGLA

Année universitaire : 2017/2018

REMERCIEMENTS

Avant tout nous remercions "Allah" tout puissant qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour accomplir ce modeste travail. Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

Que nos chers parents et familles, trouvent ici l'expression de nos remerciements les plus sincères et les plus profonds en reconnaissance de leurs sacrifices, aides, soutien et encouragement.

Nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr Chetti Djamel Eddine.

*Un Grand Mercii Passer aux ingénieurs du DEP (Sonatrach)
Mme Messai Meryam , Bouchama Farid , Zaidi Nacer*

Nous exprimons également notre gratitude à tous les enseignants, ingénieurs et professeurs qui n'ont préservé aucun effort à fin de transmettre leur savoir et leurs expériences aux étudiants.

Enfin, nous remercions tous ceux ou celles qui ont contribué de près ou de

loin à l'accomplissement de ce mémoire.

A vous tous, un grand Merci.

DEDICACE

• *Pour chaque début il y a une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.*

• *Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années d'étude à:*

• *Ceux qui méritent le plus ma reconnaissance, ma gratitude et mon grand amour, ceux qui m'ont apporté toujours soutien et bonheur dans la vie :*

• *Pour toi, très chère mère, pour toi très respectueux père, vous les plus chers de mon cœur, vous qui m'aviez entouré de nobles sentiments.*

• *Pour Ma grand-mère et Mon grand-père : Malika & Saïd*

• *Pour Ma grand-mère et mon oncle Rabi Yarhimehom : Louiza ,Lakhder*

• *Pour la belle chose dans ma vie : ma chère sœur Djihane*

• *Pour Toi Futur Dr Raouia*

• *Pour Mon frère le binôme dans ce travail : Benboulaïd Mousatafa*

• *A tout mes amis qui m'ont montrés le sens de l'amitié : Tako , Islem ,Hamoudi , Koki , Ilyes ,Ridha ,Yakoub ,Fethi, Omar , Dia , Rabeñ , Hakou.*

• *A ma grande famille : Hocine , Yalaoui , Diffellah , Khiredidine , Hamidi , Mabrouki , Choukri.*

HOCINE MOHAMED YUCEF



Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A l'âme de mon grand-père Moustafa Benboulaid .

*A mes chères sœurs
A mes chers frères
A toute ma grande famille.
A tous mes amis.
A tous mes camarades
A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

Benboulaid Moustafa

BOTANICAL BEAUTY

Résumé

Le gisement d'huile de Hassi Dzabat (HDZ) est l'une des zones périphériques du champ de Hassi Messaoud avec des réserves en place estimées à 56 million m³.

18 puits ont été forés pour exploiter ces hydrocarbures dont quatre (04) puits sont actuellement ouverts et les autres sont soit fermés ou n'ont pas été mis en production du fait de leurs faibles pressions de tête.

Pour exploiter les HC de ce gisement, une série d'actions doit être réalisées pour créer une nouvelle installation de surface qui sert d'une part à donner la possibilité d'exploitation des puits fermés à faible pression de tête et d'autre part d'augmenter le potentiel des puits qui sont déjà ouverts pour but final d'améliorer la production, parmi ces étapes :

- ✓ Révision de l'architecture du réseau de collecte dans le but d'éliminer les raccords en jonction et par conséquent éviter le freinage des flux entre les puits.
- ✓ L'installation des nouveaux manifolds.
- ✓ L'installation d'un séparateur à pression optimale et des pompes permettant de véhiculer les fluides vers le centre sud.

Afin d'identifier l'optimum des conditions opérationnelles et d'augmenter la production totale, une étude d'optimisation est faite pour définir le minimum des pertes de charges possibles dans le nouveau système de production du champ HDZ.

Mots clés : gisement, réserves, exploiter, production, potentiel, optimisation, installation de surface.

Abstract

The Hassi Dzabat oil field (HDZ) is one of the peripheral zones of the Hassi Messaoud field with reserves in place estimated at 56 million m³.

18 wells have been drilled to exploit these hydrocarbons of which four (04) wells are currently open and the others are closed or have not been put into production because of their low pressure.

In order to exploit the HCs of this deposit, a series of actions must be carried out to create a new surface facility that will allow one hand to operate closed wells at low pressure and secondly to increase the potential. wells that are already open for the ultimate goal of improving production, among these steps:

- ✓ Revision of the collection network architecture in order to eliminate the junction connection and thus avoid the braking of the flows between the wells.
-

✓ The installation of new collectors.

✓ Installation of an optimal pressure separator and pumps to route fluids to the south center.

In order to identify the optimal operating conditions and to increase the total production, an optimization study is carried out to define the minimal possible pressure losses in the new production system of the HDZ field.

Keywords: oil field, reserves, exploit, production, potential, optimization, surface installation.

الملخص

حقل البترول حاسي زعباط (HDZ) هو واحد من المناطق الطرفية في حقل حاسي مسعود حيث يوجد احتياطي في المكان يقدر ب 56 مليون متر مكعب.

وقد تم حفر 18 بئرا لاستغلال هذه المحروقات التي منها أربعة (04) آبارا مفتوحة حاليا والباقي مغلق أو لم يدخل حيز الإنتاج بسبب ضغطها المنخفض.

لاستغلال هذه المحروقات ، يجب تنفيذ سلسلة من الإجراءات لإنشاء مرفق جديد يسمح باستغلال آبار مغلقة ذات ضغط منخفض وثانيا لزيادة قدرة آبار مفتوحة بالفعل لتحقيق الهدف النهائي المتمثل في تحسين الإنتاج ، من بين هذه الخطوات:

✓ مراجعة هيكل شبكة الجمع من أجل إزالة نقطة الالتقاء وبالتالي تجنب فرملة التدفقات بين الآبار.

✓ تركيب جامعات جديدة.

✓ تركيب فاصل ومضخات ضغط مثالية لتوجيه السوائل إلى مركز الجنوب.

من أجل تحديد ظروف التشغيل المثالي وزيادة الإنتاج الكلي ، يتم إجراء دراسة مثالية لتحديد الحد الأدنى من خسائر الضغط المحتملة في نظام الإنتاج الجديد في مجال حاسي زعباط (HDZ).

الكلمات المفتاحية: حقل نפט ، احتياطيات ، استغلال ، إنتاج ، إمكانات ، تحسين ، تركيب سطحي.

Table des Matières

Table des Matières

Remercîment

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des algorithmes

Liste des histogrammes

Abréviations, Symboles et Unité de mesure

Introduction générale1

Chapitre I : Généralité sur le gisement de Hassi Dzabat

I.1.Situation géographique2

I.2.Lithostratigraphie3

 I.2.1.Le Paléozoïque3

 I.2.2. Le Mésozoïque3

 I.2.3. Cénozoïque4

I.3. Historique du développement de Hassi Dzabat4

I.4. Analyse de production d'huile5

I.5. Choix du champ à étudier7

I.6. Problèmes d'exploitation7

 I.6.1. Les dépôts d'asphaltènes7

 I.6.2. Dépôts de chlorure de sodium7

 I.6.3. Venues de sable8

Chapitre II : Généralité sur le réseau de collecte

II.1. Introduction9

II.2. Classification des conduites9

II.3. plans de collectes9

 II.3.1. Liaisons individuelles9

II.3.2. Liaison par collecteurs	10
II.3.3. Autres types de liaison	11
II.4. Les manifolds	11
II.5. Les séparateurs	12
II.5.1 Les différents types de séparateurs	13
II.5.1.1 Séparateur vertical	13
II.5.1.2. Séparateur horizontal	14
II.5.1.3. Séparateur sphérique	15
II.5.2. Avantage et inconvénients des différents types de séparateurs	15
II.6. Généralité sur les pompes.....	16
II.6.1. Le choix d'une pompe	17
II.7. Le réseau de collecte sud	17
II.8. Conclusion	18

Chapitre III. Analyse nodale

III.1. Introduction	19
III.2. Analyse des pertes de charges	19
III.3. Les différentes positions des nœuds	20
III.4. Principe de l'analyse nodale	21
III.5. Ecoulement multiphasique	22
III.5.1. Types d'écoulement	22
III.5.2. Ecoulement multiphasique dans la duse	23
III.6. Conclusion	25

Chapitre IV : Modélisation et optimisation des puits

IV.1. Introduction	26
IV.2. Modélisation et optimisation des puits par PIPESIM	26
IV.2.1. PIPESIM	26
IV.2.2. Etude d'IPR	26
1. Le modèle du réservoir	26
2. Les données des essais des puits	26
3. Les données de jaugeage	28
4. Les données de PVT	28
IV.2.3. Etude d VLP	29

1. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (dans le tubing)	29
2. Profil de pression des puits	31
3. L'analyse nodale	32
IV.3. Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité	34
IV.4. Conclusion	41
Chapitre V : Modélisation et optimisation du réseau de collecte actuel et proposé	
V.1. Introduction	42
V.2. Modélisation du système de production (puits-réseau) avec les contraintes actuelle	42
V.2.1. Procédure de travail	43
V.2.2. Structure actuelle de réseau de collecte	44
V.2.3. Résultat obtenue	45
V.3. Modélisation du système de production (puits-réseau) avec l'installation proposée	48
V.3.1. Structure proposé de réseau de collecte	49
V.3.2 Résultats simulés par le PIPESIM de l'installation proposée	50
V.3.3. Le choix de longueur et diamètre convenable des pipes	51
V.3.4. Etude de l'influence de changement de débit cumulé en fonction de la pression de séparateur	53
V.4. Design de la pompe à installer	56
V.5. Conclusion	58
Chapitre VI : Etude économique	
VI.1. Introduction	59
VI.2. Investissement dans le projet de la nouvelle installation	59
VI.2.1. Calcul des coûts des pipes	59
VI.2.2. Coût des équipements de surface	60
VI.3. Etude de Sensibilité sur le revenu et le gain au prix du brut	60
VI.4. Conclusion	61
Conclusion générale	62
Recommandation	63
Références	64

Annexe A : Analyse nodale.

Annexe B : Les corrélations de l'écoulement vertical des puits.

Annexe C : Profil de pression des puits.

Annexe D : Point de fonctionnement des puits après le matching.

Annexe E : Point de fonctionnement des puits après l'actualisation.

Annexe F : Sensibilité sur le GOR des puits .

Annexe G : Sensibilité sur le diamètre de duse des puits.

Annexe H : Sensibilité à la pression de gisement des puits .

Annexe I : Sensibilité à la pression de tête des puits.

Annexe J: fiche stratigraphique et technique.

Liste des Figures

Chapitre I :

Figure I.1. Situation du champ de Hassi Dzabat	2
Figure I.2. Limites du périmètre du permis d'exploitation du gisement de Hassi Dzabat	3
Figure I.3. Colonne stratigraphique.....	4
Figure I.4. Etat actuel des puits	5
Figure I.5. Production cumulée du champ	6
Figure I.6. Production cumulée d'huile par puits	6

Chapitre II :

Figure II.1. Liaison individuelles	10
Figure.II.2. Liaison par collecteurs	11
Figure II.3. Exemple d'un séparateur	12
Figure II.4. Vue détaillée séparateur huile/gaz vertical 2 phases	13
Figure II.5. Vue détaillée d'un séparateur triphasique	14
Figure II.6. Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique	14
Figure II.7. Séparateur Sphérique 2 phases	15

Chapitre III :

Figure III.1. Les différentes pertes de charge dans le système de production	20
Figure III.2. Position des différents nœuds.....	20
Figure III.3. Détermination de la capacité d'écoulement	22
Figure III.4. Régime d'écoulement vertical.....	23
Figure III.5. Régime d'écoulement horizontal	23
Figure III.6. Régimes d'écoulement à travers la duse	25

Chapitre IV

Figure IV.1. Les corrélations de l'écoulement vertical puits HDZ13	30
Figure IV.2. Les corrélations de l'écoulement vertical puits HDZ17.....	30
Figure IV.3. Profil de pression puits HDZ13.....	31
Figure IV.4. Profil de pression puits HDZ17.....	31
Figure IV.5. IPR et VLP puits HDZ13	32
Figure IV.6. IPR et VLP puits HDZ17	32
Figure IV.7. Point de fonctionnement du puits HDZ13	33
Figure IV.8. Point de fonctionnement du puits HDZ17	33
Figure IV.9. Sensibilité sur le GOR pour le puits HDZ13	34

Figure IV.10. Sensibilité sur le GOR pour le puits HDZ17	35
Figure IV.11. Sensibilité sur le diamètre de duse pour le puits HDZ13.....	36
Figure IV.12. Sensibilité sur le diamètre de duse pour le puits HDZ17.....	36
Figure IV.13. Sensibilité sur la PG pour le puits HDZ13.....	38
Figure IV.14. Sensibilité sur la PG pour le puits HDZ17.....	38
Figure IV.15. Sensibilité sur la Pt pour le puits HDZ13	39
Figure IV.16. Sensibilité sur la Pt pour le puits HDZ17	40

Chapitre V :

Figure.V.1. Réseau de collecte du champ HDZ	44
Figure.V.2. La construction actuelle du réseau de collecte sur PIPESIM	45
Figure V.3. La construction proposée du réseau de collecte sur PIPESIM	49
Figure V.4 Installation proposée de réseau de collecte sur le champ HDZ	49

Liste des Tableaux

Chapitre II :

Tableau II.1 : Comparaison des performances des différents types de séparateurs.....	16
--	----

Chapitre IV:

Tableau IV.1. Données des essais des puits	27
Tableau IV.2. Données de jaugeage	28
Tableau IV.3. Données de PVT	28
Tableau IV.4. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17.....	35
Tableau IV.5. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17.....	37
Tableau IV.6. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17.....	39
Tableau IV.7. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17.....	40

Chapitre V:

Tableau.V.1. Les données des collectes	42
Tableau.V.2. Données des puits	43
Tableau.V.3. Paramètres simulés par le PIPESIM cas de base	45
Tableau.V.4. Régime d'écoulement à travers la duse	46
Tableau.V.5. Les vitesses des fluides	48
Tableau.V.6. Paramètres simulés par le PIPESIM avec $P_{\text{sép}}$ 17 bars	50
Tableau.V.7. La vitesse moyenne de fluide pour différents diamètres de pipes	51
Tableau.V.8. Paramètres simulé par le PIPESIM avec $P_{\text{sép}}$ 10 bars	53
Tableau.V.9. Paramètres simulé par le PIPESIM avec $P_{\text{sép}}$ 6 bars	54

Chapitre VI :

Tableau VI.1. Le coût des pipes	59
Tableau VI.2. Le coût des équipements de surface	60
Tableau VI.3. Etude de Sensibilité sur le revenu et le gain au prix du brut	60

Liste des algorithmes

Chapitre IV :

Algorithme IV.1 : procédure de la modélisation par l'algorithme de calage.....29

Chapitre V :

Algorithme V.1 : procédure de la modélisation du réseau de collecte actuel et proposé.....43

Liste des histogrammes

Chapitre V :

Histogramme V.1 Représentation des pertes de charge dans les pipes.....47

Histogramme V.2 La vitesse moyenne de fluide pour différents diamètres de pipes.....52

Histogramme V.3 Evaluation du débit d'huile cumulé en fonction de la pression de séparation.....55

Histogramme v.4. Evaluation du débit d'huile pour chaque puits en fonction de la pression de séparation.....55

Histogramme V.5. Comparaison entre le cas de base et le cas choisi.....56

Chapitre VI :

Histogramme VI.1. Etude de Sensibilité sur le revenu et le gain au prix du brut.....61

Abréviations, Symboles et Unités de mesure

CIS: centre industriel sud.

HEH: Haoud El Hamra.

LDHP: ligne directe hote pression.

LDBP: ligne directe bas pression.

NPSH disponible: Net Positive Suction Head.

Pasp: Pression d'aspiration de la pompe.

Tv: Tension de vapeur du liquide véhiculé.

g: Accélération de la pesanteur.

DHasp: Pertes de charge dans la conduite d'aspiration.

PR: pression de réservoir.

Psep: pression de séparateur.

IPR: Inflow Performance Relationship.

VLP: Vertical Lift Performance.

AOFP: Absolute Open Flow Potential.

Pwh: pression de tête.

Pwf: pression de fond.

Pfd: Pression de fond dynamique.

Pnœud: La pression au point nodale.

Pfs: Pression de fond statique.

K: la perméabilité.

μO: viscosité d'huile.

Bo: facteur volumétrique d'huile.

IP: indice de productivité.

Pb: pression de bulle.

ρm: masse volumique du mélange.

fm: facteur de frottement.

Vm: vitesse du mélange.

gc: accélération du gravité.

Ø: diamètre de la duse.

Pt: pression de tête.

K: constante déterminée lors du dernier jaugeage.

F(x): fonction du rapport Pp/Pt.

rm: la densité du mélange.

V_m: la vitesse d'écoulement du mélange.

D: diamètre de la pipe.

gc: facteur de conversion.

f_m: facteur de frottement du mélange.

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

q: Pente de la conduite.

F: facteur de frottement.

V_g et V_l: vitesses des phases gazeux et liquide.

V_{sg} et V_{sl}: vitesses superficielles des phases gazeux et liquide.

V_m: vitesse du mélange.

W_g, W_l: les débits massiques de gaz et de liquide.

DP/Dh: gradient de pression de l'écoulement vertical dans le tubing.

API: American Petroleum Institute.

GLR: Gas Liquid Ratio.

GOR: Gas Oil Ratio.

Q_o: Débit d'huile.

<u><i>Symbole</i></u>	<u><i>Signification</i></u>	<u><i>Unité de mesure</i></u>
h:	Epaisseur	(m) mètre
h_w:	Hauteur perforée	(m)
IP:	Indice de productivité	(m ³ /h/psi)
P_t:	Pression de tête	(barg)
P_p :	pression de pipes	(barg)
P_b:	Pression de bulle	(barg)
P_g:	Pression de gisement	(barg)
P_{fd}:	Pression de fond dynamique	(barg)
P_{nœud}:	La pression au point nodale.	(barg)
P_{fs}:	Pression de fond statique.	(barg)
Q_o:	Débit d'huile	(m ³ /h)
r:	Rayon	(m)
t:	Temps	(h) heure
μ:	Viscosité	(cp)
Φ:	Porosité	(%) pourcentage
θ:	Angle de déviation	(°) Degré
D:	diamètre de la pipe	(inches)
Ø:	diamètre de la duse	(mm)
GOR :	Gas Oil Ratio	(sm ³ /sm ³)
B_o:	facteur volumétrique d'huile.	(m ³ / m ³)
ρ_m	Masse volumique du mélange	(g/cm ³)
RS	gas solubility	(m ³ / m ³)
R	Rugosité	(inches)
DH_{asp}:	Pertes de charge dans la conduite d'asp	(bars)
H_{man}	hauteur manométrique	(m)
P_{asp}:	Pression d'aspiration de la pompe.	(bars)
P_{ref} :	pression de refoulement de la pompe	(bars)
Puiss :	la puissance de la pompe	(KW)
W_c :	water cut	(%)

Introduction

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance dans l'industrie actuelle, car ils représentent les premières sources d'énergie. Parmi les gisements périphériques de Hassi Messaoud on distingue le gisement d'huile de Hassi Dzabat (HDZ).

Le champ HDZ a été découvert en 2000 avec le forage du puits HDZ2 qui a atteint une profondeur totale de 3591 m et dont l'objectif principal est le réservoir de l'Ordovicien 'Quartzites de Hamra'.

Les volumes initiaux d'huile en place de ce réservoir sont évalués à :

- Volumes prouvés : 56 millions de m³,
- Volumes prouvés et probables : 61 millions de m³.
- Volumes prouvés, probables et possibles : 61 millions de m³.

L'exploitation de ces hydrocarbures est basée sur des installations de surface facilitant l'écoulement des flux de la tête de puits jusqu'au centre de traitement à travers le réseau de collecte dont le but est d'avoir une bonne séparation d'huile.

L'objectif de cette étude est d'améliorer la production du champ HDZ par l'installation d'un nouveau EPF au niveau du champ HDZ. La création d'un modèle intégré puits-réseau-station a pour but d'optimiser la production tout en étudiant les scénarios possibles.

L'étude se compose de trois parties :

- ✚ La première partie : modélisation et optimisation des puits avec différentes sensibilités permettant l'évaluation de la production du réservoir vers la surface.
- ✚ La deuxième partie : Calage et simulation du système de production proposé avec différents scénarios
- ✚ La troisième partie : Evaluation économique du projet proposé.

Chapitre 1

I.1. Situation géographique

Le gisement d’huile de Hassi Dzabat (HDZ) est situé dans le bloc 427 du découpage de Sonatrach Exploration, dans la wilaya D’Ouargla, à 910 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 2000 avec le forage du puits HDZ2.[1]
- Les coordonnées géographiques : Latitude : 29° 25’ 30".26593 N.

Longitude : 08° 41’ 31".18771 E.

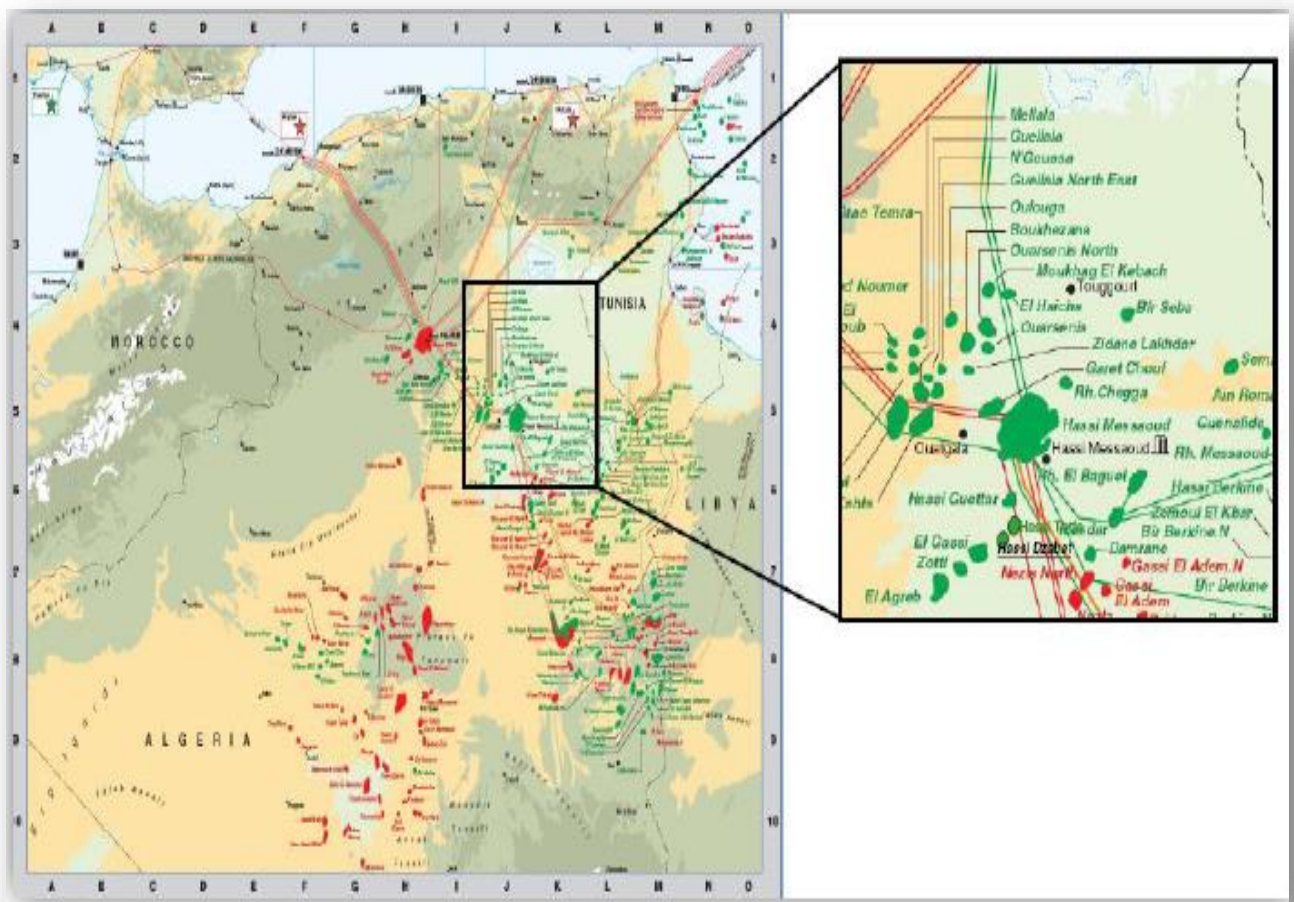


Figure I.1. Situation du champ de Hassi Dzabat.

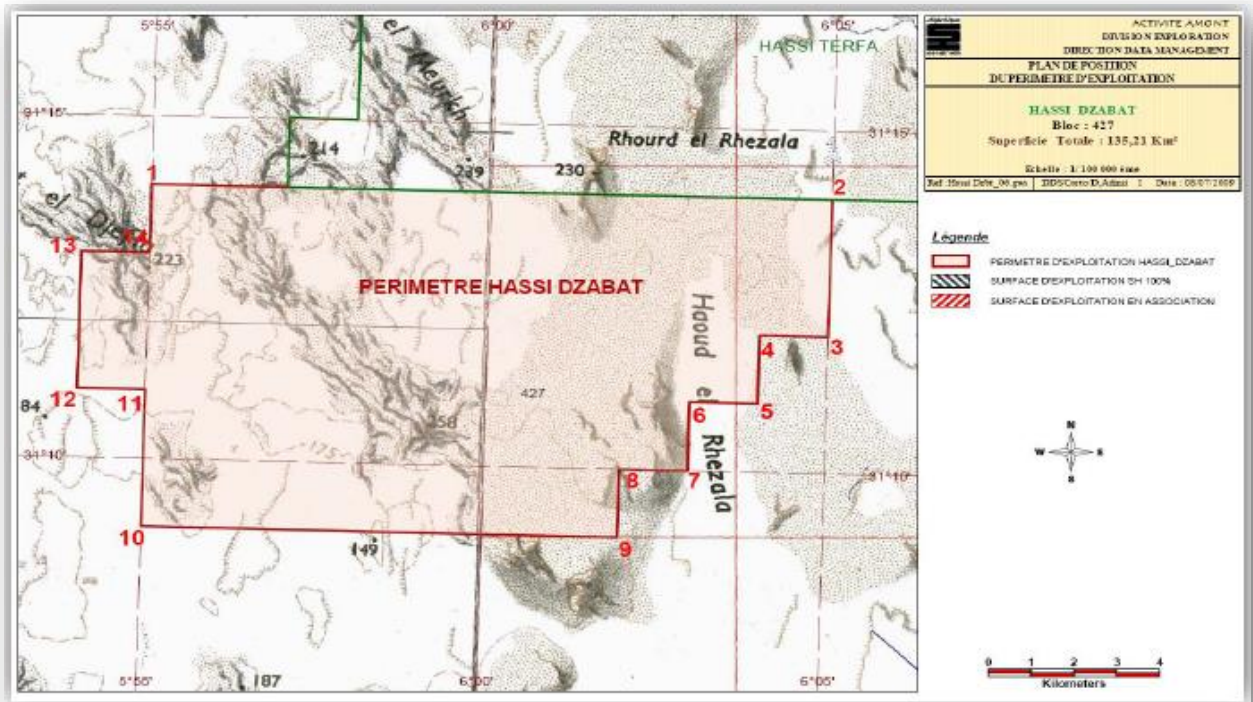


Figure I.2. Limites du périmètre du permis d’exploitation du gisement de Hassi Dzabat.

(Data Bank)

I.2. Lithostratigraphie

I.2.1. Le Paléozoïque

Le passage Trias – Grès d’Ouargla (discordance hercynienne) est à surveiller avec précaution. Le prélèvement d’une carotte de confirmation est recommandé. Les toits des différents intervalles du Dogger lagunaire, Lias argileux, du Trias éruptif et des Quartzites de Hamra sont à surveiller avec une très grande attention pour la pose des tubages 9"5/8 et 7". Il y’a la possibilité de la présence de bancs de grès intercalés dans les argiles d’El Gassi, tel qu’il a été observé sur HDZ15 et HDZ4, ou sur les grès d’EL Atchane, (cas observé à HDZ10).

I.2.2. Le Mésozoïque

Durant la phase de forage du Mésozoïque, un log d’avancement sera établi. Les profondeurs de différents étages seront confirmées par l’examen des cuttings, plus particulièrement à l’approche des côtes de tubages 9" .6" et 7". Le prélèvement de déblais se fera tous les mètres à partir du Lias argileux (G10). La possibilité de la présence d’une vallée d’érosion à roches andésitiques est envisageable, l’épaisseur des roches volcaniques peu variée de 0 à 40m.

1.2.3. Cénozoïque

Durant le Tertiaire les dépôts de type plateforme épicontinentale et lagunaire persisteront durant le Paléocène et l'Eocène, cette période est caractérisée par l'orogénèse alpine et ses phases compressives.

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CZ	NEOG.	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses		
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie		
		ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie		
		SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes		
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée		
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile		
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce		
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires		
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles		
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux		
		MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès		
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines	
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises	
		LIAS	LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires	
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite	
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises	
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises	
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies	
		TRIAS	SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
			TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile	
			TS3		202	Sel massif avec traces d'argiles	
ARGILEUX		113	Argiles rouges dolomitiques ou silteuses injectée de sel et anhydrite				
GRESEUX		0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux				
ERUPTIF		0 à 92	Andésite				
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite		
		Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux		
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolites		
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites		
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites		
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées		
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques		
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux		
		Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges		
		SOCLE			Granite porphyroïde rose		

Figure I.3. Colonne stratigraphique. (Data Bank)

1.3. Historique du développement de Hassi Dzabat

Ce secteur est situé au sud de la structure principale de Hassi Messaoud; Le développement de ce secteur a connu par :

Le premier puits HDZ1, a été foré le 12/03/1970; il n'a pas produit dès son premier jour d'exploitation (totalement sec).

Le développement de la zone est consacré par le forage du puits HDZ2 en 2000 dont la profondeur totale est de 3591 m. Les Quartzites de Hamra ont produit depuis 2001 jusqu'au 01/01/2010, un cumule d'huile de 130 625 m³ (820325 Barils) à travers le seul puits HDZ2, raccordé au réseau de surface au cours de la phase de délinéation du gisement.

Durant les années 2002-2008, six puits ont été forés HDZ3, HDZ4, HDZ5, HDZ6, HDZ7, HDZW1. (les deux puits HDZ4 et HDZ6« fracturé en Juin 2011 sans résultat » sont des puits fermés à cause de très faible pression de tête, les puits HDZ3 et HDZ5 sont des puits secs, HDZ7 abandonné et HDZW1 est un puits d'exploration abandonné définitivement (puits 100% d'eau).

Durant les années 2010-2012, forage des puits HDZS1est un puits d'exploration foré le 08/07/2010, il a été converti en puits producteur en 2017a cause de leur excellent débit 12.23 m³/h, HDZ8 fermé à cause de leur production 100% d'eau, HDZ9, HDZ10 et HDZ11sont des puits fermés caractérisés par une faible pression de tête , HDZ12 puits fermé « pas de DST », et le puits HDZ13 est un puits ouvert jusqu'à ce jour avec un débit de 2.39 m³/h

Durant les années 2012 jusqu'a 2014 trois puits ont été foré HDZ14, HDZ15, HDZ17 Sont des puits producteur d'huile avec des débits respectivement 9,03 m³/h ; 5,2 m³/h ; 9,33 m³/h. [1]

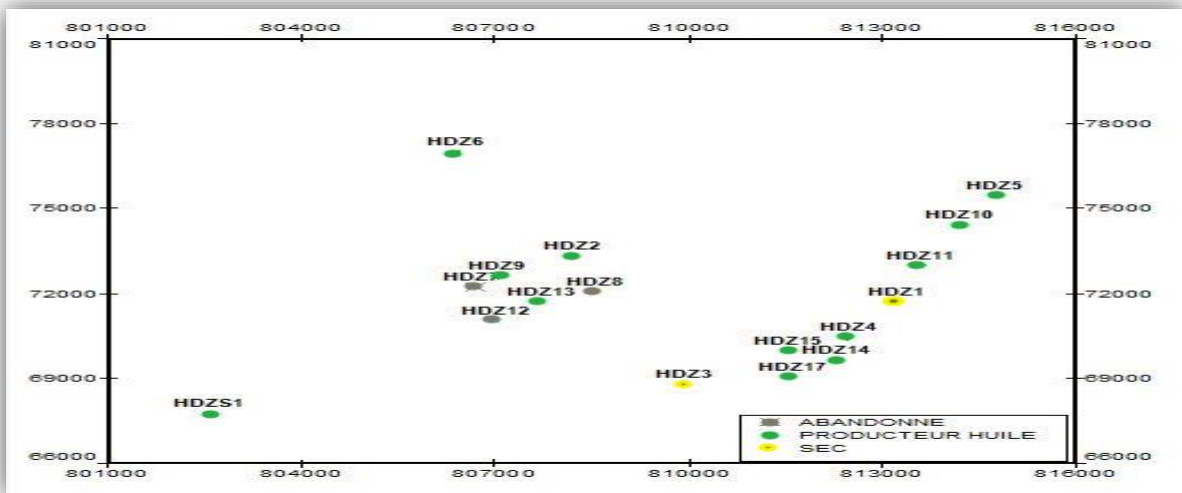


Figure I.4. Etat actuel des puits. (Data Bank)

I.4. Analyse de production d'huile

Une production cumulée du champ enregistrée en 2016 est de 0.5584 million m³ c-à-d presque de 1% de la quantité en place.

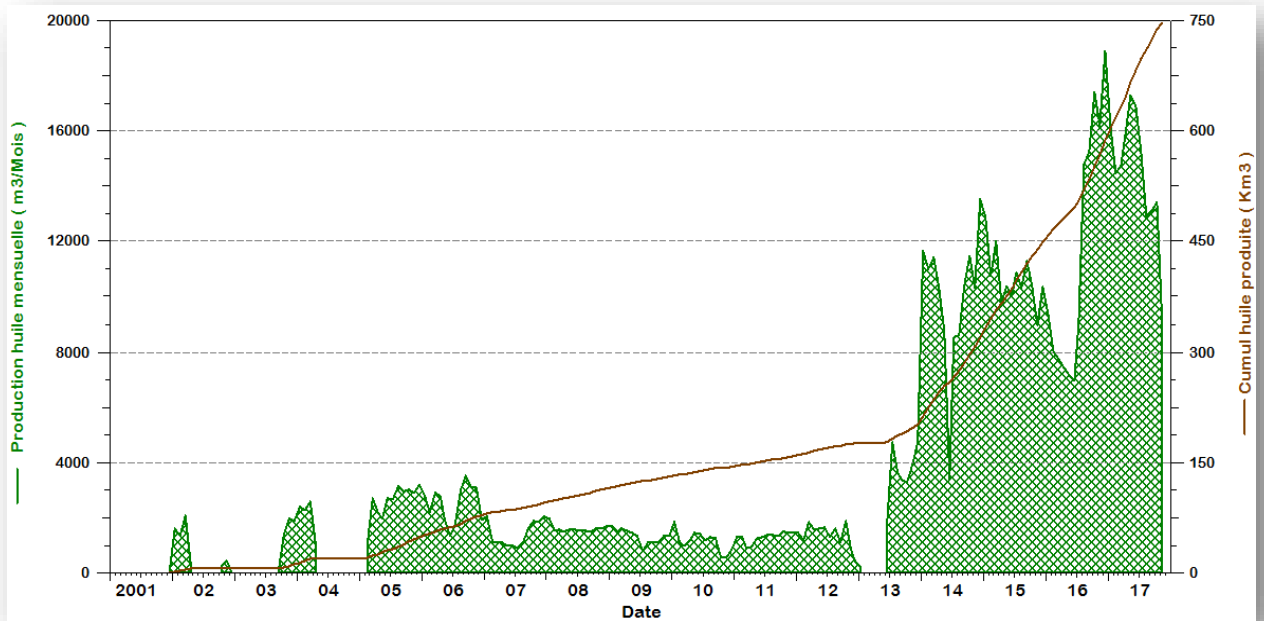


Figure I.5. Production cumulée du champ. (Data Bank)

La figure donnée ci-dessous (figure I.6) illustre l'évolution de la production cumulée d'huile par puits pour le champ Hassi Dzabat. Cette figure montre que la production d'huile provient principalement des puits HDZ2 et HDZ14 et HDZ17, généralement sont des puits de bon potentiel.

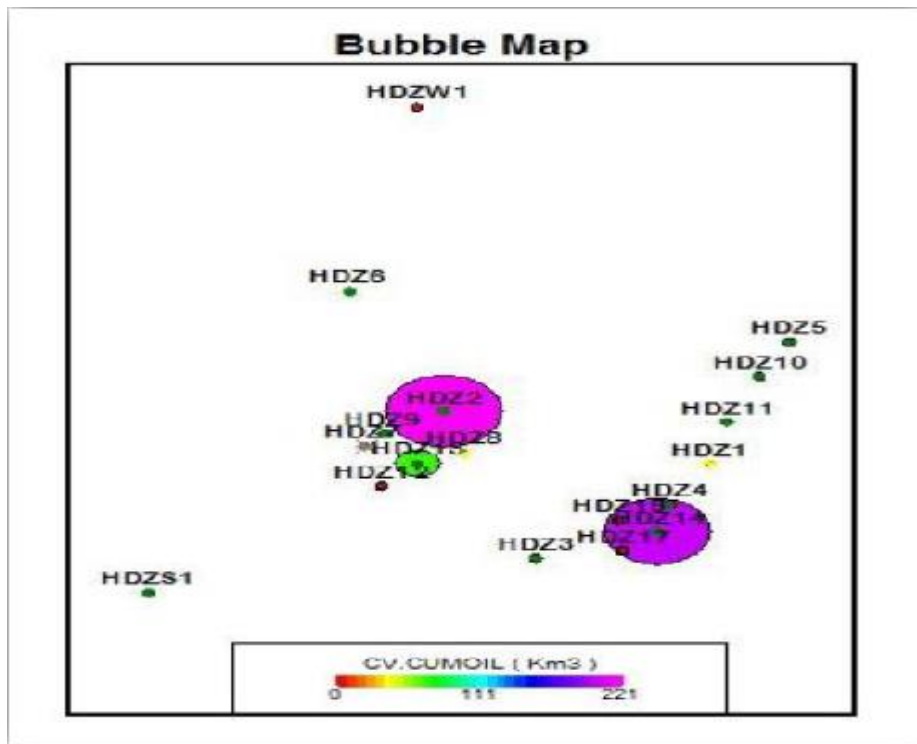


Figure I.6. Production cumulée d'huile par puits. (Data Bank)

I.5. Choix du champ à étudier

Suite à la quantité en place du réservoir des Quartzites de Hamra du gisement de Hassi Dzabat sont évalués à 56 million m³ et de quelque puits ouverts (04 puits en production) et nombre élevé des puits forés et fermé dans cette zone qui n'ont été pas mis en production du fait de leurs faibles pressions de tête ou autre problèmes on analysant les données de tous les puits en fonction des pressions de tête et de débit pour créer une nouvelle installation de surface qui sert à donner la possibilité d'ouvrir les puits fermés pour but d'améliorer la production.

I.6. Problèmes d'exploitation

Après la mise en production du champ Hassi Dzabat, plusieurs problèmes de dépôts ont surgit d'une manière brutale et rapide. L'expérience a montré que ce genre de problèmes apparaît pendant la première année d'exploitation d'un champ pétrolier.

Les causes de ces dépôts sont différentes, elles peuvent avoir une origine liée aux caractéristiques intrinsèques des effluents, tel qu'il est le cas des asphaltènes dans le brut, comme, en l'occurrence les dépôts de sel (NaCl), le sable, dépôts organiques résultants des traitements chimiques, (tous produits de traitement confondus).

I.6.1. Les dépôts d'asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés constitués de carbone, hydrogène, oxygène, azote. Depuis la mise en production du champ HDZ, les dépôts d'asphaltènes ont posés un problème majeur de production et les dépôts prélevés à HDZ contient **60%** d'asphaltènes.

Ils sont composés des particules colloïdales dispersées dans le brut et le mécanisme de précipitation des asphaltènes due sous l'effet de toute action de nature chimique ou mécanique ou électrique entraîne la floculation et la précipitation des asphaltènes du brut, ainsi la température, la pression, la composition chimique de brut peuvent avoir un tel effet.

Parmi les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes on peut citer :

- ✓ Les asphaltènes vont se déposer aux endroits où la pression est au-dessous du point du bulle, typiquement dans le tubing et même dans le gisement.

- ✓ Tous les fluides acides avec un bas P^H, par exemple les acides utilisés pour les traitements des matrices peuvent engendrer le problème.

I.6.2. Dépôts de chlorure de sodium

Dans le gisement HDZ, le pétrole produite est exploité avec un pourcentage de chlorure de sodium «NaCl», qu'un simple changement de la pression et de la température durant la production engendre la précipitation des chlorure de sodium. C'est toute fois le dépôt du sel le

moins gênant pour le producteur, car la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau douce est très grande qu'une simple injection d'eau douce dissout ces dépôts ou les empêche de se former.

I.6.3. Venues de sable

Les dépôts récupérés dans les séparateurs constitués principalement du sable. Le sable est venu du réservoir mélangé avec produits organiques tel que les asphaltènes et l'argile.

Chapitre II

II.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.

Elles transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes. Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours avec des pertes 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 des vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand des conditions anormales apparaissent.

II.2. 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.3. plans de collectes**II.3.1. Liaisons individuelles**

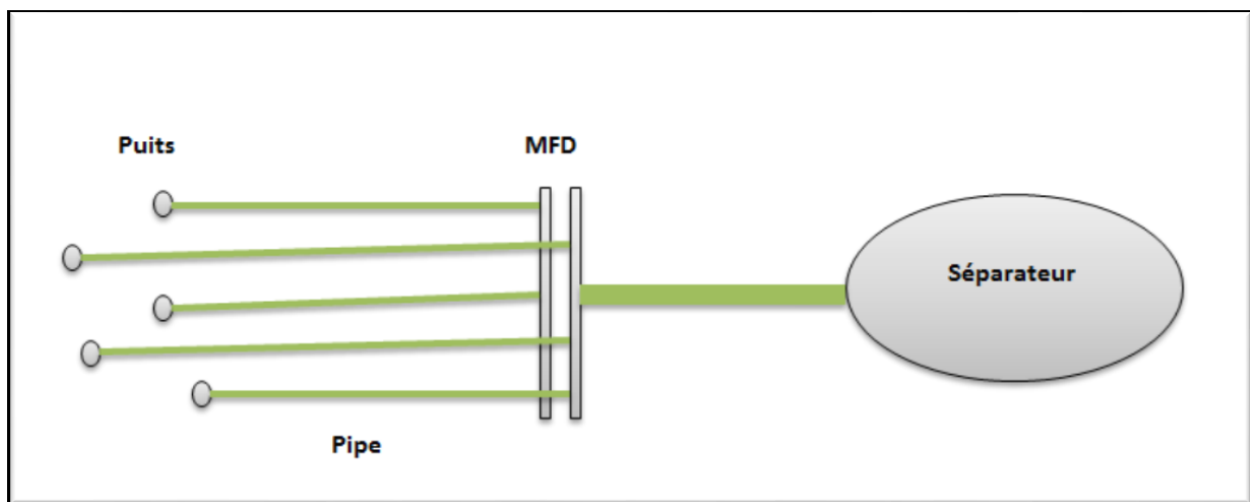
Chaque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée de centre de traitement.

Cette formule offre d'importants avantages techniques :

- Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt.
- Vérification du fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et de température d'arrivée.

- Rapidité de passage en essais avec éventuelle possibilité de modification du régime par intervention au niveau de manifold.
- Commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée.
- Possibilité de réaliser progressivement le réseau de collecte en fonction du développement de champs et de résultats obtenus.

En revanche, cette disposition devient vite très onéreuse si la superficie du champ est grande ou si le nombre des puits est élevé, car elle exige d'importante longueur de conduits.[2]



FigureII.1 : Liaison individuelles.

II.3.2. Liaison par collecteurs

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tel que les lignes individuelles des puits soient les plus courts possibles. Les effluents sont acheminés et mélangés par un collecteur unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

Au point de groupement, on installe un ensemble des vannes qui permet d'isoler la production de chaque puits et de diriger vers un séparateur d'essais où s'effectuent les contrôles périodiques indiscernables. Quand le séparateur d'essais est placé, comme c'est souvent le cas dans le centre de traitement, il faut doubler le collecteur par une ligne de « test » y aboutissant.

La construction des manifolds de vannes et de conduites d'essais coûte relativement cher mais, comme la capacité d'une conduite croît plus vite que son prix de revient quand on augmente sa section, le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est éloigné. [2]

Ceci n'est plus le cas des petits champs où la collecte individuelle est bien souvent préférable.[2]

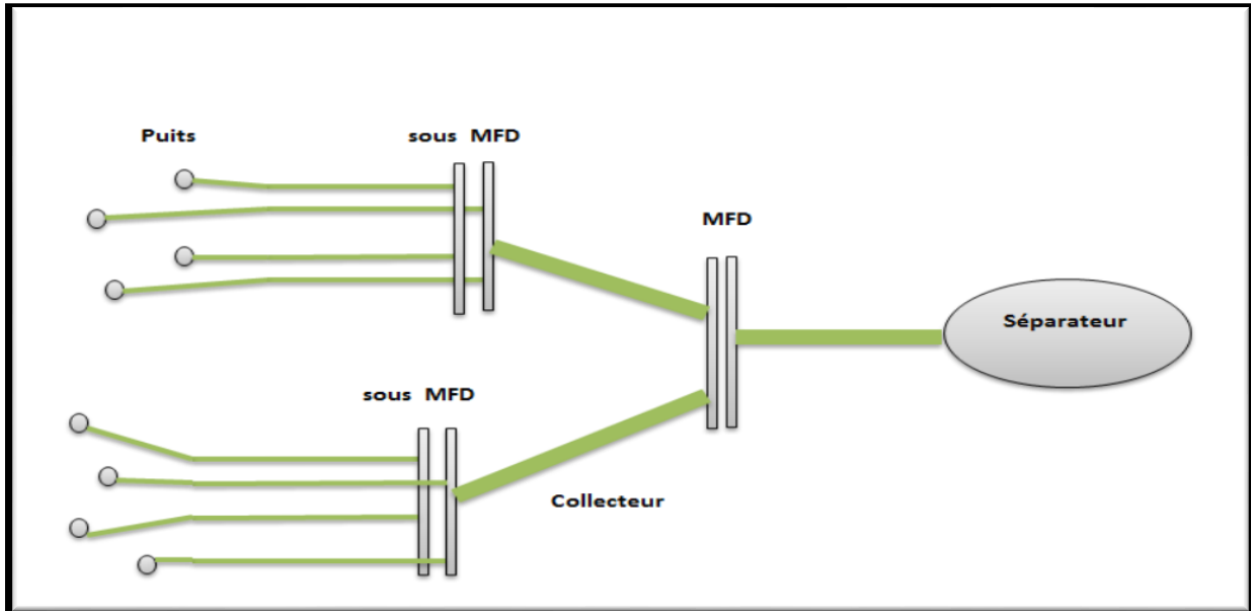


Figure.II.2 : Liaison par collecteurs.

II.3.3 Autres types de liaison

Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test et d'éliminer les temps morts. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. On réduit ainsi l'investissement mais on alourdit les frais d'exploitation. Dans la seconde solution, qui jouit d'une faveur certaine sur les gros champs, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement stellite. On revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un parc de stockage général. C'est là une solution riche qui exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée et donc une bonne rentabilité de l'exploitation. [2]

II.4 Les manifolds

Par raison de commodité, on groupe les vannes sur des manifolds qui devaient permettre «d'aiguiller» la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usine et livrés en éléments portables montés sur châssis. Chaque élément reçoit de cinq à dix entrées ou même plus. L'encombrement n'étant limité que par la possibilité de transport sur les installations. On utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre

eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers les divers postes desservis sont réalisées par intercalation entre deux éléments successifs de manchettes portant les piques voulus. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties aux points les plus avantageux.

Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés et porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et de matériel en cas de fausse manœuvre.

Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir.

II.5. Les séparateurs

Le séparateur est un appareil utilisé pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à sa sortie d'un puits de production par différence de densité. Dans le cas le plus général, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant :

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

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

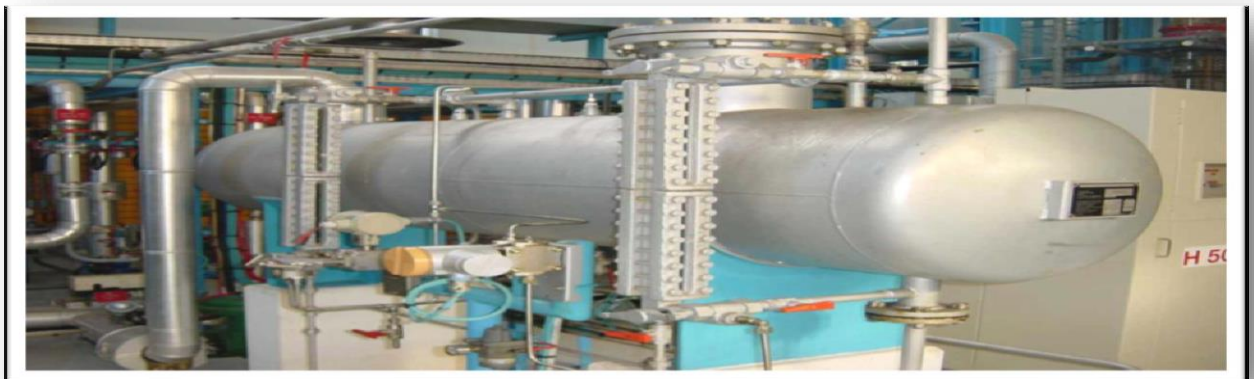


Figure II.3 : Exemple d'un séparateur.

II.5.1. Les différents types de séparateurs

II.5.1.1. Séparateur vertical

L'avantage principal de ce séparateur est qu'il peut accepter des bouchons liquides plus importants sans entraînement excessif dans le gaz. Vu la distance importante en général entre le niveau du liquide et la sortie du gaz, il y a moins tendance à l'entraînement de gouttes liquides. Il est, par contre, plus gros en diamètre pour une capacité en gaz donnée.

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). [3]

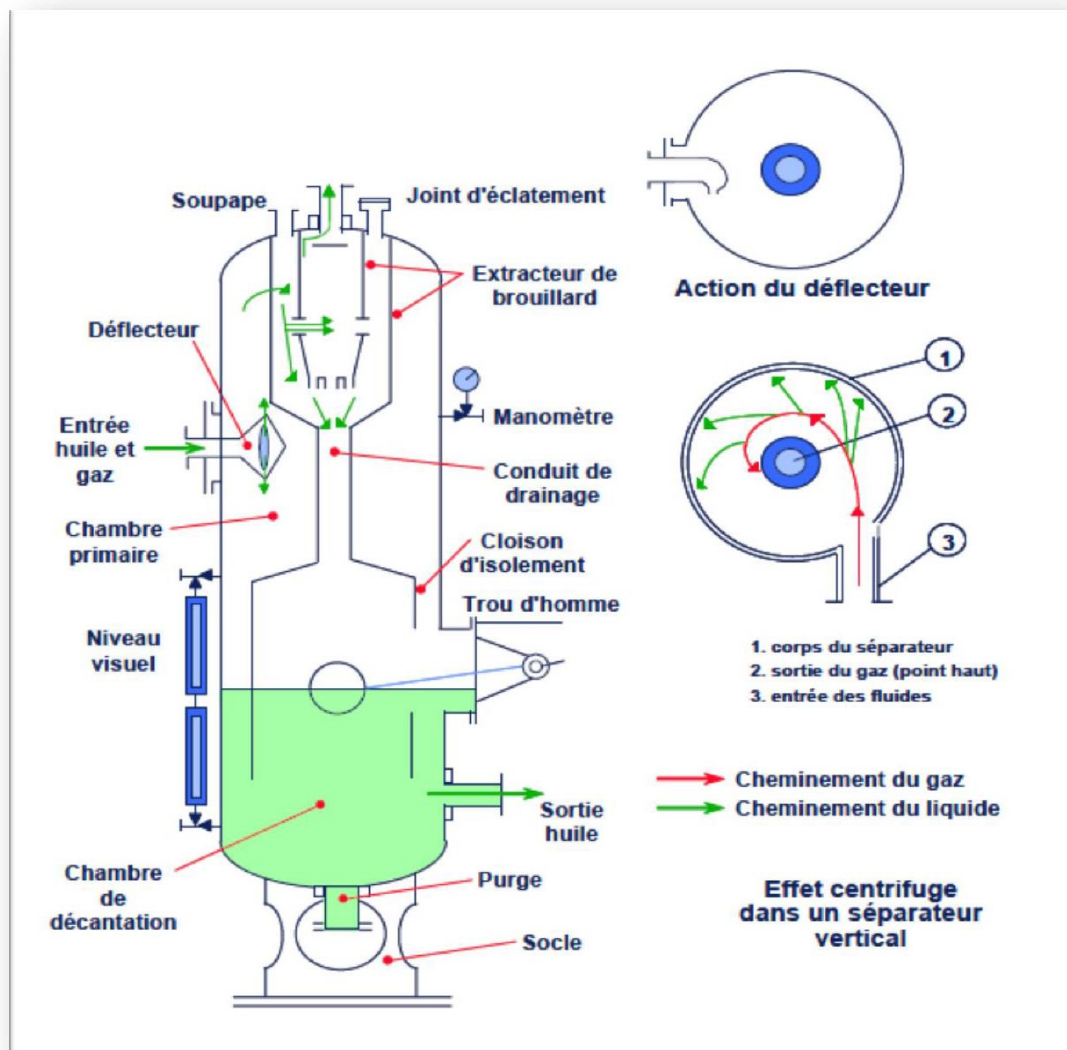


Figure II.4 : Vue détaillée séparateur huile/gaz vertical 2 phases.

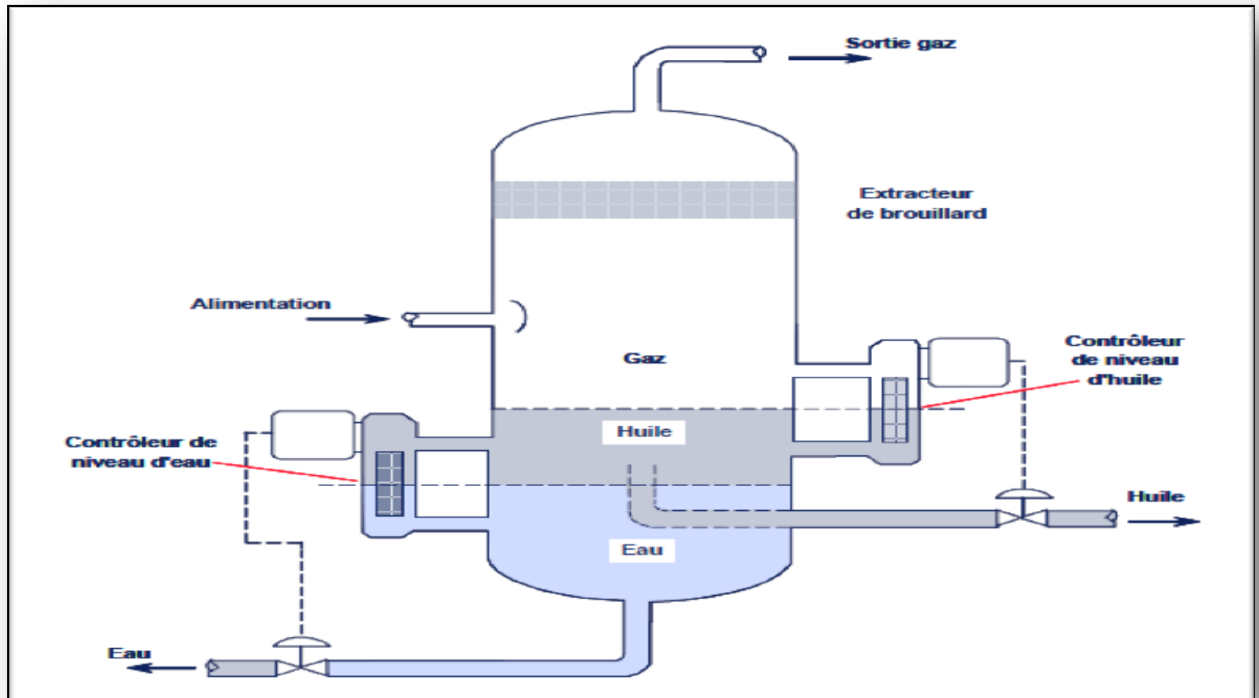


Figure II.5 : Vue détaillée d'un séparateur triphasique

II.5.1.2. 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. Ils sont plus faciles à monter sur skid.

La figure suivante représente l'arrangement typique d'un séparateur horizontal de champ. [3]

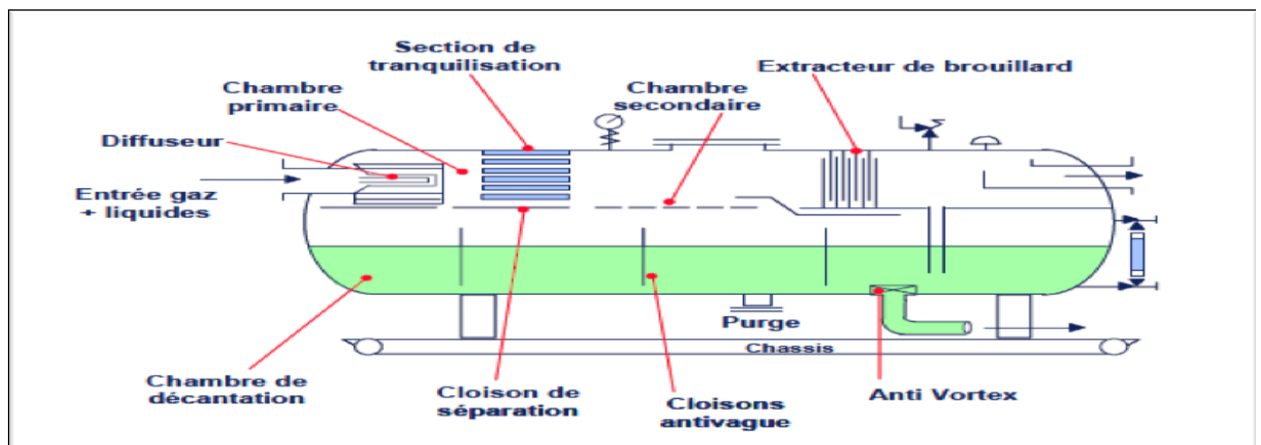


Figure II.6 : Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique.

II.5.1.3. 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. Ils ont l'avantage d'être peu encombrants mais leur capacité est faible. Ils sont très faciles à manipuler. Autre intérêt important, ils supportent toutes les pressions par leur forme sphérique. [3]

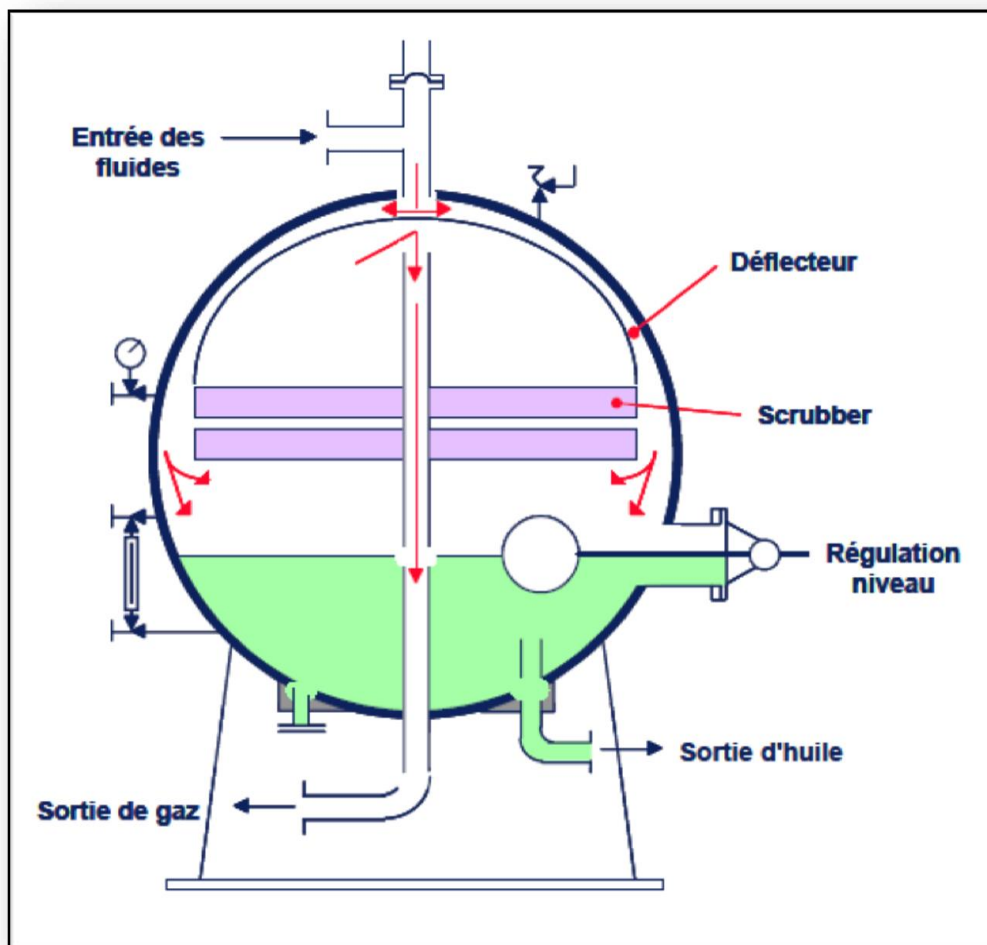


Figure II.7: Séparateur Sphérique 2 phases.

II.5.2. Avantage et inconvénients des différents types de séparateurs

Comme nous venons de le voir il existe trois types de séparateurs principaux. Dans le tableau ci-dessous, il est fait une comparaison des performances des différents types de séparateurs :

	Horizontaux	Verticaux	Sphérique
Efficacité de séparation	1	2	3
Stabilisation des fluides séparés	1	2	3
Souplesse (production par bouchons)	1	2	3
Facilité de réglage (niveau)	2	1	3
Capacité à diamètre égal	1	2	3
Prix par unité de capacité	1	2	3
Aptitude à admettre les corps étrangers	3	1	2
Aptitude au traitement des mousses	1	2	3
Facilité de transport	1	3	2
Encombrement vertical	1	3	2
Encombrement horizontal	3	1	2
Facilité d'installation	2	3	1
Facilité d'inspection et d'entretien	1	3	2

1 : le plus favorable

2 : intermédiaire

3 : le moins favorable

Tableau II.1 : Comparaison des performances des différents types de séparateurs.

II.6. Généralité sur les pompes

Les pompes, en tant qu'appareils permettant de véhiculer les liquides, sont les pièces maîtresses qui donnent la vie aux unités de traitement ou de fabrication.

Le pompage peut être défini comme une addition d'énergie à un liquide pour le mettre en mouvement d'un point à un autre. Partout où un liquide a besoin d'être transporté, une pompe peut être utilisée tous cela est requis par :

Un liquide.

- Des tuyauteries de circulation.
- Une pompe.
- Un système d'entraînement.

L'énergie fournie au liquide est transformée en une augmentation de pression du liquide pour lui permettre de vaincre la résistance au refoulement de la pompe.

On distingue plusieurs types de pompes, de moteurs et principes différents, tout type de moteur peut être utilisé sur une pompe :

Moteur électrique.

- Turbine à gaz.
- Turbine à vapeur.
- Moteur diesel.

Les pompes centrifuges, sont celles qui sont les plus communément utilisées dans l'industrie du pétrole.

II.6.1. Le choix d'une pompe

La sélection du type de pompe peut se faire à partir des caractéristiques suivantes qui donnent les domaines de travail des divers types :

- ✓ Le débit unitaire.
- ✓ La pression d'aspiration et de refoulement.
- ✓ NPSH disponible.
- ✓ La hauteur manométrique totale.

II.7. Le réseau de collecte sud

Il comporte un système de collecte composé de :

Environ de 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 pomperiez 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 2ième étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bars.

Dernièrement Sonatrach a décidé de réaliser une nouvelle unité de traitement de brut sur le champ de Hassi Messaoud Sud, dénommée UTBS (Unité de Traitement de Brut Sud).

'UTBS est une nouvelle unité de traitement de brut destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants de la région d'Hassi-Messaoud Sud et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra via le pipeline 24'' CIS-HEH .

Le traitement consiste à dessaler et à stabiliser le brut provenant des satellites. Le gaz associé est utilisé comme gaz combustible, l'excédent étant envoyé vers l'unité de GPL située au CIS. L'eau nécessaire au lavage du brut provient de deux puits d'eau d'Albien. Les eaux huileuses traitées sont envoyées vers l'unité d'injection d'eau située à OMN77 ou, en secours, vers le bassin 'évaporation.

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 bars, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bars. Le gaz riche est envoyé vers les unités de GPL pour l'extraction des condensas, le gaz léger est comprimé, jusqu'à 400 bars, dans les stations de compression pour être injecté dans les puits injecteurs gaz et gaz lift. [5]

II.8. Conclusion

Le réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites, accessoires pompes et séparateur affectés au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et un centre de traitement. Dans ce cas il faut faire une étude d'optimisation de ces équipements afin d'avoir le moins de perte de charges possibles tout en maximisant le débit et cela dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.

Chapitre 3

III.1. Introduction

L'acheminement du pétrole et du gaz depuis le réservoir jusqu'au surface se fait à travers un système de conduites, notamment : le milieu poreux (réservoir), le tubing et le réseau de collecte, cet écoulement est systématiquement accompagné par des pertes d'énergie du fluide.

L'analyse nodale permet d'analyser ce système et de garantir un acheminement de fluide avec un minimum de perte de charges

III.2. Analyse des pertes de charges

Le système permettant l'acheminement du fluide peut être divisé en trois parties:

1. Ecoulement dans le milieu poreux ;
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles
3. Ecoulement dans les conduites horizontales.

La diminution progressive de pression dans le système entier sera égale à la différence entre la pression du réservoir et la pression de séparation :

$$\Delta p_{\text{totale}} = P_R - P_{\text{sep}}$$

Avec: \bar{p}_R et p_{sep} sont respectivement : la pression moyenne du réservoir et la pression de séparation. Cette diminution de pression est la somme des pertes ayant lieu dans les différentes parties du système de production.

Le choix et le dimensionnement des différents composants est très important. En raison de l'interaction entre les composants, un changement dans l'un d'eux peut entraîner le comportement du fluide dans les autres. C'est pour cela que le système de production (réservoir + puits + collectes) doit être analysé comme étant une seule unité. L'analyse de chaque partie séparément ne conduit pas à de bons résultats.

La production d'un puits peut souvent être limitée par la performance d'un seul composant du système. Si l'effet de chaque composant sur la performance du système peut être isolé, alors la performance de celui-ci peut être optimisée de la manière la plus économique. [6]

La figure suivante montre les différentes pertes de charge qui peuvent être engendrées dans le système de production :

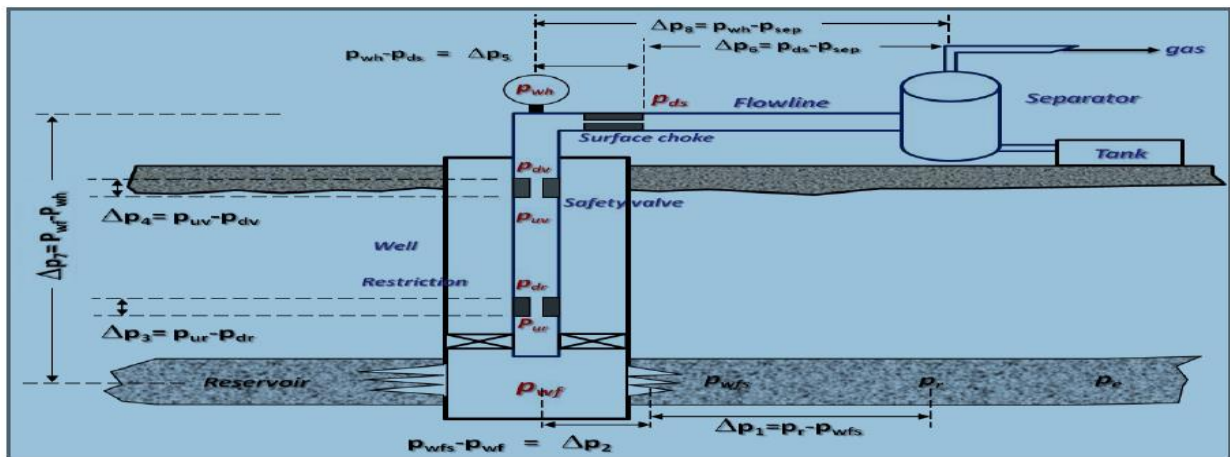


Figure III.1 : les différentes pertes de charge dans le système de production.

III.3. Les différentes positions du nœud

Les nœuds les plus fréquemment utilisés sont donnés dans la figure suivante :

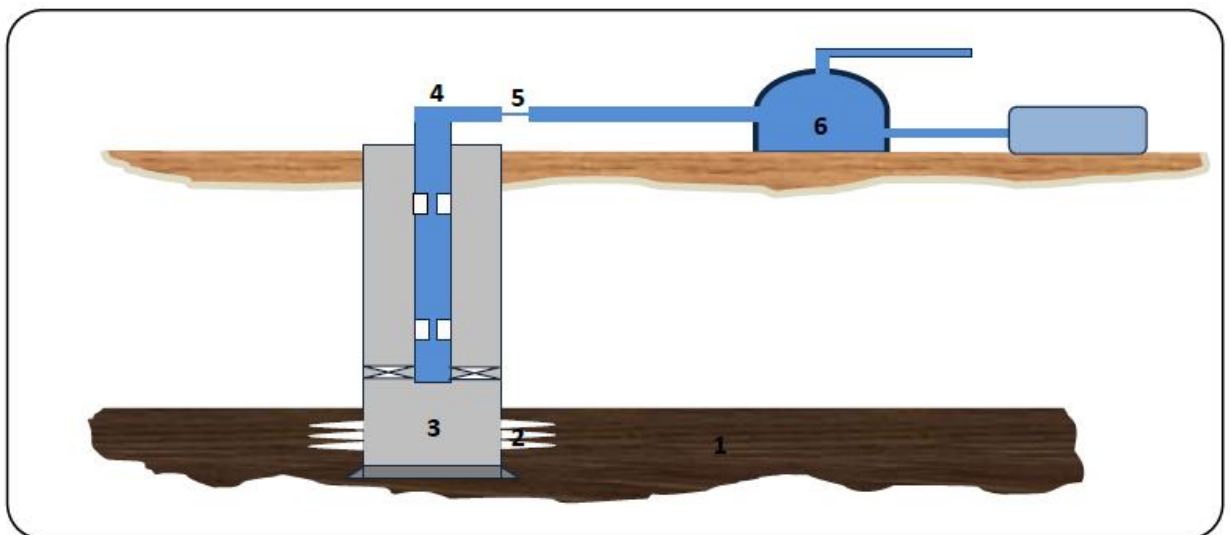


Figure III.2 : Positions des différents nœuds.

Nœud 6: le séparateur

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Nœud 5: la duse

L'emplacement du nœud 2(duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse, et de contrôler le débit de production.

Nœud 4: la tête de puits

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits.

Nœud 3: le fond du puits

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

Nœud 2: au niveau des perforations

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

Nœud 1: le réservoir

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

III.4. Principe de l'analyse nodale

La procédure consiste à choisir un point de division ou un nœud dans le système et à le diviser au niveau de ce point en deux parties : la partie amont et la partie aval.

Tous les composants qui se trouvent en amont du nœud choisi sont désignés par la section Inflow, tandis que la section Outflow comporte tous les composants qui se trouvent en aval de ce nœud. Le débit de l'effluent circulant dans le système peut être déterminé lorsque les exigences suivantes sont satisfaites :

- Le débit entrant vers le nœud est égale au débit sortant.
- Une seule pression peut exister au niveau du nœud.

Durant le fonctionnement du puits, deux pressions restent constantes et ne dépendent pas du débit. L'une est la pression moyenne du réservoir \bar{p}_R , l'autre est généralement la pression de séparation p_{sep} (ou la pression de tête p_{wh} si le puits est contrôlé par une duse de surface).

Une fois que le nœud soit choisi, la pression au niveau de celui-ci est calculée à partir des deux directions (amont et aval) en commençant par les pressions fixes (\bar{p}_R et p_{sep}) :

- Ecoulement entrant vers le nœud (Inflow) : $\bar{p}_R - \Delta(\text{amont}) = p_{noeud}$
- Ecoulement sortant du nœud (Outflow) : $p_{sep} + \Delta(\text{aval}) = p_{noeud}$

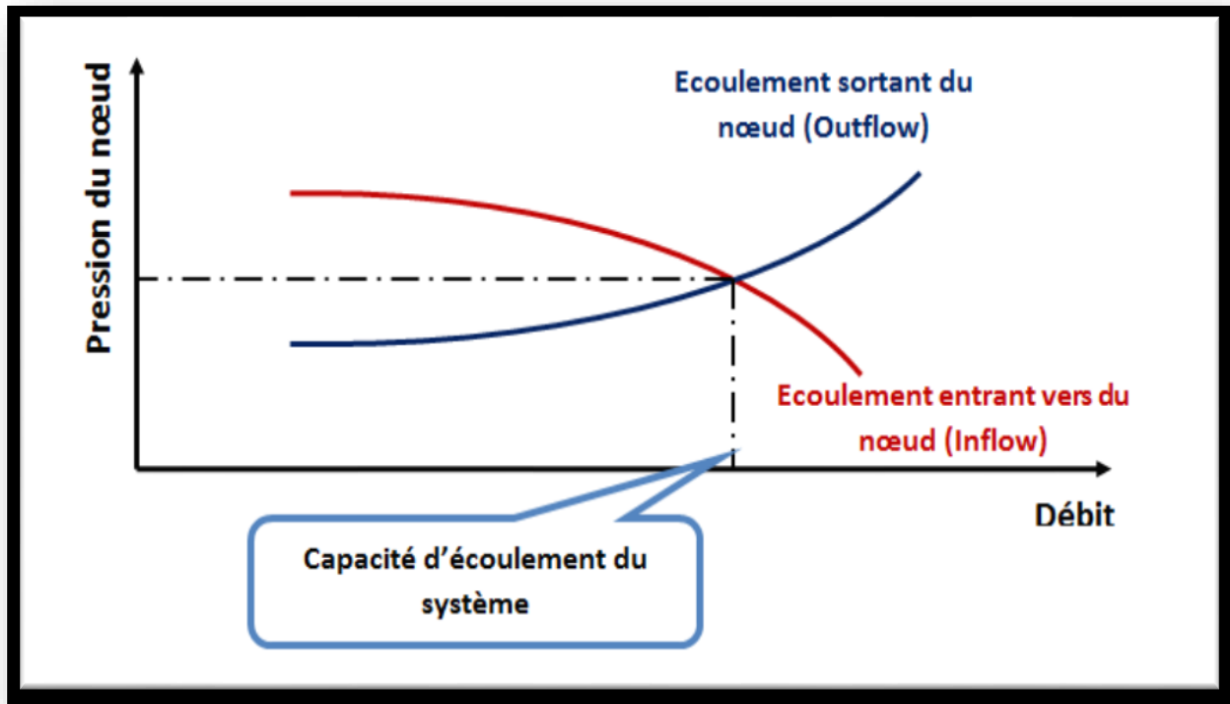


Figure III.3 : Détermination de la capacité d'écoulement.

Les pertes de charge Δp dans les différents composants dépendent du débit d'écoulement. Par conséquent, la représentation graphique de la pression du nœud en fonction du débit donne lieu à deux courbes dont l'intersection représente le point de fonctionnement du système satisfaisant les deux exigences précédentes. [6]

Cette procédure est illustrée par la **figure III.3**

III.5. Ecoulement multiphasique

Un écoulement polyphasique est un écoulement d'un fluide comportant plusieurs phases, dans lequel étudier le comportement d'un fluide comportant des bulles de gaz, ou encore étudier le comportement de deux fluides non miscibles dans une canalisation. 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 les sédiments ...). [6]

III.5.1. Types d'écoulement

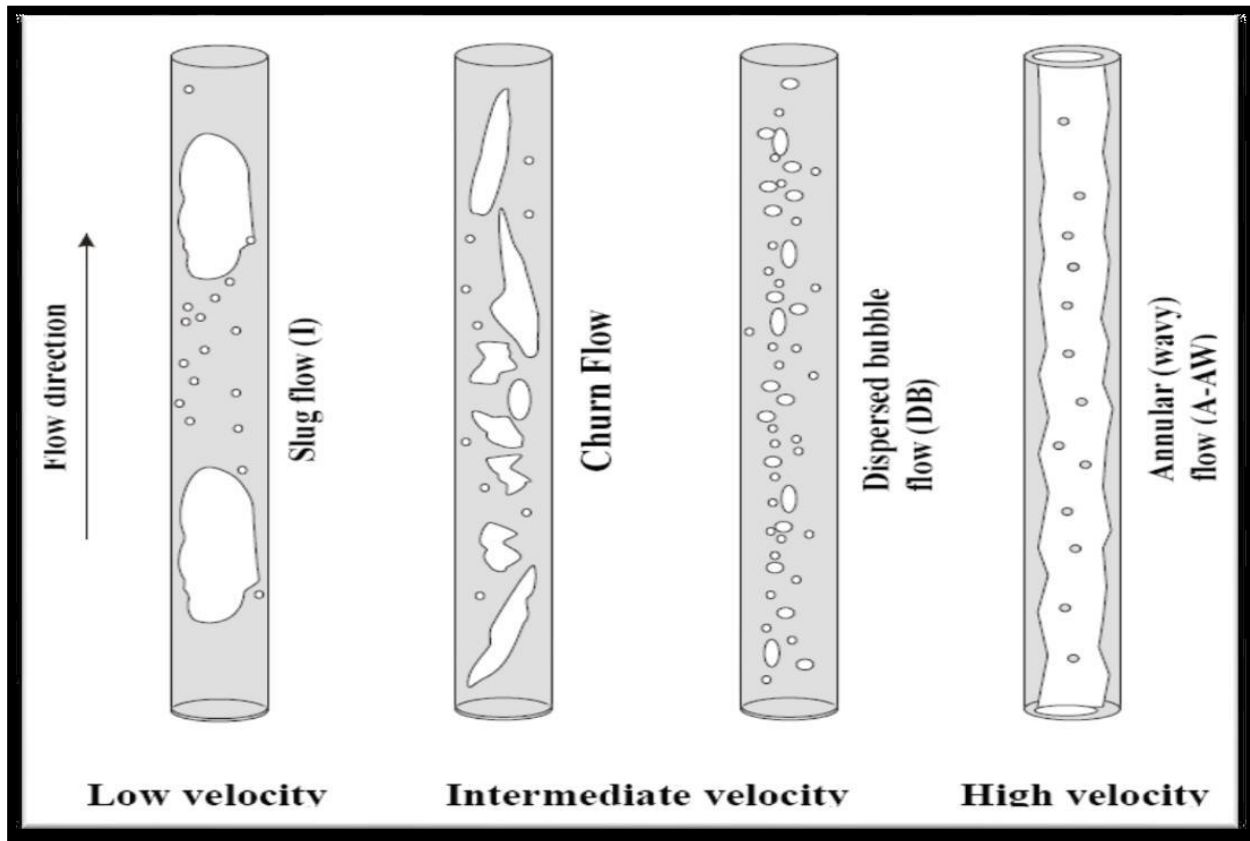


Figure III.4 : Régime d'écoulement vertical.

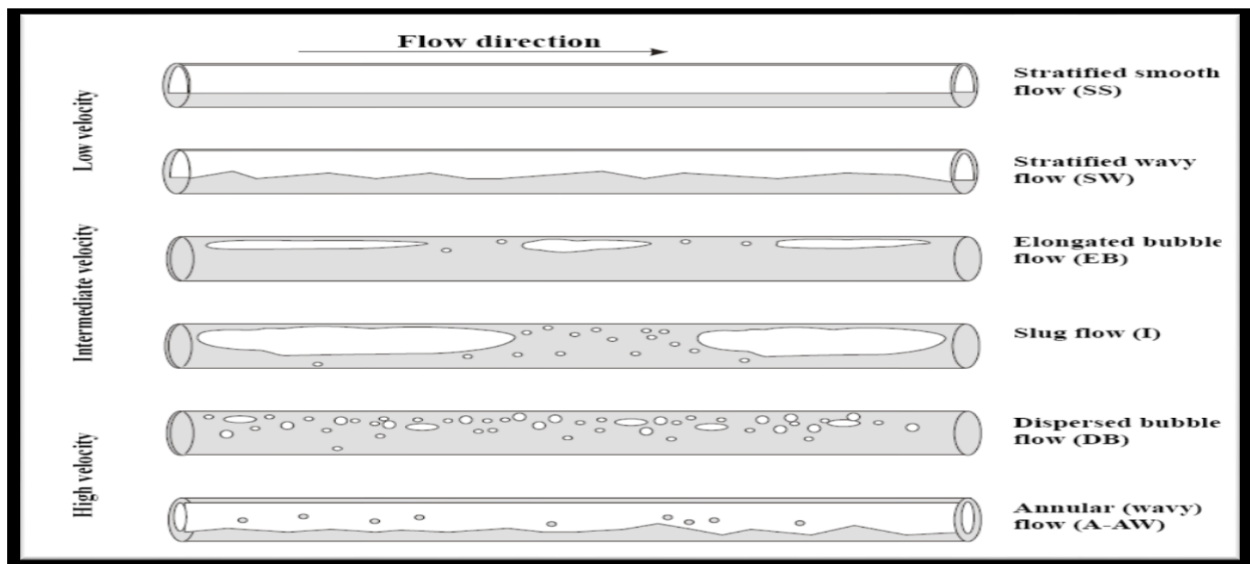


Figure III.5 : Régime d'écoulement horizontal.

III.5.2. Ecoulement multiphasique dans la duse

- Régime critique :

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la

pression amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur à 0,5, le débit est fonction de la pression de tête seulement : [6]

$$Q = A \cdot P_t$$

On utilise cette l'équation :

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

Q : débit d'huile (m³/h).

Ø : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

- **Régime transitoire :**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75. [6]

$$0,5 < P_p/P_t < 0,75$$

- **Régime non critique :**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite non critique lorsque la pression amont duse (P_t) et le débit huile varient avec la variation de la pression aval duse (P_p). Un régime d'écoulement est non critique si le rapport P_p/P_t est supérieur à 0,75. Lorsque le régime d'écoulement à travers la duse d'un puits de pétrole est non critique, toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits. [6]

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

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

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

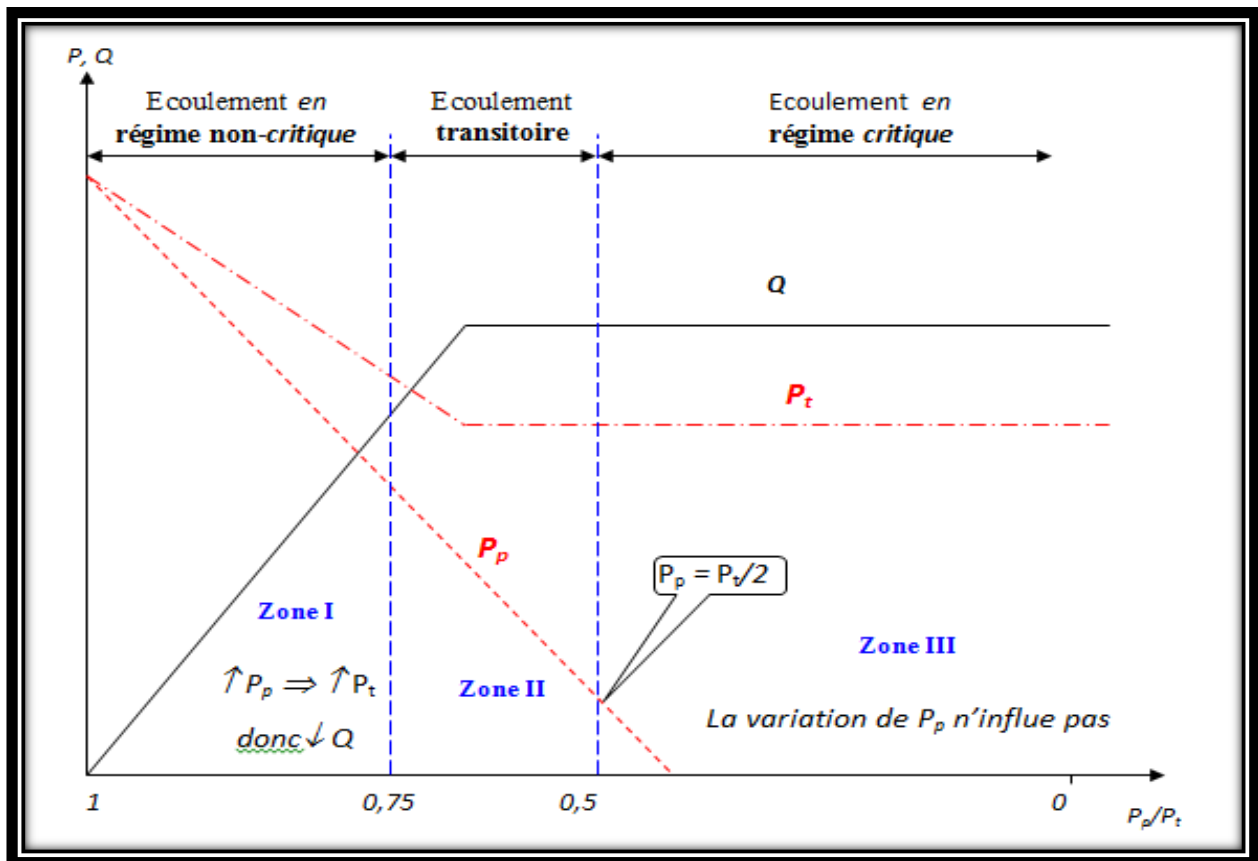


Figure III.6 : Régimes d'écoulement à travers la duse.

III.6. Conclusion

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup de problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à la production en régime naturel et/ou au puits en régime artificiel (ex : Gas lift). La procédure peut aussi être appliquée pour l'analyse de performance des puits injecteurs par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow ; quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont : Optimiser

- ✓ Les dimensions du tubing.
- ✓ Les dimensions du flowline.
- ✓ Le Gravel pack.
- ✓ Le diamètre de la duse
- ✓ L'équipement d'ascenseur artificiel.
- ✓ L'effet de la densité des perforations.

Chapitre 4

IV.1. Introduction

L'objectif de la modélisation et l'optimisation est de construire un modèle de puits pour maximiser le débit de production qui est limité par de multiples contraintes (diamètre de duse, GOR...). Pour cela on utilise le **PIPESIM** qui est capable de gérer ces contraintes.

Dans cette étape notre travail se repartit essentiellement sur deux parties intégrantes :

- Collectes des données nécessaires de chaque puits (complétion, well test, tests de jaugeage).
- La modélisation des puits et faire des analyses des sensibilités sur des différents paramètres.

IV.2. Modélisation et optimisation des puits par PIPESIM**IV.2.1 PIPESIM**

Abréviation de pipeline simulator conçu par Schlumberger. Le logiciel PIPESIM est un explication informatique permet de transformer des cas réel en équation mathématique par l'utilisation d'un jeu des données qui sert à étudier les performances du system de production et prédire les paramètre.

La procédure de cette modélisation est présentée dans l'exemple suivant :

IV.2.2 Etude d'IPR

Pour étudier les IPR des puits, On a utilisé le logiciel **PIPESIM (single branche)**

1. Le modèle du réservoir :

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilisant:

La méthode IP (l'indice de productivité) utilisé pour le calcul de l'IPR est conditionnée par les paramètres du puits ci-dessous :

Le gisement HDZ est un gisement d'huile sous-saturée $P_G > P_b$, $P_{wf} > P_b$.

$P_G = 470$ bars. $P_{wf} = 280$ bars. $P_b = 150$ bars, cas d'un puits HDZ14

Pour tracer les courbes IPR de nos puits, nous devons calculer le débit maximum (AOF) Puis on sélectionne les débits d'huile Q_o telque $Q_o < Q_{o\max}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_o)$.

2. Les données des essais des puits :

Les données présentées dans le tableau suivant sont issues des tests potentiels effectués sur les puits, les valeurs de pression de fond statique et dynamique doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression, on utilisant la formule suivante :

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

PUITS	Côtes	PG		PFD		PT	Q _o	GOR	Diamètre de duse
	Midperf (m)	Mesuré (barg)	Corrigé (barg)	Mesuré (barg)	Corrigé (barg)	Mesuré (barg)	Mesuré (m ³ /h)	Mesuré (sm ³ /sm ³)	(mm)
HDZ2	3277.5	410	427.2	240	255	38	2.39	52	11
HDZ13	3202	459.56	443.3	218.39	202.19	59	5.76	118	9.53
HDZ14	3270	476.8	464.51	307.25	322.25	120.2	12.27	130	9.53
HDZ17	3314	445.69	436.75	235.53	285.79	82.1	9.8	171	9.53
HDZS1	3146.6	444.31	457.3	220.7	205.7	55.5	12.23	184.7	12.7
HDZ9	3285	447.6	454.3	126	132	15.9	1.99	139	9.53
HDZ10	3267	485.6	475	118.7	128.4	15	1.86	156	9.53
HDZ11	3260	477	464	159	170	25.4	3.31	132	9.53
HDZ15	3258	478	465	219	225	50	5.14	126	9.53
HGI3	3296	455.44	467	253.12	265	66.8	7.77	182.83	9.53

Tableau IV.1. Données des essais des puits.

3. Les données de jaugeage :

Les données de jaugeage sont représentées dans le tableau suivant :

puits	Q _o (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Q _w (l/h)	PT (barg)	PP (barg)	Diamètre du duse (mm)
HDZ2	1.6	122	0	21	18	8
HDZ13	2.39	60	0	24	19.5	9.53
HDZ14	9.03	178	0	43	20	10
HDZ17	9.33	222	0	61.5	21.5	10
HDZS1	12.23	184.7	0	55.5	28	12.7
HDZ9	1.99	139	0	15.9	/	9.53
HDZ10	1.86	156	0	15	/	9.53
HDZ11	3.31	132	0	25.4	/	9.53
HDZ15	5.14	126	0	50.5	/	9.53
HGI3	7.77	132.83	0	66.8	/	9.53

Tableau IV.2. Données de jaugeage.

4. Les données de PVT :

puits	RS (m ³ / m ³)	B _o (m ³ / m ³)	Masse volumique (g/cm ³)	Viscosité (cp)	Densité (API)
HDZ2	188.5	1.8216	0.601	0.200	45
HDZ13	188.6	1.8216	0.621	0.200	45
HDZ14	188.6	1.8310	0.605	0.200	45
HDZ17	188.5	1.7119	0.633	0.200	45
HDZS1	188.4	1.8331	0.604	0.200	45
HDZ9	188.4	0.8220	0.608	0.200	45
HDZ10	188.5	0.8092	0.610	0.200	45
HDZ11	188.4	0.7723	0.611	02.00	45
HDZ15	188.6	0.8306	0.605	0.200	45

Tableau IV.3. Données de PVT.

IV.2.3. Etude de VLP

1. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (dans le tubing)

Le choix de la corrélation adéquate dans le logiciel PIPESIM consiste à faire un matching (comparaison) des corrélations avec un test de mesure. La détermination de la corrélation à utiliser pour simuler les courbes **OUTFLOW** des puits, ceci est dû à la complexité de l'écoulement multiphasique dans le tubing.

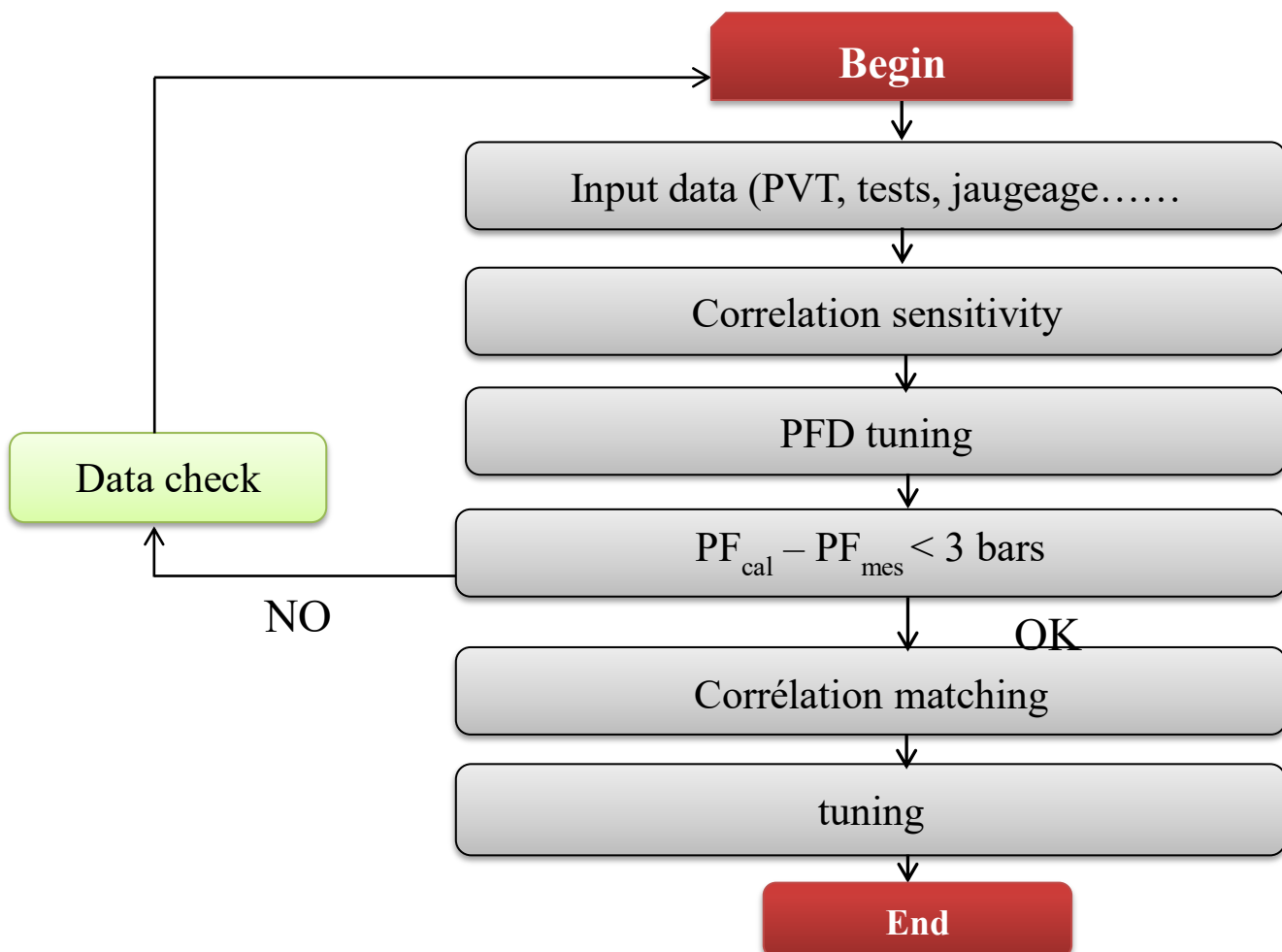
Le choix de corrélation pour l'écoulement diphasique vertical est une étape très importante pour la suite des calculs. On détermine par la suite le taux d'exactitude des prédictions des pertes de charge dans les tubings.

- Exemple de calcul

À l'aide du logiciel **PIPESIM**, on fait le matching des différentes corrélations, on prend deux puits comme exemple pour expliquer les étapes de simulation, les détails des autres puits sont illustrés dans l'annexe.

L'algorithme :

La procédure de modélisation consiste à suivre les étapes données par l'algorithme de calage ci-dessous :



La procédure de travail:

- On fixe le débit du liquide du test et la pression de pipe correspondante pour chaque puits.
- On choisit la pression de fond comme variable à calculer.
- On sélectionne les corrélations comme corrélations d'écoulement vertical. Puis appuyés sur **RUN MODEL**. [8]

A partir des courbes (ci-dessous) générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond à la côte de mesure, ce qui nous permet de déterminer la corrélation adéquate pour la suite de travail.

Cas puits HDZ13:

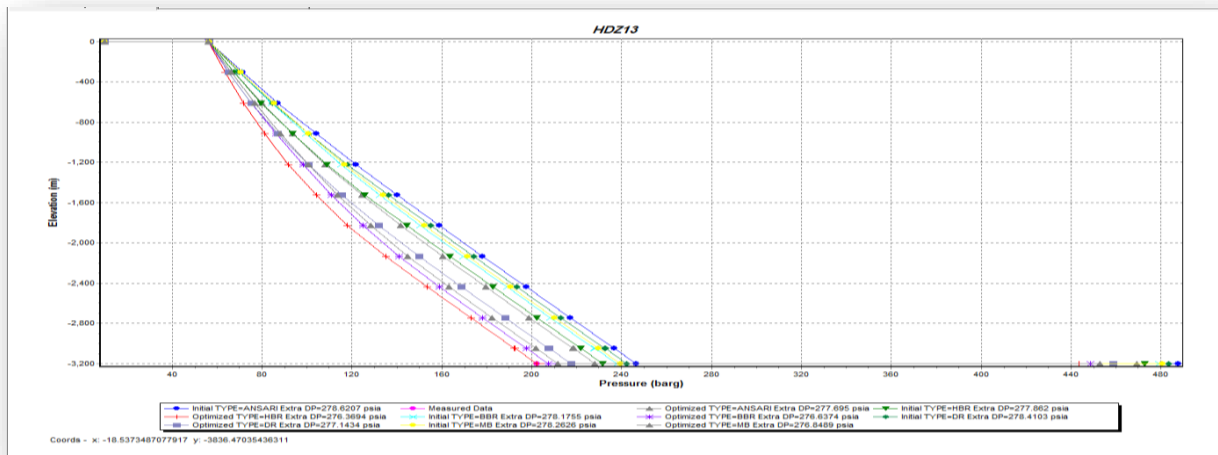


Figure IV.1. Les corrélations de l'écoulement vertical puits HDZ13.

Cas puits HDZ17

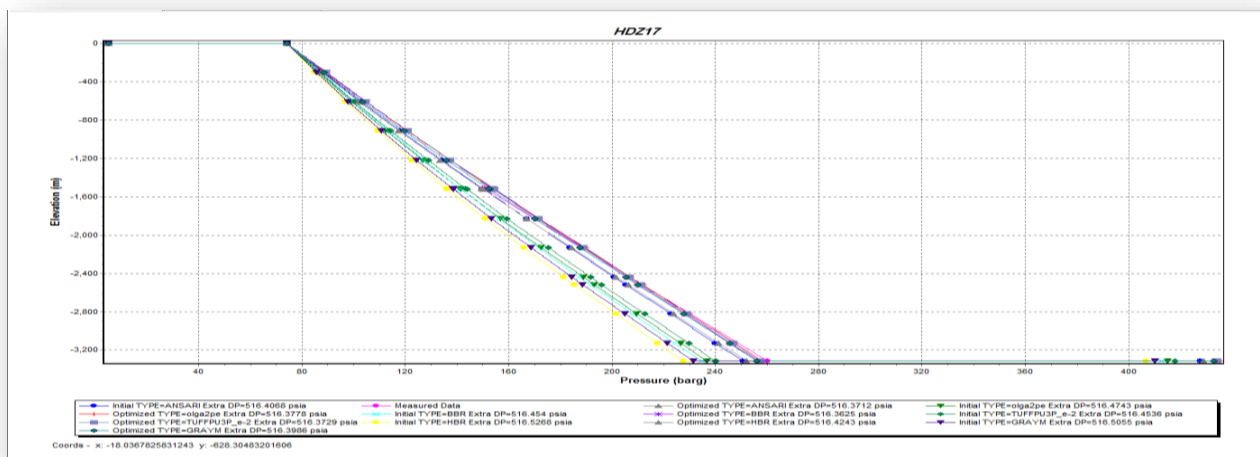


Figure IV.2. Les corrélations de l'écoulement vertical puits HDZ17.

❖ **Interprétation**

A partir des résultats obtenus on peut conclure que :

Pour la construction de la courbe (VLP) le calcul des pertes de charge verticale (dans la colonne de production) sera basé sur la corrélation de **Hagedorn & Brown** pour le puits HDZ13 et **Duns & Ros** pour le puits HDZ17

2. Profil de pression des puits :

Après le calage du modèle des puits on trouve :

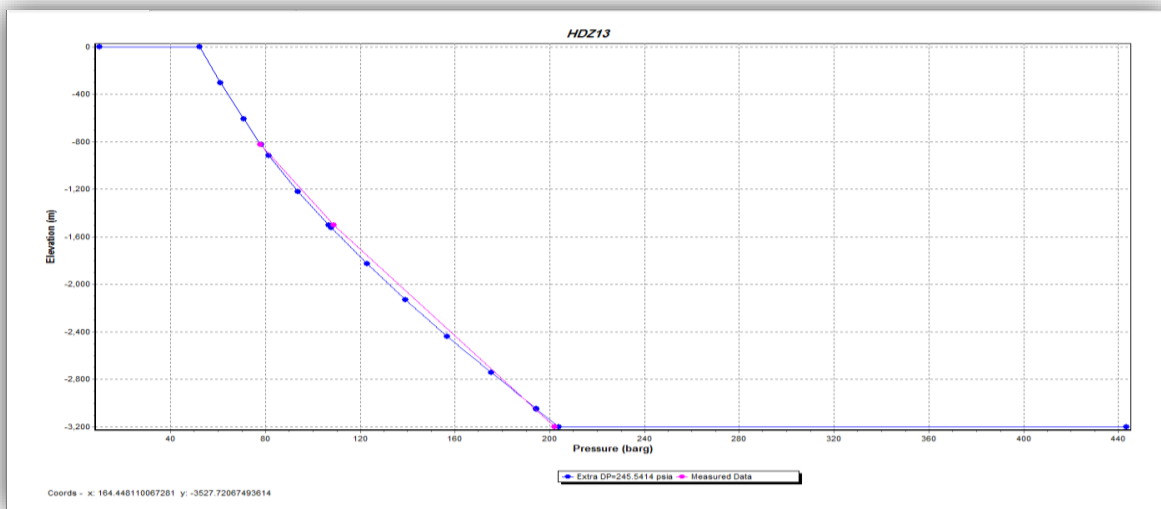


Figure IV.3. Profil de pression puits HDZ13.

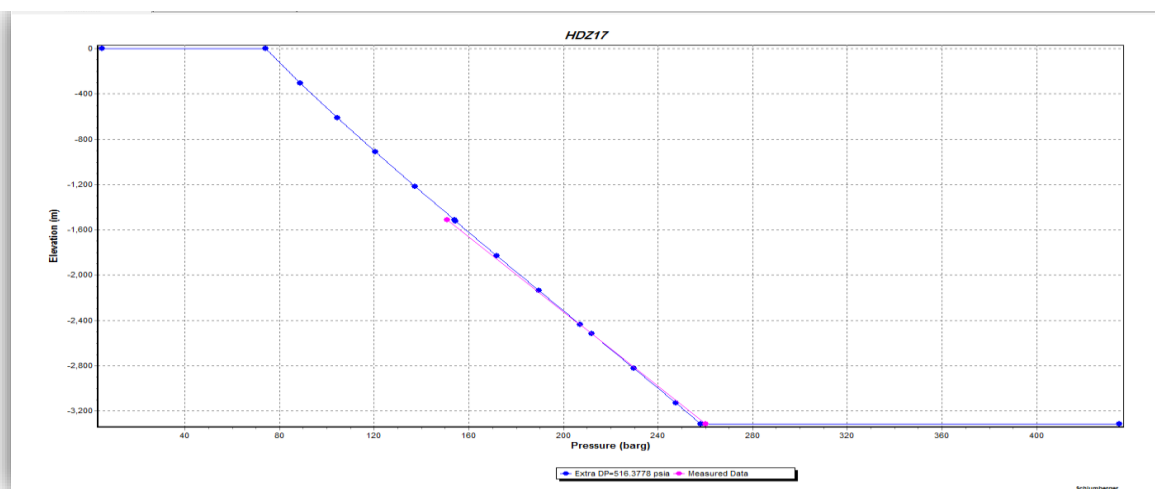


Figure IV.4. Profil de pression puits HDZ17.

3. L'analyse nodale :

On sélectionne l'opération « Nodal analysis », en fixant la pression de pipe « Outlet pressure », PP=19.5 bars pour le puits HDZ13 et PP=21.5 bars pour le puits HDZ17, puis on exécute le modèle.

On a obtenu les résultats suivants :

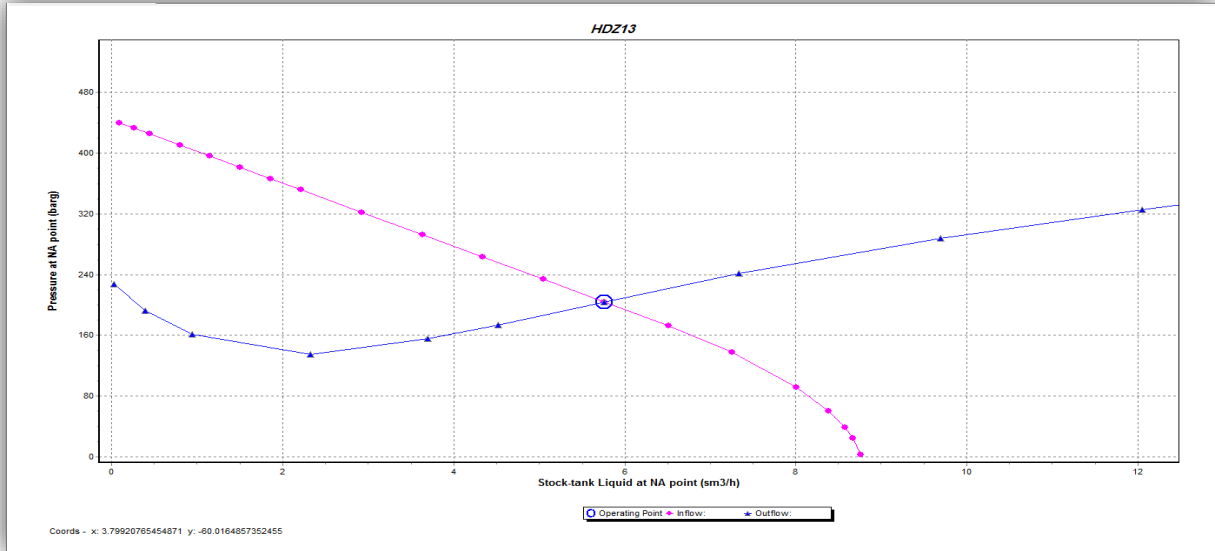


Figure IV.5. IPR et VLP puits HDZ13.

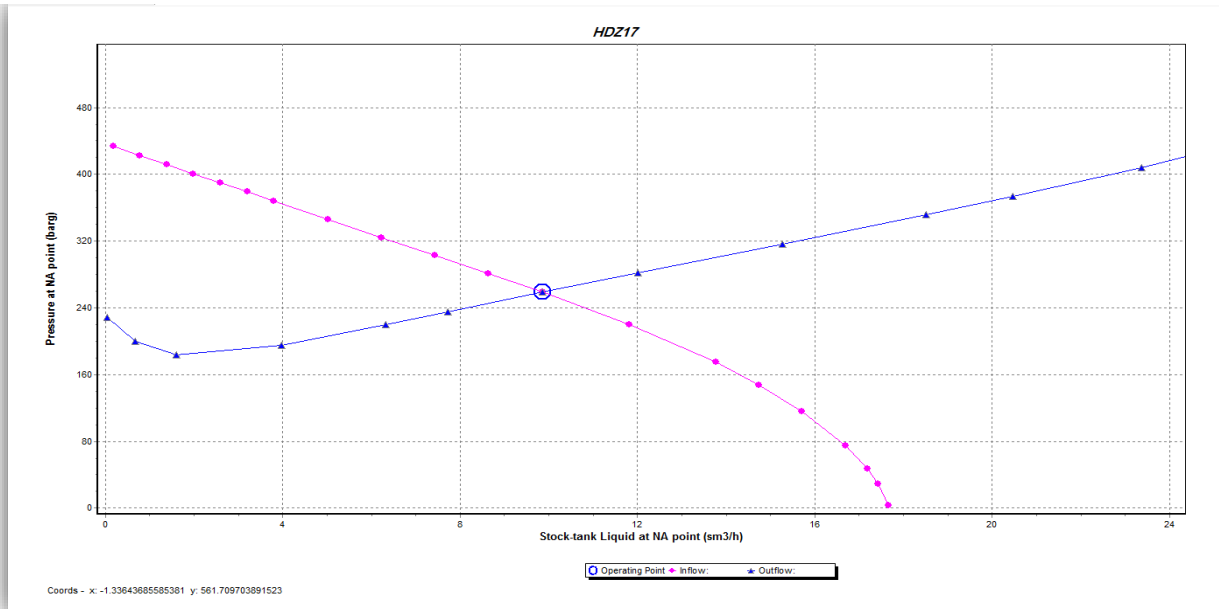


Figure IV.6. IPR et VLP puits HDZ17.

Actualisation du modèle:

Après l'actualisation des modèles précédents on a obtenu les figures suivantes :

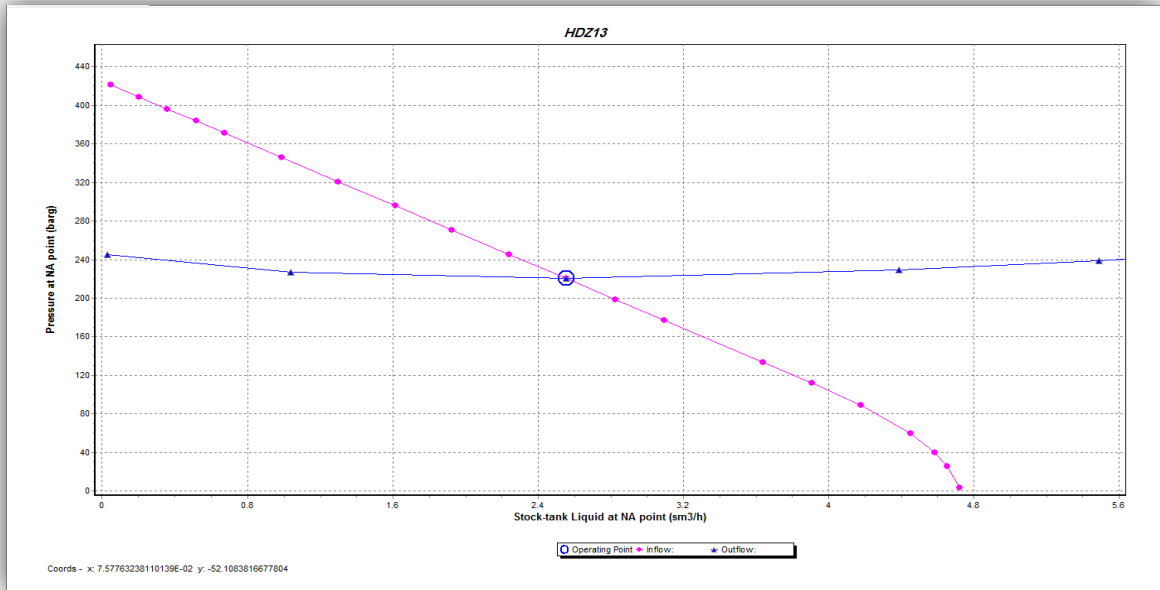


Figure IV.7. Point de fonctionnement du puits HDZ13.

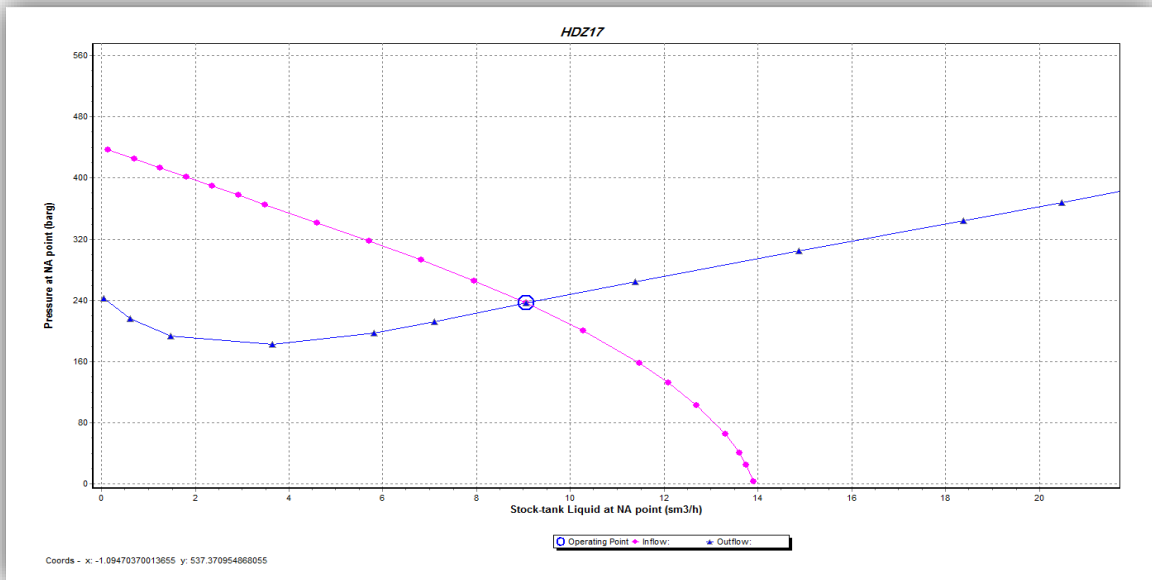


Figure IV.8. Point de fonctionnement du puits HDZ17.

L'analyse nodale a donné des points de fonctionnement qui correspond au débit de fonctionnement et la pression au point nodal, les résultats obtenus sont notés dans le tableau suivant :

Paramètres Puits	Débit d'huile (m ³ /h)	La pression au point nodal (bars)
HDZ13	2.55	220.5
HDZ17	9.05	236.2

IV.3. Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité

Après le calage du modèle actualisé, on a fait des différentes sensibilités sur le GOR, diamètre du duse, PG et la Pt. Ces sensibilités donnent des courbes inflow avec des courbes outflow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement des puits et leur débit correspondant.

La simulation de l'état de la production avec ces paramètres de sensibilité est représentée par les figures ci-dessous pour les puits HDZ13 et HDZ17, les autres sont illustrées dans l'annexe.

- **Sensibilité sur le GOR**

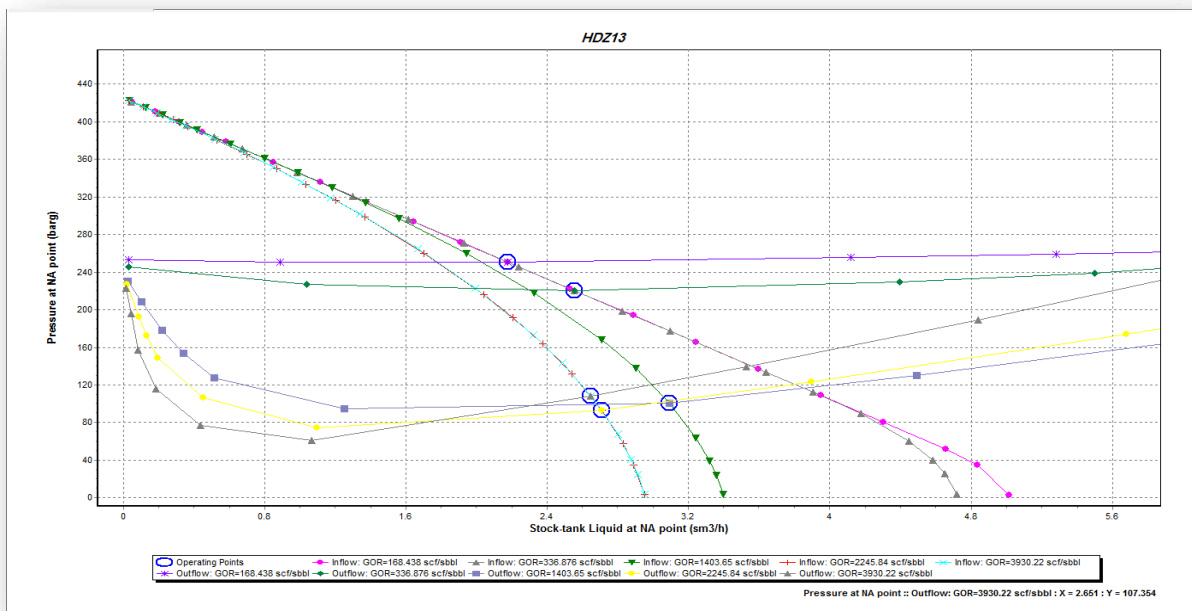


Figure IV.9. Sensibilité sur le GOR pour le puits HDZ13.

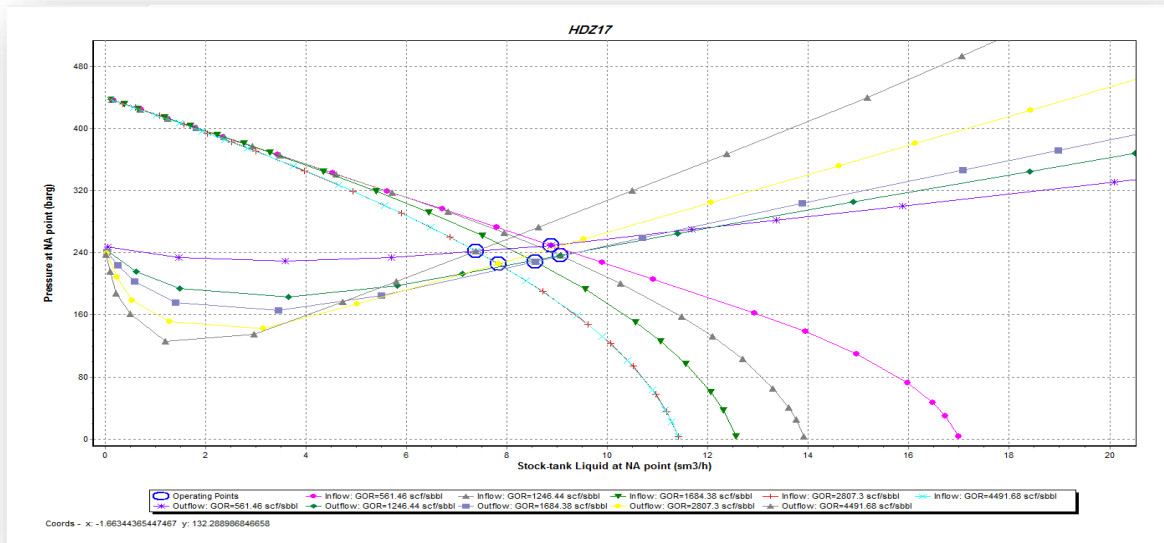


Figure IV.10. Sensibilité sur le GOR pour le puits HDZ17.

Les points de fonctionnement des puits sont :

HDZ13			HDZ17		
GOR (sm ³ /sm ³)	Q _O (m ³ /h)	PFD (bars)	GOR (sm ³ /sm ³)	Q _O (m ³ /h)	PFD (bars)
30	2.17	250.6	100	8.88	249.5
60	2.55	220.5	222	9.05	236.2
250	3.09	100.9	300	8.56	228.5
400	2.7	93.3	500	7.82	226.09
700	2.64	108.29	800	7.38	242.4

Tableau IV.4. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17.

❖ **Interprétation des résultats:**

Pour le puits HDZ13 : on remarque qu’une augmentation de GOR jusqu’à **250 sm³/sm³** on aura une augmentation de débit d’huile jusqu’à **3m³/h** mais au-delà de cette valeur le débit d’huile diminue.

Pour le puits HDZ17 : par contre pour ce puits on a une chute de débit d’huile lors de l’augmentation de GOR.

- Sensibilité sur le diamètre de duse :

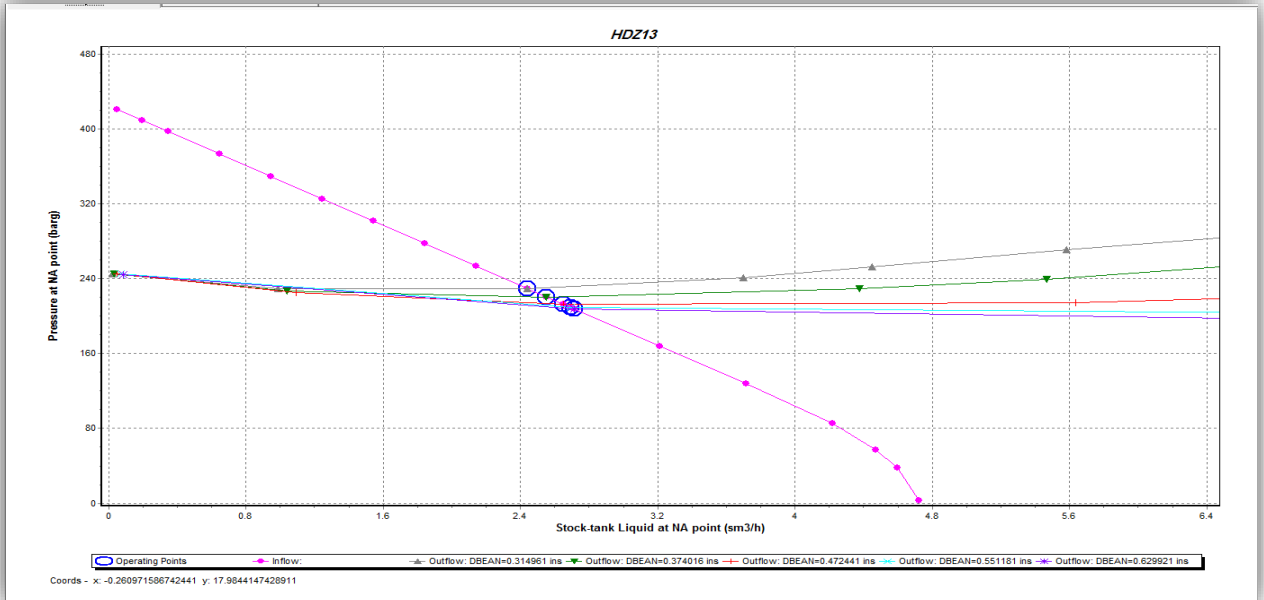


Figure IV.11. Sensibilité sur le diamètre de duse pour le puits HDZ13.

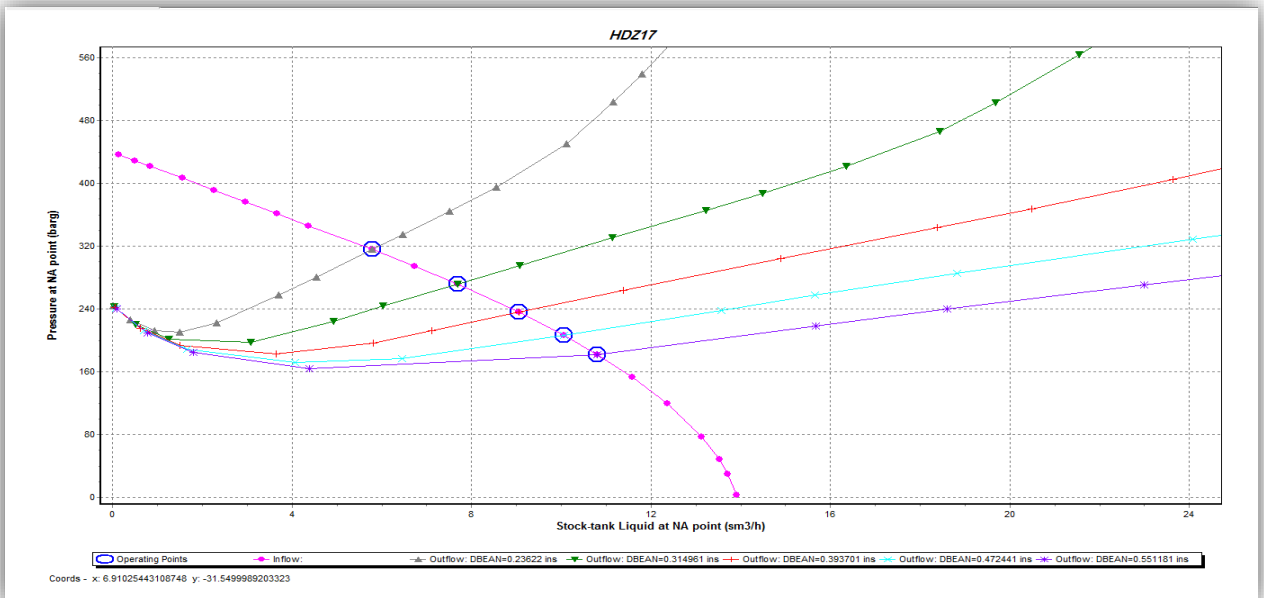


Figure IV.12. Sensibilité sur le diamètre de duse pour le puits HDZ17.

Les points de fonctionnement des puits sont :

HDZ13			HDZ17		
Diamètre de duse (mm)	Qo (m3/h)	PFD (bars)	Diamètre de duse (mm)	Qo (m3/h)	PFD (bars)
8	2.44	229.5	6	5.78	316.03
9.5	2.55	220.5	8	7.68	272.22
12	2.65	212.6	10	9.05	236.28
14	2.69	209.5	12	10.05	206.92
16	2.71	207.9	14	10.8	182.24

Tableau IV.5. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17

❖ **Interprétation des résultats:**

On remarque que le débit d'huile augmente légèrement avec l'augmentation du diamètre de la duse pour le puits **HDZ13** par contre pour le puits **HDZ17** il est sensible avec l'augmentation du diamètre de la duse.

- Sensibilité sur la pression de gisement

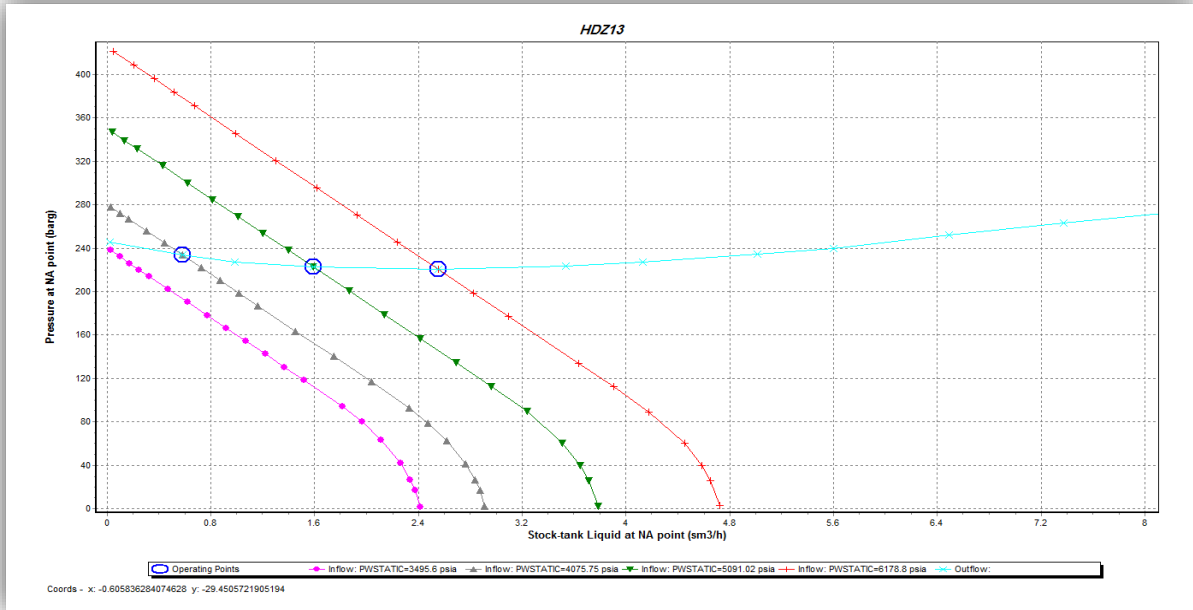


Figure IV.13. Sensibilité sur la PG pour le puits HDZ13.

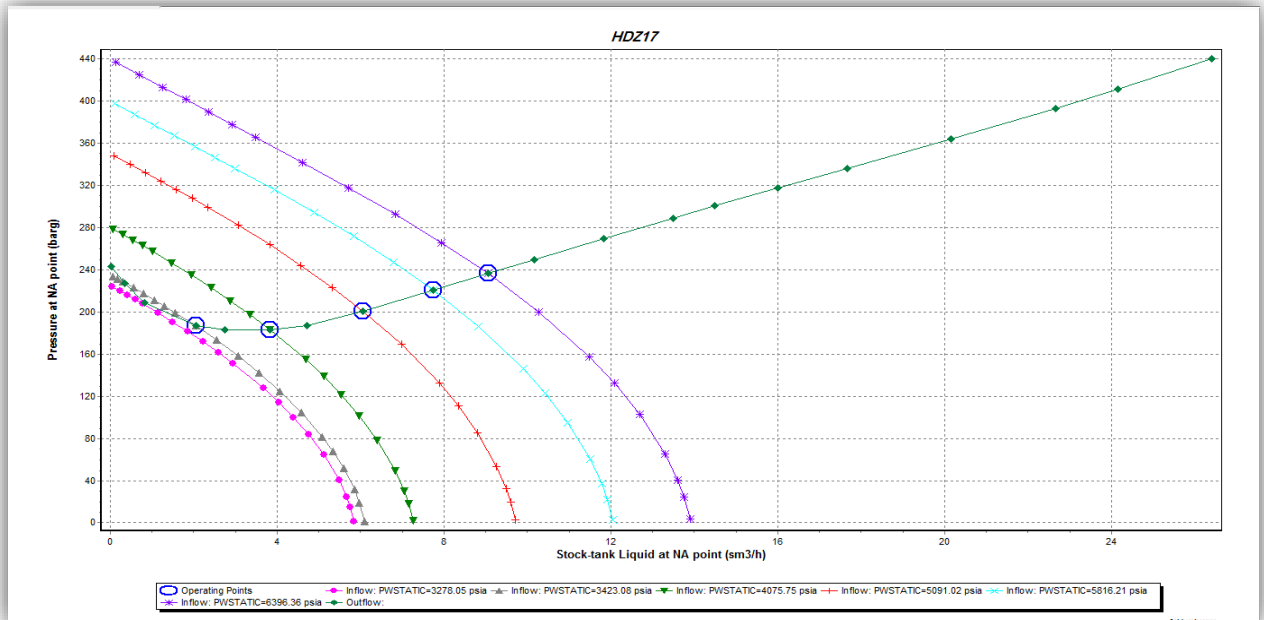


Figure IV.14. Sensibilité sur la PG pour le puits HDZ17.

Les points de fonctionnement des puits sont :

HDZ13			HDZ17		
PG (bars)	Q _O (m ³ /h)	PFD (bars)	PG (bars)	Q _O (m ³ /h)	PFD (bars)
425	2.55	220.5	440	9.05	236.2
350	1.5	222.5	350	6.06	200.37
280	0.58	233.5	280	3.82	183.18
240	/	/	235	2.04	186.68
			225	/	/

Tableau IV.6. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17.

❖ **Interprétation des résultats:**

D’après les résultats obtenus on remarque que le gisement de HDZ est devenu non éruptif quand la pression de gisement égal à **230 bars** pour le puits **HDZ13** et **235 bars** pour le puits **HDZ17** dans ce cas la solution la plus adéquate pour l’exploitation de ce gisement c’est le maintien de pression soit par les puits injecteur de gaz ou d’eau si possible.

• **Sensibilité sur la pression de tête:**

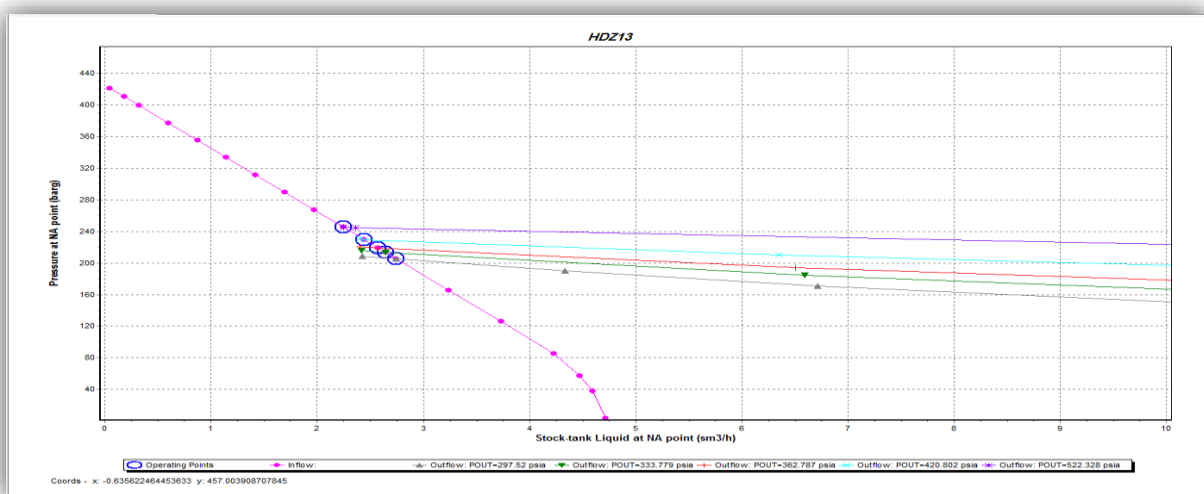


Figure IV.15. Sensibilité sur la Pt pour le puits HDZ13.

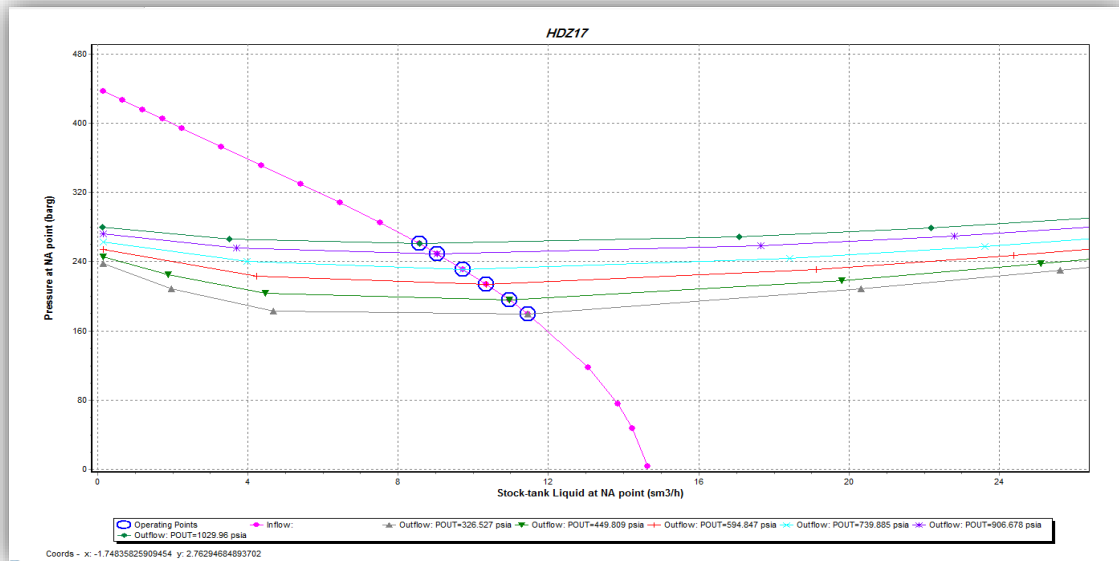


Figure IV.16. Sensibilité sur la Pt pour le puits HDZ17.

Les points de fonctionnement des puits sont :

HDZ13			HDZ17		
PT (bars)	Q _O (m ³ /h)	PFD (barg)	PT (bars)	Q _O (m ³ /h)	PFD (barg)
19.5	2.74	205.09	21.5	11.6	124.37
22	2.6	213.3	30	10.08	149
24	2.57	219.2	40	10.4	174.83
28	2.44	229.61	50	9.8	197.15
35	2.24	245.2	61	9.16	236.53
			70	8.65	240.23

Tableau IV.7. Points de fonctionnement des puits HDZ13 et HDZ17

A partir des points de fonctionnement des puits obtenu par l'intersection des courbes de l'outflow et inflow. La série de ces points nous permet d'obtenir la courbe de tendance que l'on assimile mathématiquement à une équation de degré 1 avec un coefficient R2 proche de 1.

❖ Interprétation des résultats:

On remarque que le débit d'huile augmente lorsque la pression de tête diminue donc il est très sensible à la variation de la pression de tête.

IV.4. Conclusion

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

Chapitre 5

V.1. Introduction

L'objectif de la modélisation et l'optimisation du réseau de collecte est non seulement pour calculer les pertes des charges sur tout le parcours du fluide actuel, mais aussi pour construire un nouveau réseau de collecte qui sert à améliorer la production par l'installation d'un nouveau EPF situé au niveau du champ, une fois le modèle est créer sur le PIPESIM le software permet la prédiction des effets de futur changement de la pression séparation ou le dimensionnement des pipes.

La création de ce modèle nécessite de recueillir des données de pression concernant tous les puits est le réseau de collecte existant sur le champ de Hassi Dzabat et Les données de production : concernant Qh, GOR, WOR, seront déterminés à partir de la base des données Jaugeage.

V.2. Modélisation du système de production (puits-réseau) avec les contraintes actuelle

➤ **Les données de réseau de collecte :**

- La longueur des pipes.
- Le diamètre intérieur des pipes
- La rugosité.

Pipe	Diamètre intérieur de pipe (inches)	Diamètre extérieur de pipe (inches)	Langueurs (m)	Rugosité (inches)
HDZ2-J5	5.4677	6	2000	0.008
HDZ13-J5	5.4677	6	45	0.008
HDZ14-J7	5.4677	6	6623	0.008
HDZ17-J7	3.263	4	2300	0.008
J5 -J6	5.4677	6	450	0.008
J7 -J6	5.4677	6	5273	0.008
J6 -Sink1	5.4677	6	200	0.008

Tableau V.1. Les données des collectes.

➤ Les données de production :

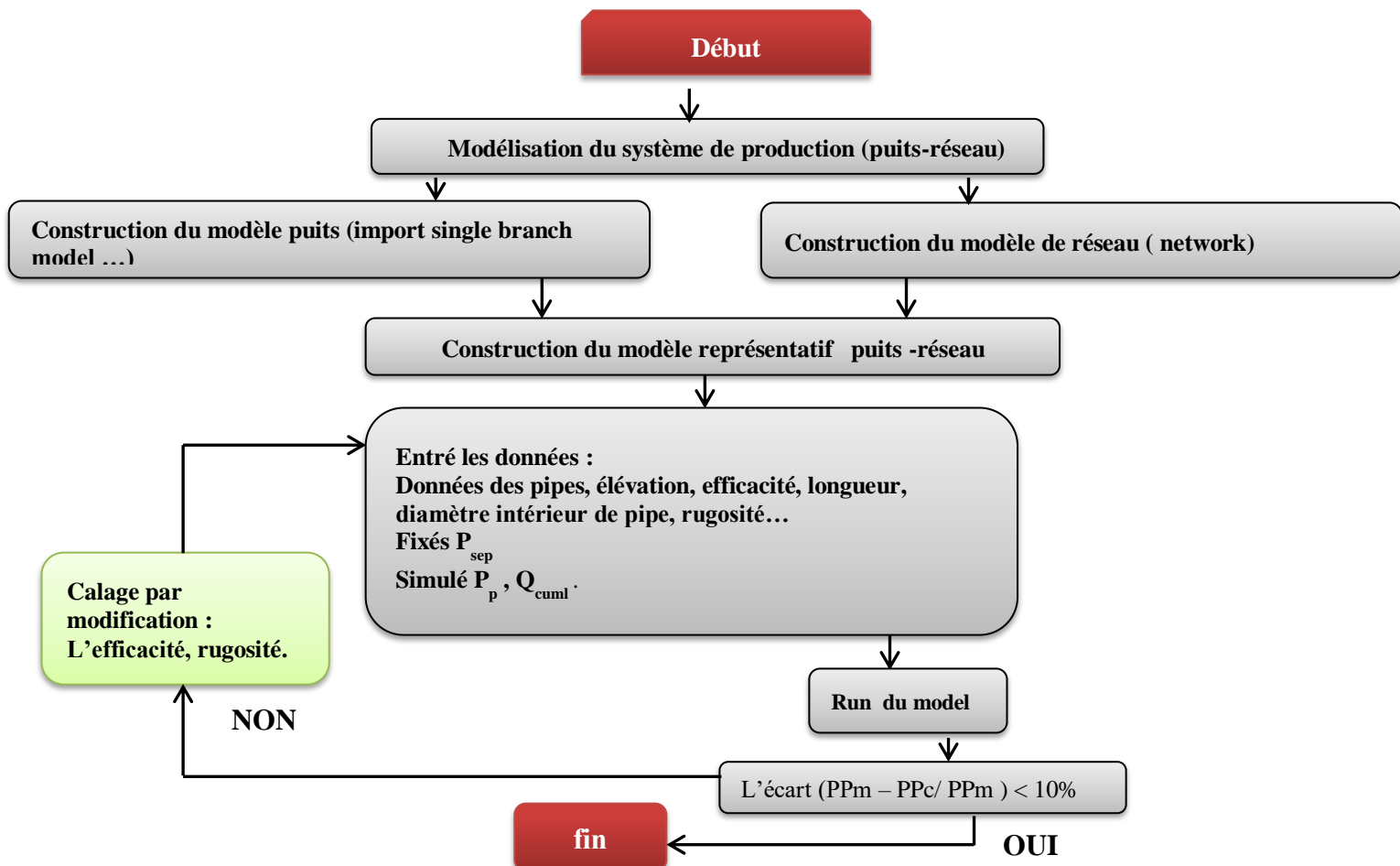
Les paramètres suivants obtenue par le jaugeage est donnée par le tableau ci-dessous :

Puits	Q _o (m ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	W _{CUT} %	PT (bars)	PP (bars)	Diamètre de duse (mm)
HDZ2	1.6	122	0	21	18	8
HDZ13	2.39	60	0	24	19.5	9.53
HDZ14	9.03	178	0	43	20	10
HDZ17	9.33	222	0	61	21.5	10

Tableau V.2. Données des puits.

V.2.1. Procédure de travail

L'algorithme suivant résume la procédure de la modélisation :



V.2.2. Structure actuelle de réseau de collecte

On utilise le PIPESIM (NETWORK) pour la construction et la modélisation du réseau. Ce dernier est constitué de 4 puits :

- Les deux puits HDZ14 et HDZ17 reliés entre eux avec une jonction j-7.
- les deux puits HDZ2 et HDZ13 reliés entre eux avec une jonction j-5.

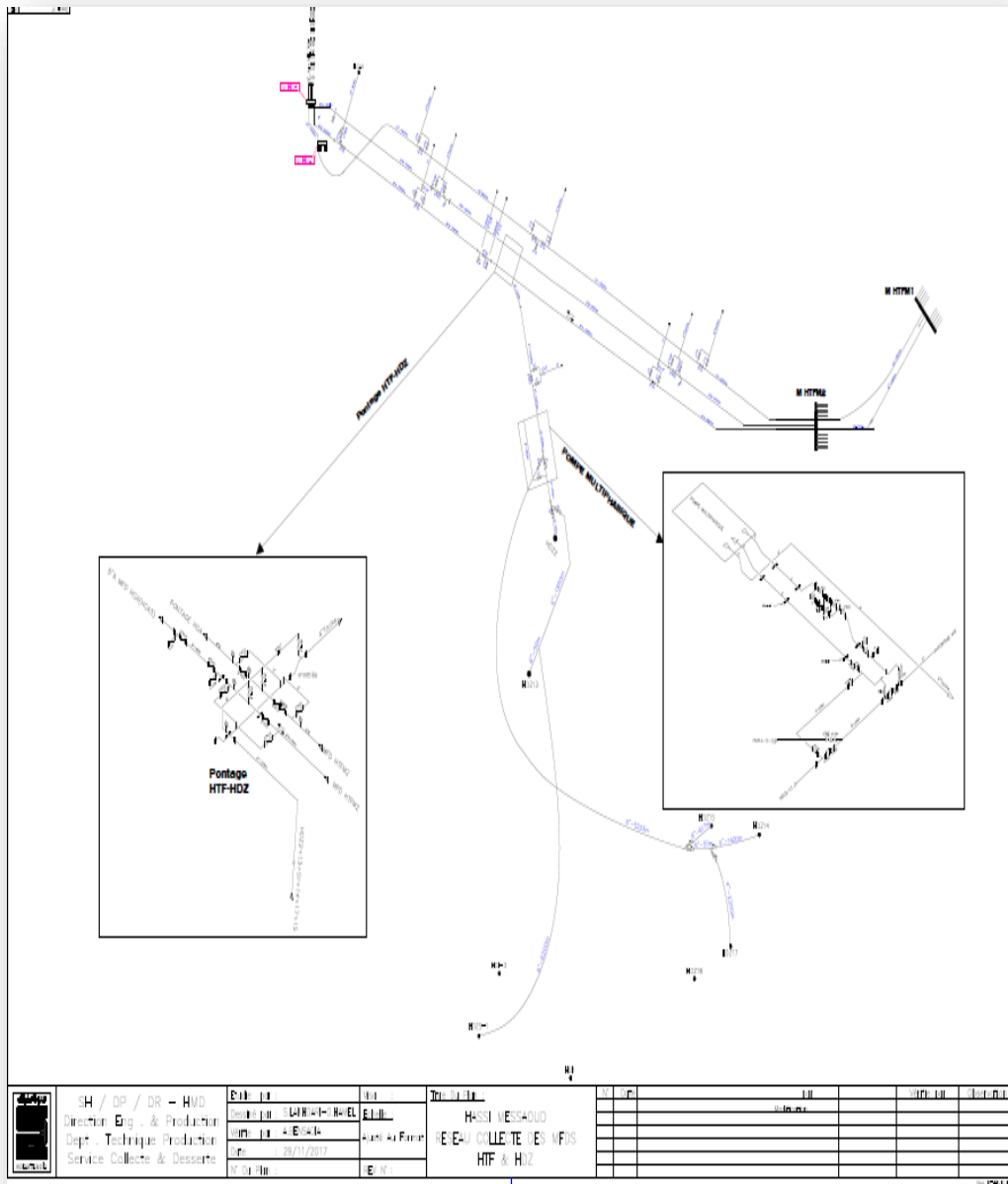


Figure V.1. Réseau de collecte du champ HDZ.

Le model est représenté dans la figure suivante :

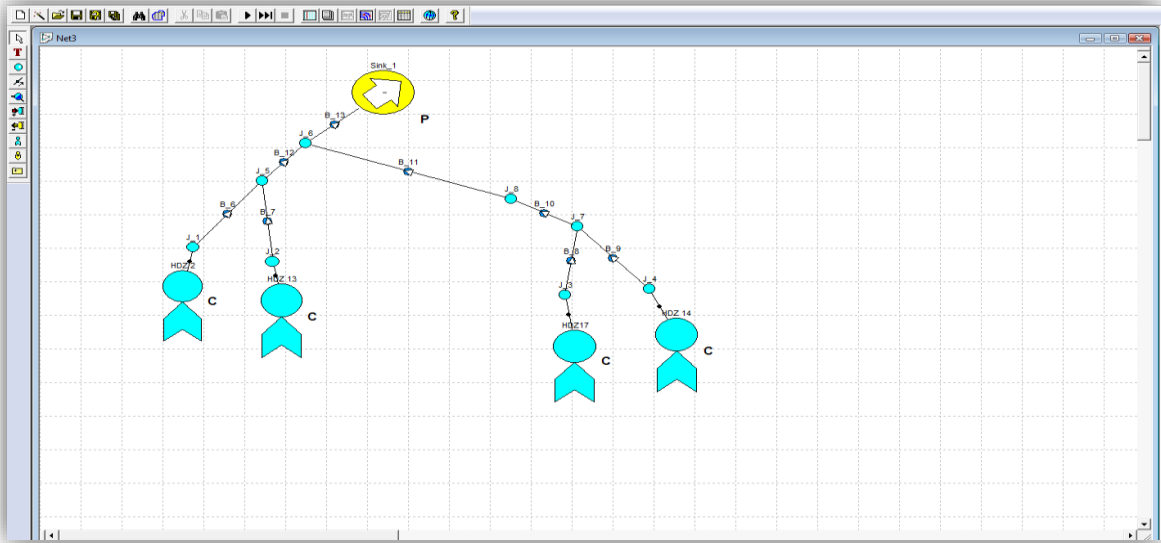


Figure V.2. La construction actuelle du réseau de collecte sur PIPESIM.

V.2.3. Résultat obtenue

1. Les paramètres simulés :

Le tableau suivant donne les pressions de tête, pipe débit d’huile simulé par le PIPESIM :

puits	Pt (bars)	Pp (bars)	Q _o (m ³ /h)	Diamètre de duse (mm)
HDZ2	17.71	19.4	1.63	8
HDZ13	22.8	18.28	2.37	9.53
HDZ14	68.1	24.4	8.78	10
HDZ17	71.6	26.1	9.8	10
Débit total			22.69	

Tableau V.3. Paramètres simulé par le PIPESIM cas de base.

2. Régime d'écoulement à travers la duse :

puits	Pt/Pp	Régime d'écoulement
HDZ2	0.85	Régime non critique
HDZ13	0.81	Régime non critique
HDZ14	0.46	Régime critique
HDZ17	0.35	Régime critique

Tableau V.4. Régime d'écoulement à travers la duse.

A partir du tableau ci-dessus on remarque que les puits HDZ14 et HDZ17 sont produits dans un régime critique. Donc tout ce qui passe dans le réseau de collecte n'influence pas sur le potentiel des puits.

Alors que les puits HDZ2 et HDZ13 produisent avec un régime non critique. Il y a une influence considérable sur la production à cause de ses faibles pressions de tête.

3. Les pertes de charge dans les pipes :

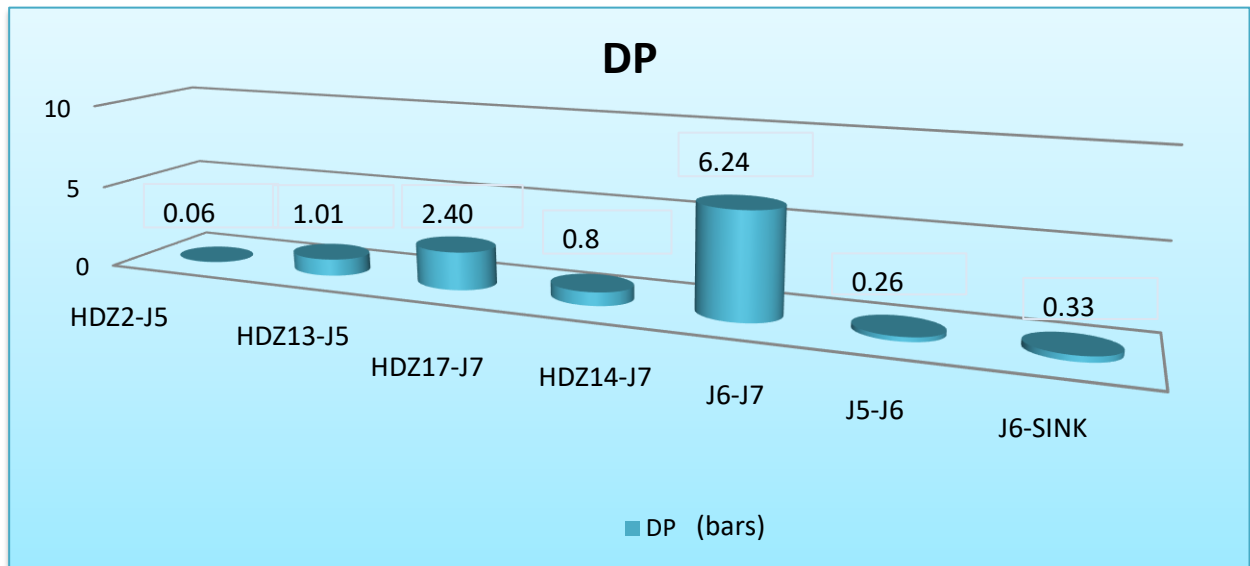
Les pertes de charge dans le réseau actuel sont dues essentiellement aux deux facteurs principaux :

- Le freinage causé par un puits bon producteur sur un puits à faible débit comme le cas des puits HDZ2 et HDZ13 avec HDZ14 et HDZ17 (liaison par jonction).
- Le diamètre inconvenable des pipes comme le cas des puits HDZ17, HDZ2 et HDZ13.

Donc pour minimiser ces pertes de charge, on doit optimiser le réseau de telle façon à :

- Eviter le freinage ; mise en place des manifolds au lieu des jonctions.
- Le flowline soit adéquat au potentiel de puits.

L'histogramme suivant donne les pertes de charge pour chaque pipe :



Histogramme V.1 Représentation des pertes de charge dans les pipes.

4. La vitesse des fluides :

Les conduites utilisées dans le réseau de collecte ayant différentes tailles, de 4", 6" pour les collectes (conduite relier entre puits – manifolde ou entre puits puits par jonction), et de 8 ",10" et 12" pour les collecteurs (entre manifolde –manifolde).

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

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

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

Les vitesses du fluide simulées avec le PIPESIM dans les pipelines sont représentées dans le tableau suivant :

pipes	Diamètre de pipe (")	VMF (m/s)	observation	Nouveau diamètre (")	VMF (m/s)
HDZ2-J5	6	0.21	Surdimensionné	4	1.95
HDZ13-J5	6	0.15	Surdimensionné	4	1.44
HDZ14-J7	6	1.3	acceptable	/	/
HDZ17-J7	4	5.2	Sousdimensionné	6	3.5
J5-J6	6	0.3	Surdimensionné	4	1.2
J7-J6	6	3.1	acceptable	/	/
J6-Sink	6	4.05	acceptable	/	/

Tableau V.5. Les vitesses des fluides.

Le modèle actuel du réseau de collecte montre que le diamètre de quelque branche qui n'est pas appropriées pour la production comme le cas des pipes reliés entre HDZ2-J5, HDZ13-J5, HDZ17-J7, J5-J6 donc de mieux à changer.

V.3. Modélisation du système de production (puits-réseau) avec l'installation proposée

L'objectif de cette installation est de maximiser le débit de production qui est limité par de multiples contraintes, éliminer les jonctions et les remplacer par des manifolds pour éviter le freinage et de donner la possibilité du raccordement des autre puits voisins comme les puits fermés à cause de leur faible pression de pipe, la mise en place d'un séparateur en place et par conséquence diminuer des pressions de lignes; changer les diamètres des pipes inconvenable à l'écoulement, changement du diamètre de duse si possible.

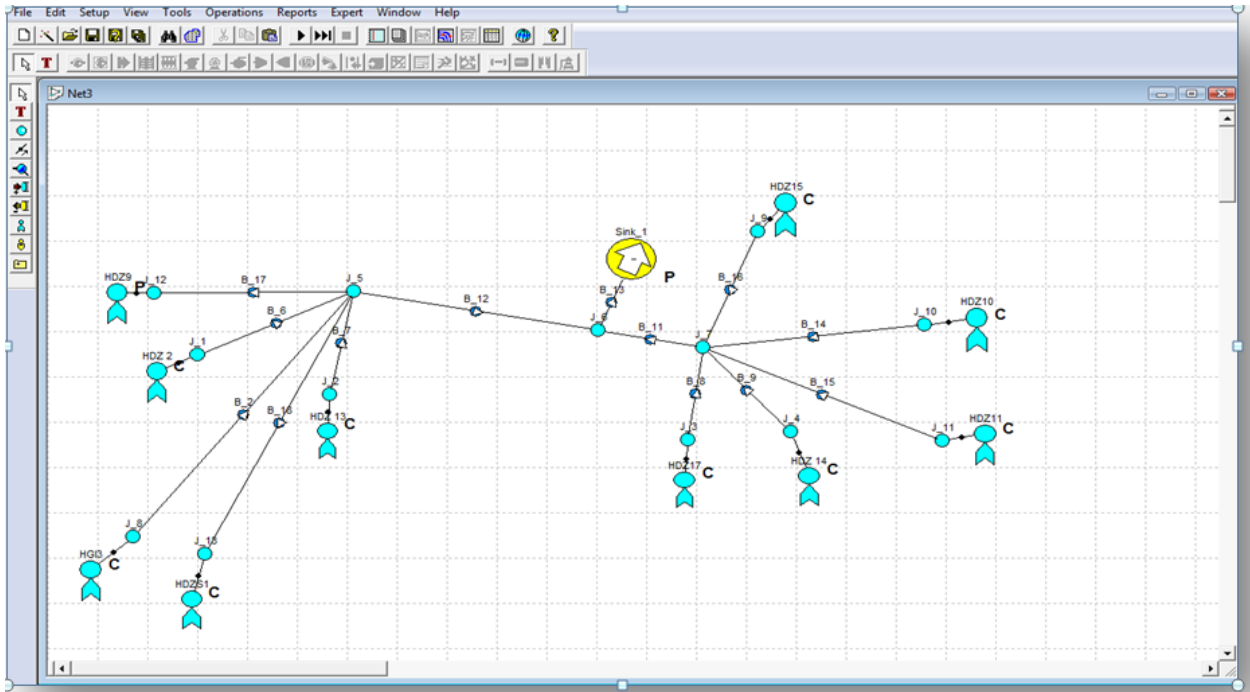


Figure V.3. La construction proposée du réseau de collecte sur PIPESIM.

V.3.1. Structure proposé de réseau de collecte

Le réseau de collecte proposé est schématisé dans la figure suivante :

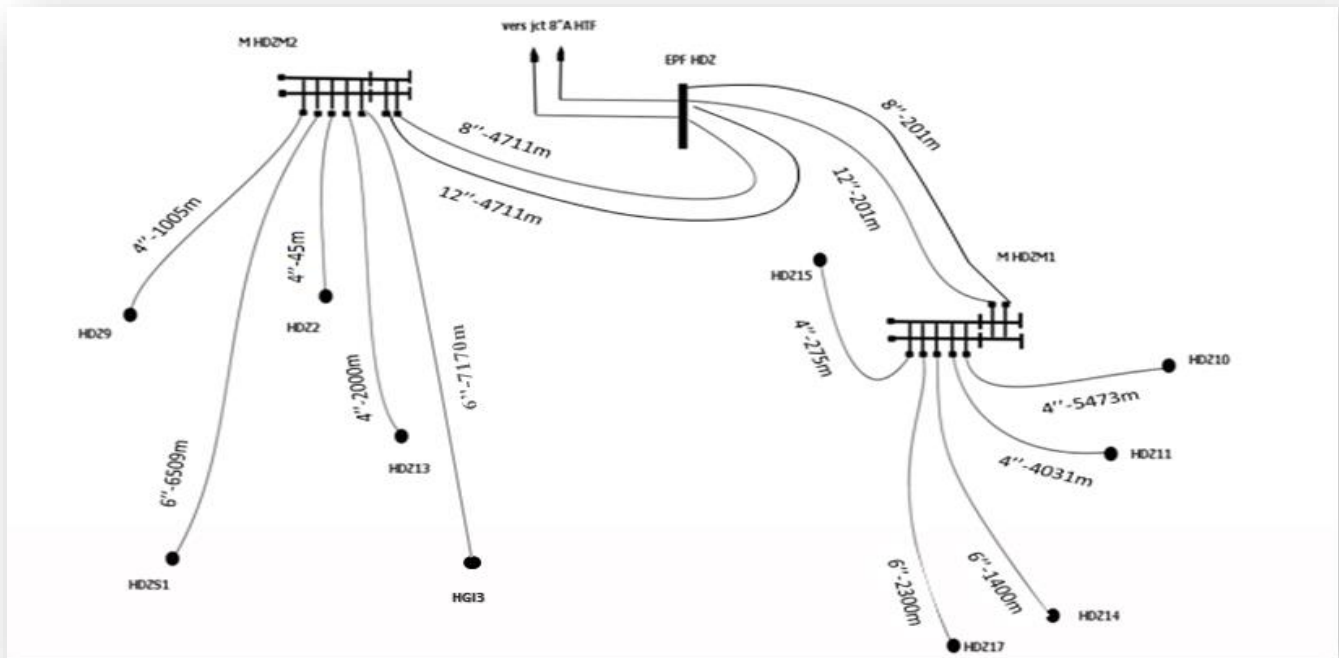


Figure V.4. Installation proposée de réseau de collecte sur le champ HDZ.

L'installation proposée est constitué de :

- ✓ Quatre puits ouverts HDZ2, HDZ13, HDZ14, HDZ17.
- ✓ Trois puits fermés HDZ9 HDZ10 HDZ11 à cause de leurs faible pression de tête.

- ✓ Un puits en cours de raccordement HDZS1, est un puits d'exploration convertie en puits producteur d'huile .
- ✓ Un puits en cours de raccordement HGI3 , (Nouveau puits foré).
- ✓ Un puits fermés HDZ15 attente reperforation.(on va restaurer la production de ce puits après la reperforation)
- ✓ Deux manifolds qui servent à diriger la production dans toutes les directions utiles. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrés.
- ✓ Un EPF est constitué essentiellement d'une unité de séparation, unité de stockage de l'eau s'il existe, une unité de pompage et possible d'une unité de compression est un groupe électrogène.

V.3.2. Résultats simulés par le PIPESIM de l'installation proposée

Les résultats obtenus par le logiciel avec une pression de séparation de **17 bars** sont donné par le tableau suivant :

	Pression de séparation 17 bars			
puits	Pt (bars)	Pp (bars)	Q_O (m³/h)	Diamètre de duse (mm)
HDZ2	21.0	19.2	1.63	8
HDZ9	18.6	18.5	0	9.53
HDZ10	20.2	20.4	0	9.53
HDZ11	25.3	20.5	3.3	9.53
HDZ13	24.1	20.0	2.33	9.53
HDZ14	88.6	18	8.78	10
HDZ15	37.6	17.6	5.57	9.53
HDZ17	71.6	18.4	9.8	10
HDZS1	81.74	22.6	10.45	9.53
HGI3	72.6	21.1	7.72	9.53
Débit cumul			49.58	

Tableau V.6. Paramètres simulé par le PIPESIM avec Psép 17 bars.

V.3.3 Le choix de longueur et diamètre convenable des pipes

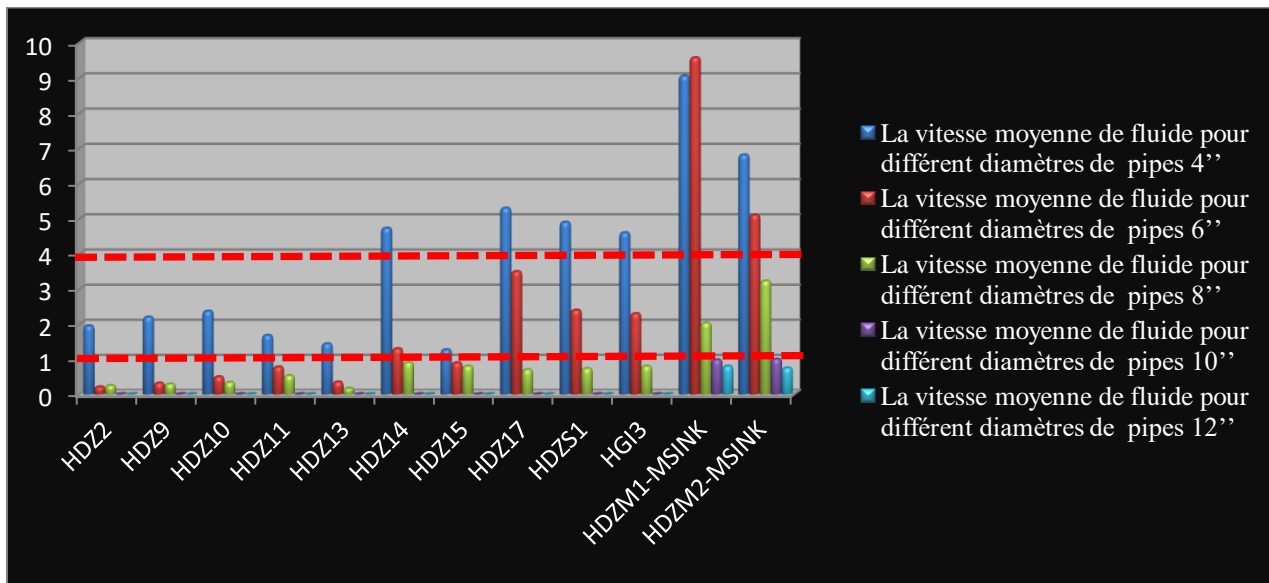
L'étude de choix de diamètre convenable de pipe est faite pour les diamètres suivants : 4'', 6'', 8'', 10'', 12'' pour chaque pipe, on utilise PIPESIM pour la simulation.. Le bon choix de diamètre de pipes basant sur l'intervalle recommandé des vitesses moyenne de fluide

Les résultats de travail sont résumés dans le tableau suivant :

pipes	La vitesse moyenne de fluide pour différent diamètres de pipes				
	4''	6''	8''	10''	12''
HDZ2	1.95	0.21	0.25	/	/
HDZ9	2.20	0.32	0.29	/	/
HDZ10	2.37	0.5	0.34	/	/
HDZ11	1.68	0.78	0.53	/	/
HDZ13	1.44	0.35	0.17	/	/
HDZ14	4.73	1.3	0.9	/	/
HDZ15	1.27	0.90	0.8	/	/
HDZ17	5.3	3.5	0.7	/	/
HDZS1	4.9	2.4	0.73	/	/
HGI3	4.4	2.3	4.6	/	/
HDZM1-MSINK	9.05	9.75	2.03	0.98	0.8
HDZM2-MSINK	6.81	5.1	3.23	1	0.75

Tableau V.7. La vitesse moyenne de fluide pour différent diamètres de pipes.

Les résultats obtenus par le tableau ci-dessus sont représenté par histogramme suivant :



Histogramme V.2 La vitesse moyenne de fluide pour différents diamètres de pipes.

D'après l'Histogramme précédent les diamètres les plus recommandés sont représentés dans les tableaux ci-dessous

➤ **Liaison par collectes :**

Cinq puits sont reliés entre eux par un manifold HDZM1 :

Pipe des puits	HDZ17	HDZ14	HDZ11	HDZ10	HDZ15
Longueur (m)	2300	1400	4031	5474	275
Diamètre (inche)	6	6	4	4	4

Cinq puits sont reliés entre eux par un manifold HDZM2 :

Pipe des puits	HDZ2	HDZ13	HDZS1	HDZ9	HGI3
Longueur (m)	45	2000	6509	1005	7170
Diamètre (inche)	4	4	6	4	6

➤ **Liaison par collecteurs**

Pipes Entre manifold HDZ M1, HDZ M2 et manifold de EPF :

Pipe	HDZ M1 - M EPF	HDZ M2 - M EPF
Longueur (m)	201	4711
Diamètre (inche)	8	8

V.3.4. Etude de l'influence de changement de débit cumulé en fonction de la pression de séparateur

L'objectif de cette étude est d'essayer d'améliorer la production du champ. L'idée est de manipuler sur les contraintes liées au séparateur, on diminue la pression de séparation et on observe leur influence sur le débit cumulé.

On fait des sensibilités sur la pression de séparation à 10bars et 6 bars et on enregistre la variation de débit d'huile. Les résultats de travail sont résumés dans les tableaux suivants :

	Pression de séparation 10 bars			
puits	Pt (bars)	Pp (bars)	Q _o (m ³ /h)	Diamètre de duse (mm)
HDZ2	15.2	12.6	1.79	8
HDZ9	12.2	12	0	9.53
HDZ10	14.5	13	1.43	9.53
HDZ11	22	14.4	3.5	9.53
HDZ13	19.76	13.7	2.5	9.53
HDZ14	88.64	11.21	8.78	10
HDZ15	37.6	10.8	5.57	9.53
HDZ17	71.6	11.7	9.89	10
HDZS1	81.74	16.32	10.45	9.53
HGI3	66.2	14.6	7.72	9.53
Débit cumulé			51.63	

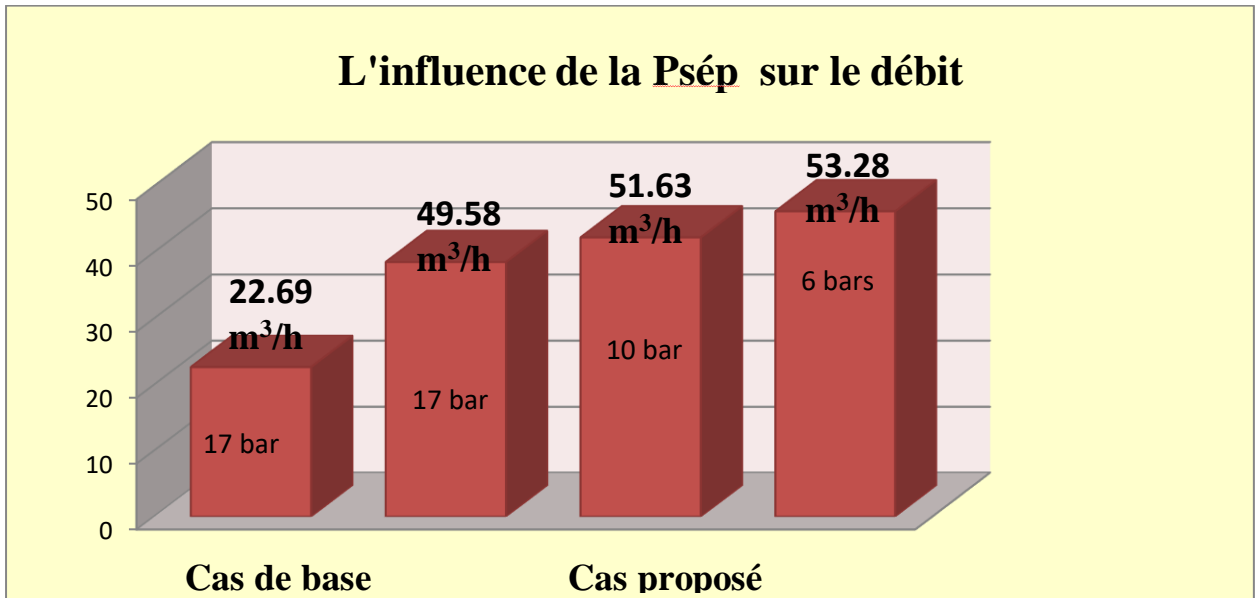
Tableau V.8. Paramètres simulé par le PIPESIM avec Psep 10 bars.

D'après le tableau ci-dessus le puits les puits **HDZ10** devient éruptif suite à la diminution de la pression de séparation et **HDZ9** restent non éruptif malgré la diminution de la pression de séparation du 17 bars a10 bars.

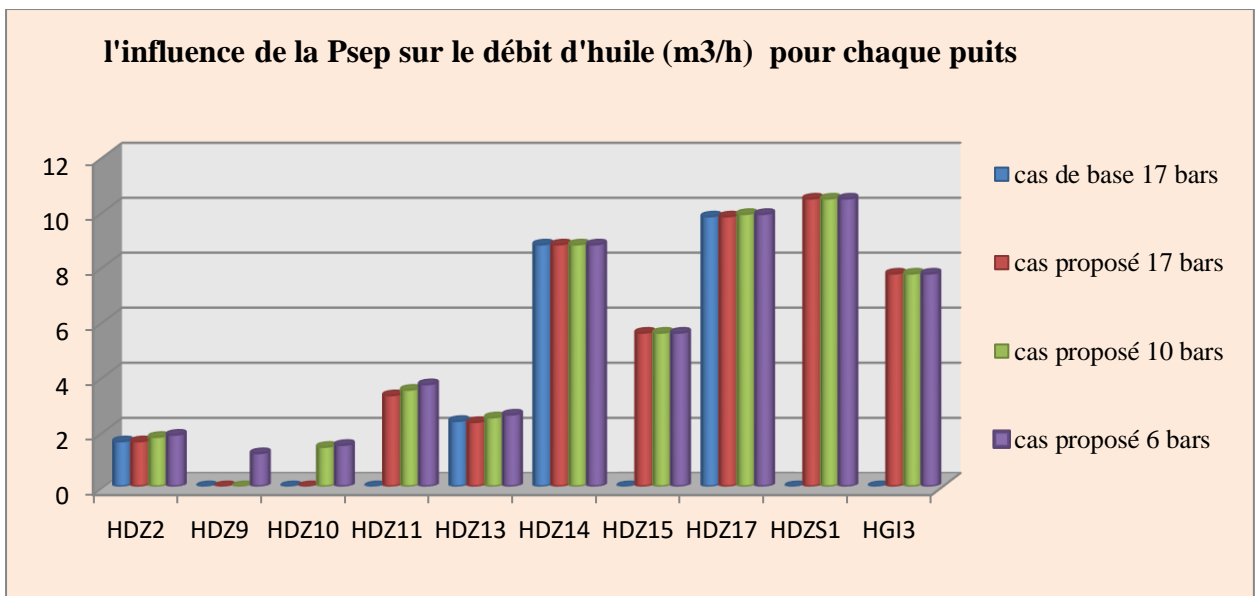
	Pression de séparation 6 bars			
puits	Pt (bars)	Pp (bars)	Q _o (m ³ /h)	Diamètre de duse (mm)
HDZ2	13	9.3	1.87	8
HDZ9	8.7	7	1.2	9.53
HDZ10	11.5	9.5	1.5	9.53
HDZ11	20	10.7	3.7	9.53
HDZ13	18	10.3	2.6	9.53
HDZ14	88.6	7.51	8.78	10
HDZ15	37.6	7.1	5.57	9.53
HDZ17	71.6	8.4	9.89	10
HDZS1	81.7	13.14	10.45	9.53
HGI3	66.2	11.2	7.72	9.53
Débit cumul			53.28	

Tableau V.9. Paramètres simulé par le PIPESIM avec Psep 6 bars.

A partir du tableau précédent on remarque que le puits **HDZ9** a démarrée avec un débit de **1.2 m³/h** , et qu'il n'y a pas une augmentation considérable de débit d'huile après la diminution de la pression de séparation jusqu'à 6 bars



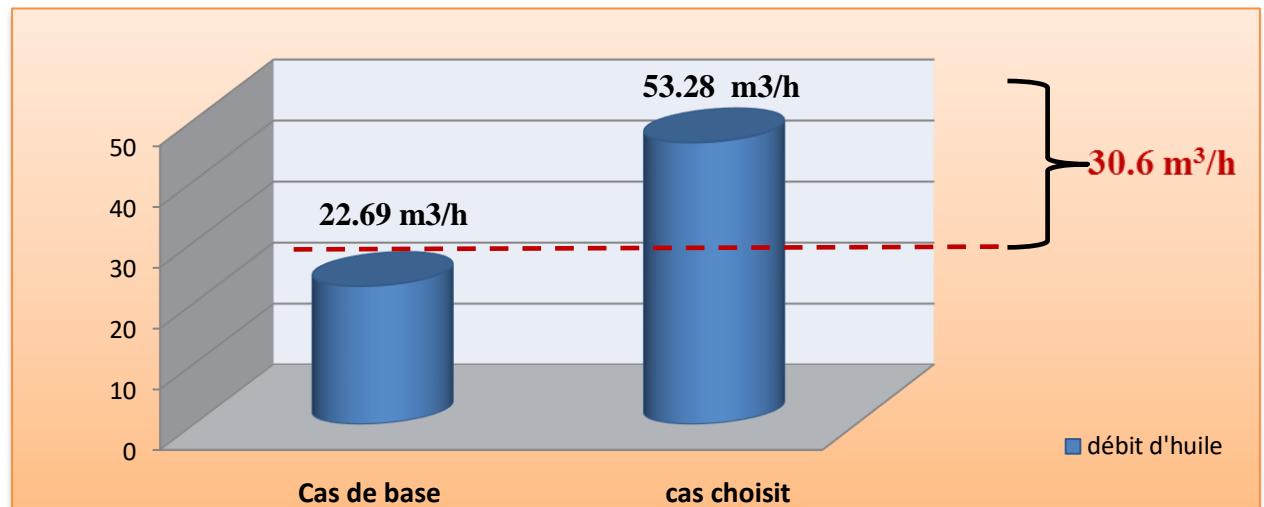
Histogramme V.3 Evaluation du débit d'huile cumulé en fonction de la pression de séparation.



Histogramme v.4. Evaluation du débit d'huile pour chaque puits en fonction de la pression de séparation.

D'après l'histogramme ci-dessus on a présenté le gain pour les différents paliers de Psép, pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain.

Le maximum de gain de production correspond à la pression de séparation égale à 6 bars d'où la récupération du liquide est maximale. Dans ce cas on a un gain de **30.6 m³/h** presque le double et un peu plus par rapport à la production actuelle :



Histogramme V.5. Comparaison entre le cas de base et le cas choisis.

V.4. Design de la pompe à installer

Il est clair qu'on choisit une pompe pour une installation et non une installation pour une pompe.

Il est évidemment absurde de rechercher des critères de fiabilité qui conduit à surdimensionner inutilement les installations et les rendre trop coûteuses. Inversement, des marges trop faibles peuvent conduire à des troubles générateurs des pertes de disponibilité des équipements. [7]

Le choix d'une pompe nécessite la définition d'un cahier des charges techniques regroupant au minimum les points suivantes :

- La zone du débit de fonctionnement de la pompe.
- La structure du groupe motopompe (vertical/horizontal, en aspiration ou en charge...).
- La durée d'utilisation prévue avec fréquence d'utilisation dans chaque zone.
- La nature du fluide pompé (composition physico-chimique, degré de pollution.)
- Le type d'exploitation prévue (pompes en série ou en parallèle)
- Le type d'entraînement requis, moteur électrique, diesel ou turbine.
- Le (NPSH) disp préalablement déterminé.
- Le service à assurer.
- Température.

- Hauteur manométrique total de refoulement.
- Pression d'aspiration et de refoulement.
- Viscosité et densité à la température de pompage
- Eventuellement, conditions particulières de corrosion/érosion. [4]

- **Calcul du débit de la pompe :**

La production des puits du réseau HDZ pour la solution trouvée est de 46.22m³/h.

Pour un coefficient de majoration de 20%, on a :

$$Q_{\text{huile}} = 64 \text{ m}^3/\text{h}$$

En principe, pour assurer en toute sécurité la continuité du service, les pompes sont doublées, c'est à dire que la pompe principale est jumelée à une pompe homologue qui doit toujours être prête pour prendre le relais soit par commande manuelle, soit par un dispositif automatique.

- **Calcul de la pression d'aspiration :**

La pression d'aspiration est donnée par l'application de la formule suivant :

$$P_{\text{asp}} = P_{\text{sép}} - 1 \text{ bar}$$

Donc : $P_{\text{asp}} = 5 \text{ bars}$

- **Calcul de la pression de refoulement :**

La pression de refoulement (P_{ref}) dans le collecteur d'huile 8''A de diamètre et (32400) m de longueur, est calculée à partir du logiciel PIPESIM $P_{\text{ref}} = 34.6 \text{ bars}$.

- **Calcul de hauteur manométrique :**

Il est déterminé en fonction des caractéristiques de l'installation, niveaux, pressions et pertes de charge pour le débit considéré. Un bilan d'énergie effectué entre aspiration et le refoulement permet de la calculer par la formule suivante dans le cas d'un écoulement isotherme :

$$H_{\text{man}} = (P_{\text{ref}} - P_{\text{asp}}) / \rho \cdot g \quad H_{\text{man}} = (34.6 - 5) \cdot 10^5 / 800 \cdot 9.81$$

Donc : $H_{\text{man}} = 377\text{m}$

- **La puissance de la pompe :**

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

$$P = (P_{\text{ref}} - P_{\text{asp}}) \cdot Q$$

$$\text{Puiss} = (34.6 - 5) * 10^5 * 56 / 3600$$

donc : Puiss= **52,62 kilowatts**

V.5. Conclusion

D'après les résultats obtenues dans ce chapitre l'installation d'un nouveau EPF au niveau du champ de Hassi Dzabat sert à donner l'opportunité d'ouvrir les puits fermés à cause de leurs faible pression de tête et garantir une augmentation considérable de débit d'huile de 22.69 m3/h jusqu'à 53.28 m3/h suite à l'installation d'un nouveau EPF avec une pression de séparation de l'ordre de 6 bars.

Chapitre 6

VI.1. Introduction

L'étude économique est la phase finale de l'étude technique. L'objectif essentiel est d'estimer l'investissement dans un projet. Les critères financiers de choix des investissements permettent de classer et de comparer les différents projets en étude afin de sélectionner le ou les projets jugés acceptables.

Afin de choisir la meilleure solution pour un projet et justifier son engagement financier, la rentabilité de la solution retenue doit être avérée.

VI.2. Investissement dans le projet de la nouvelle installation**VI.2.1. Calcul des coûts des pipes**

Le cout unitaire de pose des nouvelles pipes utilisées est donné par le tableau suivant :

Pipes	Longueur (m)	Diamètre (pouce)	Cout unitaire de pipe en DA	Cout de pipe en DA	Cout de pipe en \$
HDZ17-HDZ M1	2300	6	4200	9660000	82564.1
HDZ9-HDZ M2	1005	4	4000	4020000	34358.9
HDZ10-HDZ M1	5474	4	4000	21896000	187145.3
HDZ11-HDZ M1	4031	4	4000	16124000	137811.9
HDZS1-HDZ M2	6509	6	4200	27337800	233656.4
HGI3-HDZ M2	7170	6	4200	30114000	257384.6
HDZM1-EPF	201	8	7200	1447200	12369.3
HDZM1-EPF	201	12	8200	1648200	14087.2
HDZM2-EPF	4711	8	7200	33919200	289907.7
HDZM2-EPF	4711	12	8200	38630200	330172.6
Les trois MFD				36000000	307692.3
Le cout total				220796600	1887150.3

Tableau VI.1. Le cout des pipes.

VI.2.2. Coût des équipements de surface

Les installations de surface regroupent : les deux manifolds, les accessoires des conduites, la batterie de séparation, la pompe et autres équipements. Les coûts de ces installations sont donnés dans le tableau suivant :

Equipement	Cout en DA	Cout en \$
Séparateur	56360772 par mois	481716 par mois
pompe	12509640 par mois	106920 par mois

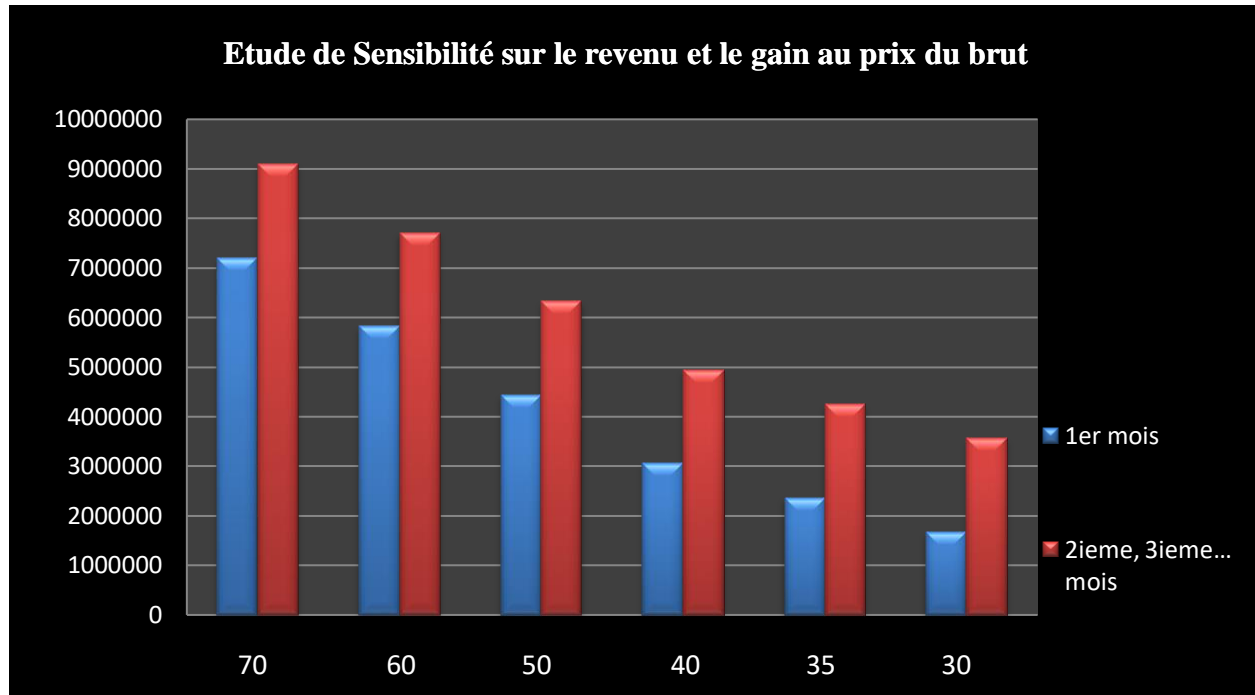
Tableau VI.2. Le cout des équipements de surface.

VI. 3. Etude de Sensibilité sur le revenu et le gain au prix du brut

Le prix de location d’une installation d’une pompe multiphasique de type II (BONATTI) et un séparateur (EXPRO) sont estimé à **896328.3 \$/mois** et le cout total des pipes et MFD est estimé à **1629765.7\$**.

Gain en production				Prix du brut	Revenu journalier	Gain a partir du 1 ^{er} mois	Gain a partir du 2 ^{ieme} mois
m3/h	m3/j	bbl/j	bbl/mois	(\$)	(\$/mois)	(\$/mois)	(\$/mois)
30.6	734.4	4612.032	138361	70	9685270	7209483.7	9096634
30.6	734.4	4612.032	138361	60	8301657.6	5825871.3	7713022
30.6	734.4	4612.032	138361	50	6918048	4442261.7	6329412
30.6	734.4	4612.032	138361	40	5534438.4	3058652.1	4945802
30.6	734.4	4612.032	138361	35	4842633.6	2366847.3	4253998
30.6	734.4	4612.032	138361	30	4150828.8	1675042.5	3562193

Tableau VI.3. Etude de Sensibilité sur le revenu et le gain au prix du brut.



Histogramme VI.1. Etude de Sensibilité sur le revenu et le gain au prix du brut.

D'après l'histogramme précédent on remarque que le cas le plus probable à estimer à partir du prix actuel du pétrole brut de 60\$ à 700\$/bbl alors, le gain est prévue entre **5825871.3** et **7209483.7** (\$/mois) pour le premier mois, entre **7713022** et **9096634** (\$/mois) pour le deuxième mois et le troisième

VI.4. Conclusion

L'évaluation économique c'est une étape très importante pour étudier la rentabilité du projet D'après les résultats précédent, on constate que le minimum du prix du brut (**30\$**) affecte directement un gain **1675042.5** \$ à partir du premier mois après la réalisation du projet.

*Conclusion
et
recommandations*

Conclusion

A la fin de notre étude on peut conclure:

- ✚ les valeurs de perte de charge enregistrée sur le réseau de collecte actuel au niveau du champ HDZ sont très importantes.

- ✚ La simulation des vitesses d'écoulement au niveau des pipelines montre que:
 - ✓ Les puits HDZ2, HDZ13 ont des diamètres surdimensionnés ce qui provoque une corrosion rapide.
 - ✓ Le puits HDZ17 a un diamètre sous dimensionné provoquant ainsi une érosion interne rapide.

- ✚ La mise en place d'un **EPF** sur le champ de **HDZ** avec une pression de séparation de l'ordre de 6 bars peut aboutir à un gain de production estimé à **30.6 m³/h**.

- ✚ L'étude technico-économique du projet d'installation de l'EPF au niveau du champ HDZ montre un amortissement rapide de la nouvelle installation:
 - ✓ Dépense du changement de réseau de collecte de l'ordre de 1.8 MM\$.
 - ✓ Location du séparateur et de la pompe de l'ordre de 0.58 MM\$/mois.
 - ✓ Revenu des cinq nouveaux puits ouverts avec un prix de 70 \$/bbl de l'ordre de 9.6 MM\$.

- ✚ Soit un gain de l'ordre de **7.2 MM\$** dès le premier mois de la mise en service et **9 MM\$** à partir du deuxième mois.

Recommandations

Suite à l'analyse des résultats obtenus, on recommande :

- ✚ L'installation et la mise en service d'un séparateur à une pression de séparation de 6 bars muni d'un système de pomperie afin de garantir un acheminement facile de l'effluent vers HGA avec prise en charge de la capacité actuelle et celle des futurs puits producteurs.

- ✚ L'actualisation du réseau de collecte par:
 - ✓ Changement des diamètres sur/sous dimensionnés.
 - ✓ Mise en place de deux manifolds (HDZM1 et HDZM2) pour but d'éliminer les raccords en jonctions et permettant un meilleur contrôle de la production.
 - ✓ Mettre en place deux pipes de diamètre 12'' entre les nouveaux MFD et l'EPF pour supporter la charge de tous les puits existant et les nouveaux puits à forer.

- ✚ Programmer une campagne de nettoyage et kick-off des puits (HDZ9; HDZ10; HDZ11; HDZ15 et HDZS1) et les maintenir dans leurs optimum paramètre.

Références Bibliographiques

Bibliographie

- [1] Activité amont division pétrolium engineering et développement (dossier de commercialite champ d'huile de Hassi Dzabat « HDZ »).
- [2] L. Mailhe ingénieur à ELF-RE cours de production « collecte- traitement- stockage » tome 13. 1974 . p 17-18-19.
- [3] Support de Formation: EXP-PR-EQ080-FR « Exploration et Production Les Équipements Les Séparateurs » Dernière Révision: 11/04/2007.
- [4] Jean-François LAPRAY Ingénieur de l'École Nationale Supérieure d'Hydraulique et de Mécanique de Grenoble (ENSHMG) Chef du service technique hydraulique GEC-ALSTHOM BERGERON «Pompes centrifuges, hélico-centrifuge et axiales : cavitation».
- [5] Document du groupement SONATRACH, Département réseau collecte sud. Data Banka, Fiche Technique. Manifolds HTF, réseau de collecte HDZ et HTF.
- [6] James Aubrey Carroll, III. «Multivariate production systems optimization» December, 1990
- [7] Mr Zaatout Kamel, Ingénieur Production étude d'installation d'une unité de pompage à W2A' Décembre 2002.
- [8] « PIPESIM fundamentals, multiphase flow simulator, workflow/solution training », version 2012, Schlumberger December 20, 2013.

Annexes

A.1. INFLOW performance d'un puits (IPR) :

La Courbe IPR : C'est la courbe caractéristique d'inflow, elle représente l'évolution de la pression de fond P_{wf} en fonction de débit dans le réservoir. Elle exprime la capacité d'un puits d'évacuer le fluide contenu dans le réservoir au fond du puits.

En se basant sur la loi de DARCY généralisée on peut tracer cette courbe, mais on doit prendre en considération le type d'écoulement pour simplifier la loi.

A.1.1 Différente équations pour calculer Les pertes de charges dans le réservoir

A.1.1.1 Equation de DARCY

Equation de DARCY est utilisée dans le cas d'un écoulement monophasique, il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, lorsque la pression de gisement soit supérieure à la pression de bulle.

Dans ce cas la loi DARCY s'écrit :

$$\frac{h \times K \times (P_r - P_{wf})}{\mu_o \times B_o}$$

Donc : $Q = IP \times (P_r - P_{wf})$

Où : $IP = \frac{K_o}{\mu_o \times B_o}$

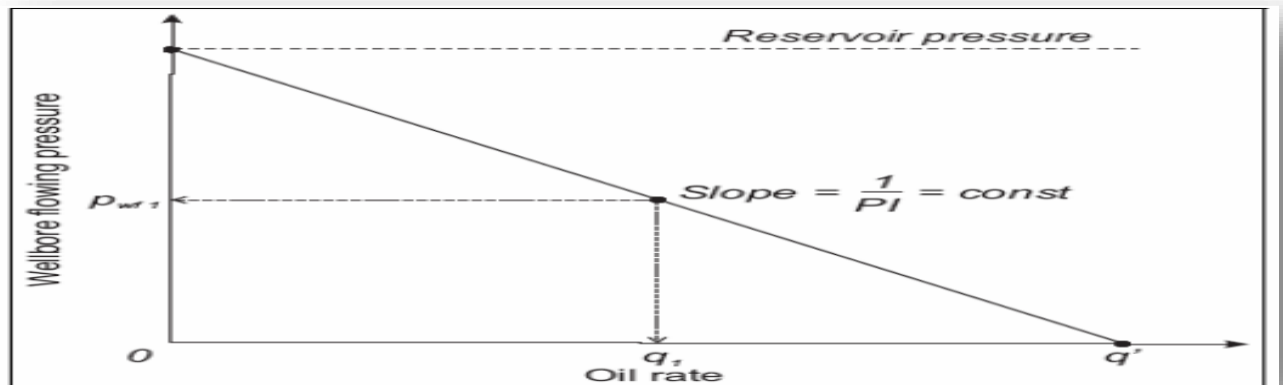


Figure A.1 : Courbe IPR pour écoulement monophasique.

A.1.1.2. Equation de VOGEL :

Equation de VOGEL est utilisée dans le cas d'un écoulement diphasique, il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides ; c'est le cas où la pression de gisement devient inférieure à la pression de bulle.

L'équation de VOGEL peut décrire ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

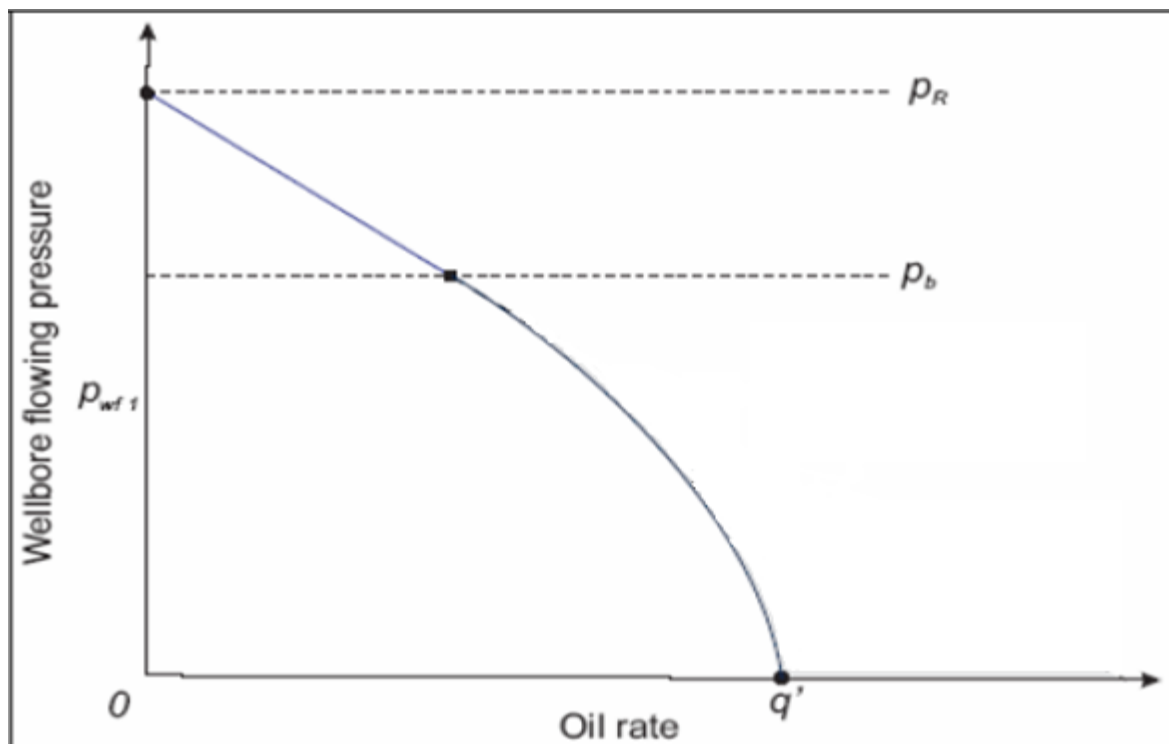


Figure A.2: Courbe IPR pour écoulement diphasique.

A.1.1.3. Combinaison entre les deux équations :

L'équation de DARCY est valable quel que soit la pression, par contre l'équation de VOGEL n'est valable que pour des pressions inférieures à la pression de BULLE, donc pour avoir une équation générale qui peut décrire l'écoulement pour n'importe quelle pression on va injecter l'équation de VOGEL dans celle de DARCY

Donc on a deux domaines :

- **Lorsque $P_b < P < P_r$:**

On est en monophasique donc :

$$q = IP * (P_r - P_{wf})$$

$$q_{o_{max}(DARCY)} = IP * P_r$$

- **Lorsque $P_{wf} < P < P_b$:**

On est en diphasique donc :

$$q_o = q_{o_{max}} \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

En effet, pour déterminer le débit à une pression inférieure à P_b on :

$$q_o = q_b + q(\text{VOGEL})$$

$$q_o = q_b + (q_{o_{max}} - q_b) \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = IP \times (P_r - P_b) + \frac{IP \times P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Ce qui donne :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2 P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_b} \right]}$$

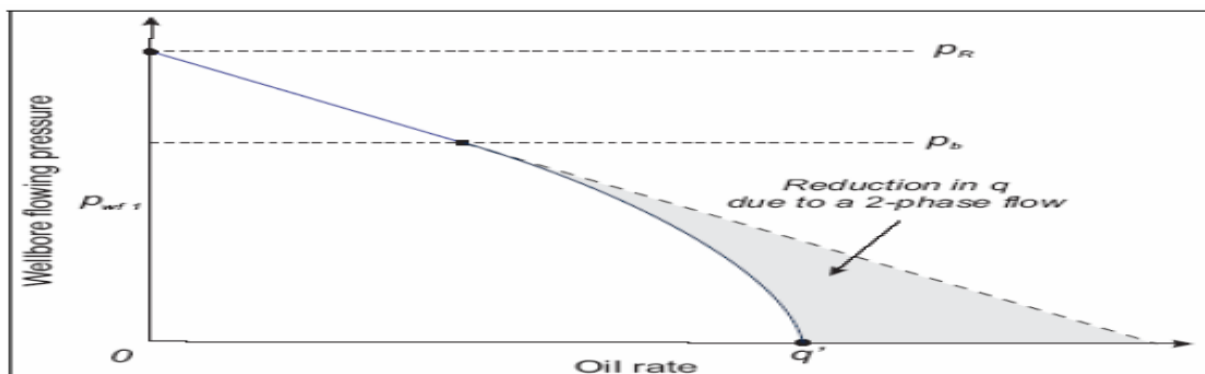


Figure A.3: Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique.

A.2. OUTFLOW performance d'un puits (VLP)

Elle représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits ou bien jusqu'au séparateur.

La courbe **VLP** exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing ; le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2 P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_b} \right]}$$

Cette équation renferme trois termes :

1. Terme exprime les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
2. Terme exprime les pertes dues aux frottements.
3. Terme exprime les pertes dues à l'accélération

Tel que :

ρ_m : masse volumique du mélange.

f_m : facteur de frottement.

v_m : vitesse du mélange.

g_c : accélération du gravité.

La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres ρ_m et f_m . Et pour cela on fait appel à des corrélations faites pour le calcul des pertes de charges dans les conduites.

A.2.1. Différents corrélations pour calculer Les pertes de charges dans le tubing

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Parmi les corrélations les plus utilisées on peut les citer suivant des catégories, comme suit :

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 ^{ere}	POETTMAN & CARPENTER	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 ^{eme}	HAGERDORN & BROWN	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 ^{eme}	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

Tableau A.1 :Les corrélations les plus utilisés.

A.2.2. Les pertes de charge dans les conduites horizontale:

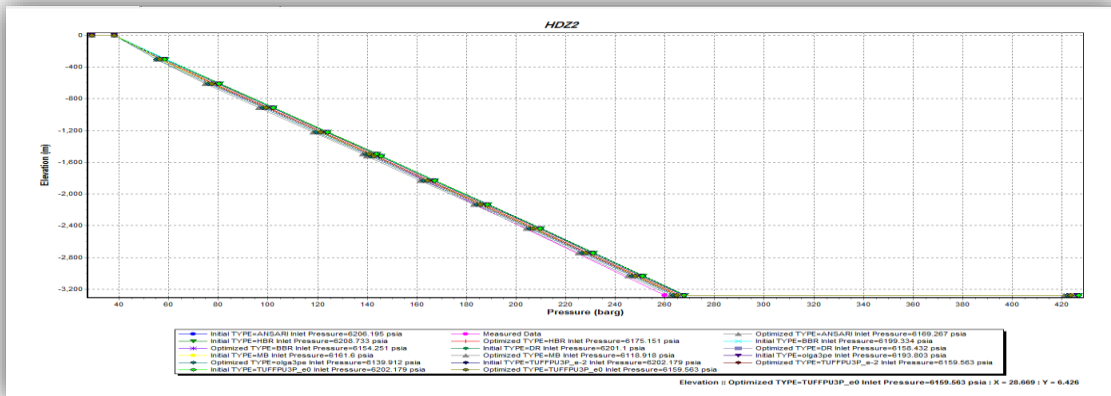
Parmi plusieurs corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge le long des pipelines horizontales et basées sur des études antérieures, il y a deux corrélations qui donnent de bons résultats pour le réseau de collecte du champ de Hassi Messaoud:

- BBM – Beggs & Brill - Moody.
- DEF – Dukler-Eaton-Flanigan.

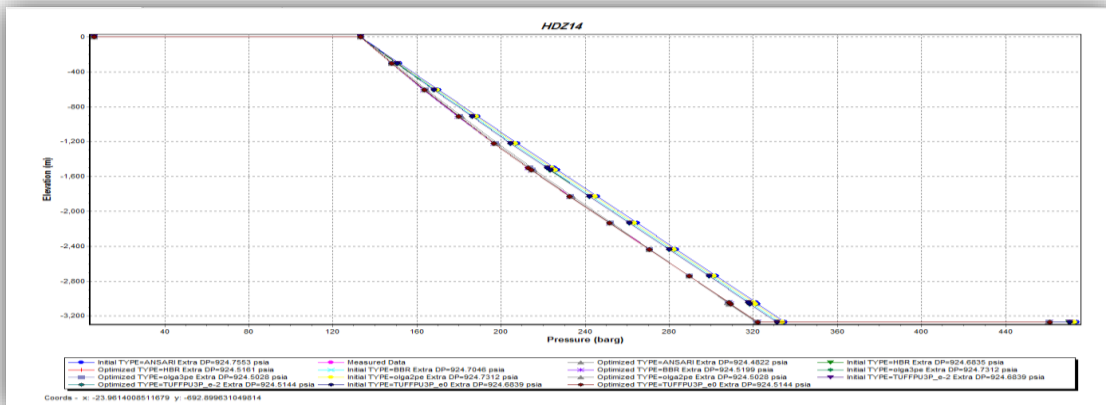
La corrélation de BBM tend en générale à sous-estimer les pertes de charges dans le système, surtout quand les lignes ont des points de dépression qui causent l'accumulation et la stagnation du liquide. Par contre, la corrélation de DE surestime généralement les pertes de charge dans les pipelines sans ondulations ou des points de dépression, la corrélation de DE est choisie pour mieux simuler le statut actuel du réseau de collecte.

La corrélation de Dukler-Eaton-Flanigan utilise la corrélation corrigée de Flanigan, dont le terme d'élévation dans le gradient de pression total est négligé pour des faibles côtes. Cette corrélation utilise la corrélation de Dukler pour le calcul des pertes de charge par friction, et la corrélation d'Eaton pour le calcul du hold-up liquide HL.

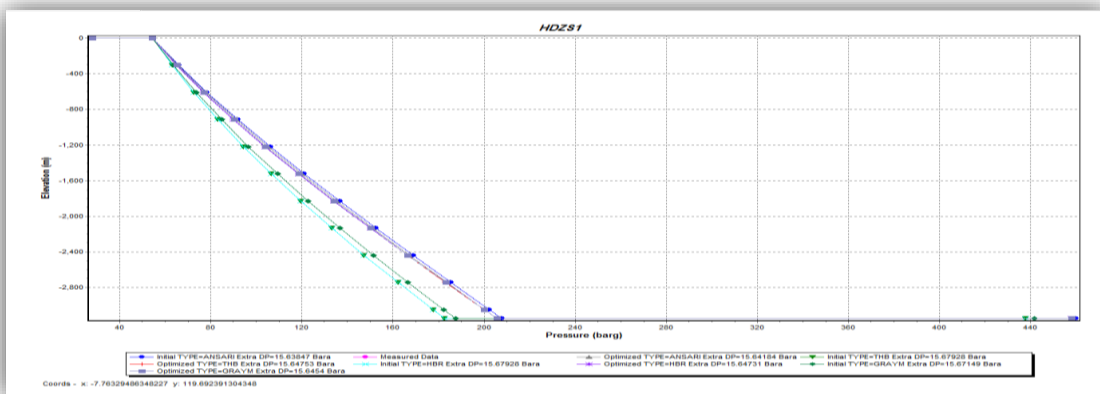
Puits HDZ2



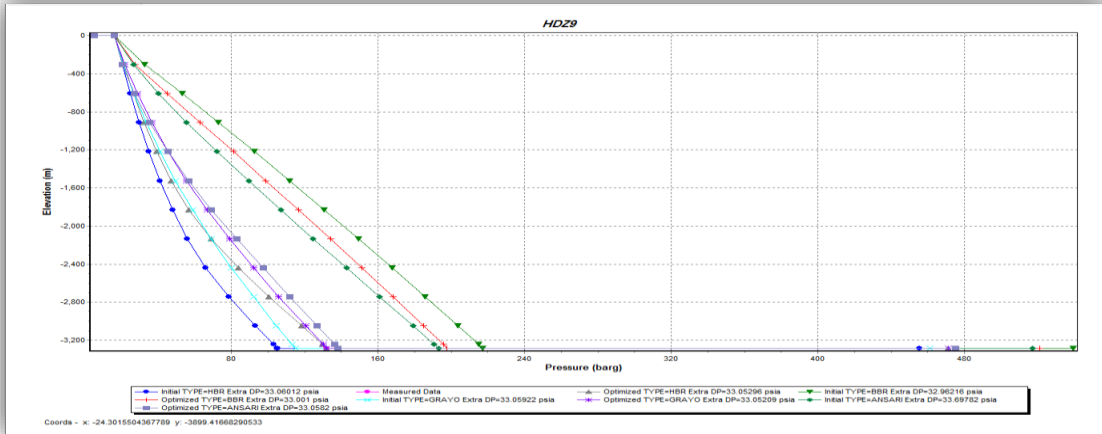
Puits HDZ14



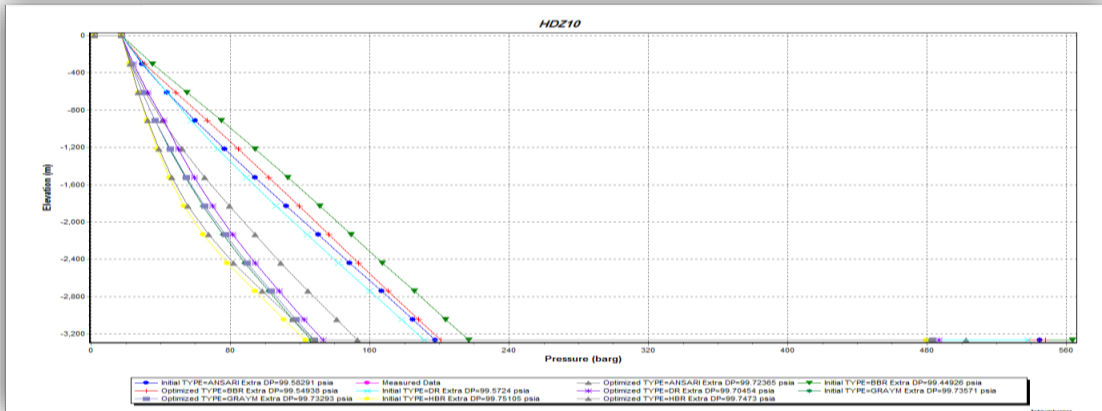
Puits HDZS1



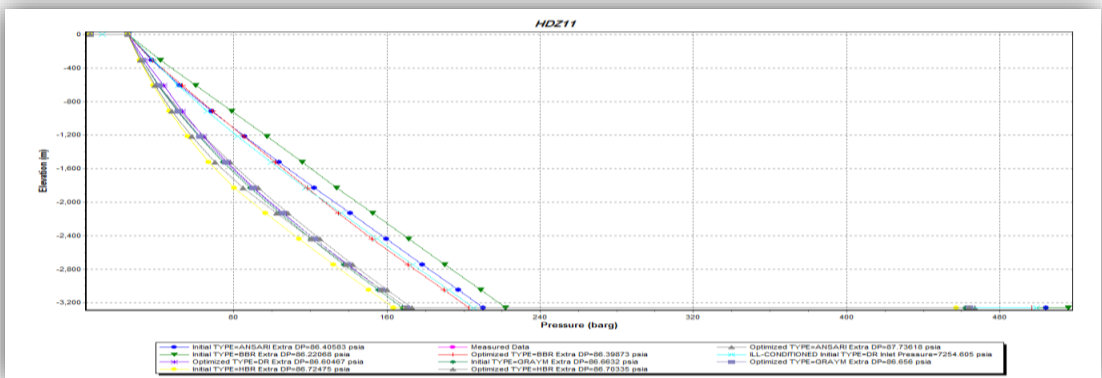
Puits HDZ9



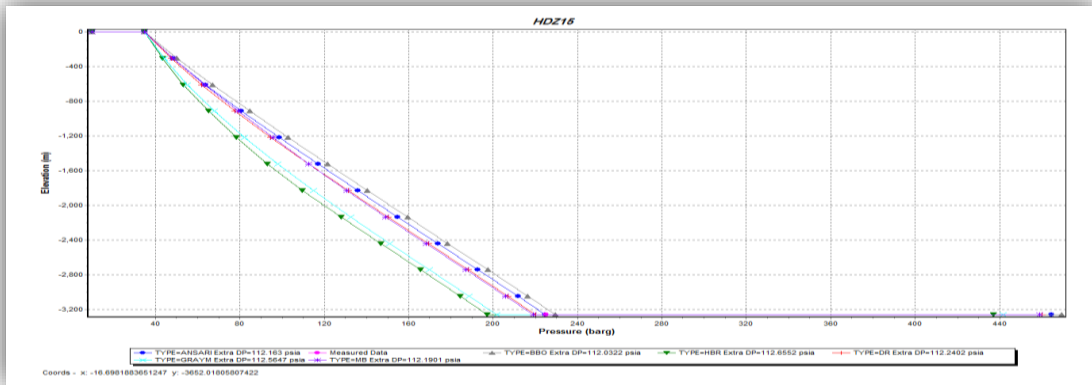
Puits HDZ10



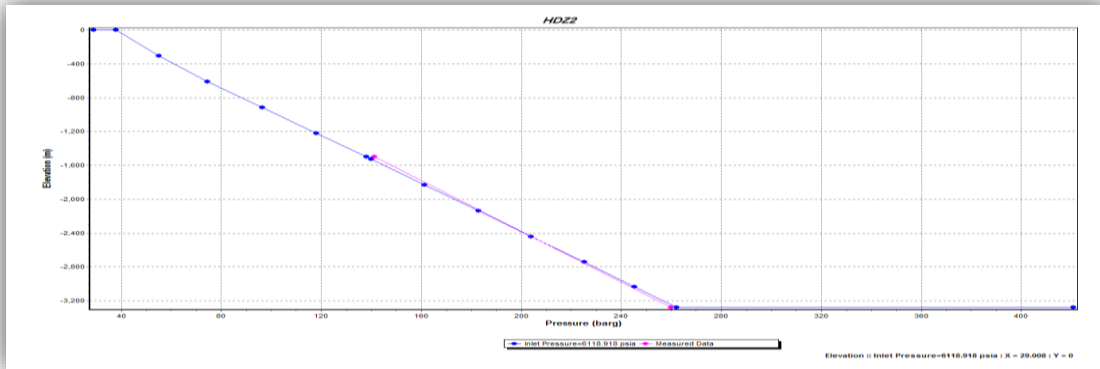
Puits HDZ11



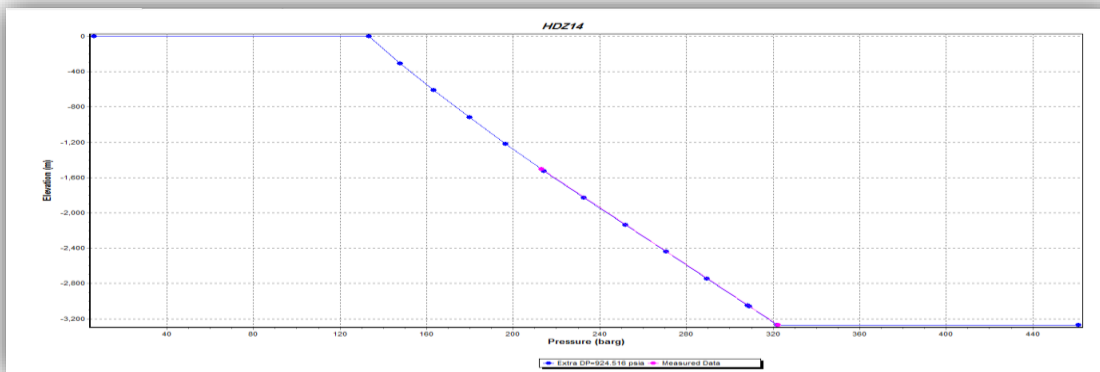
Puits HDZ15



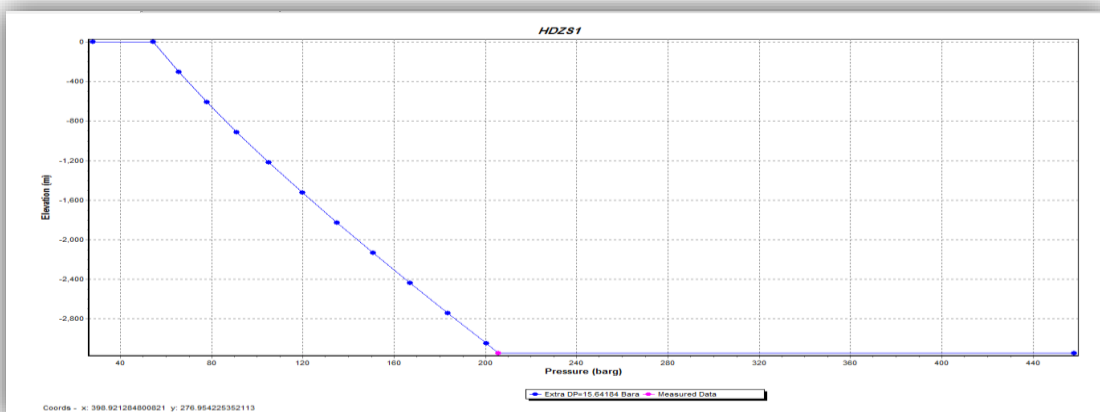
Puits HDZ2



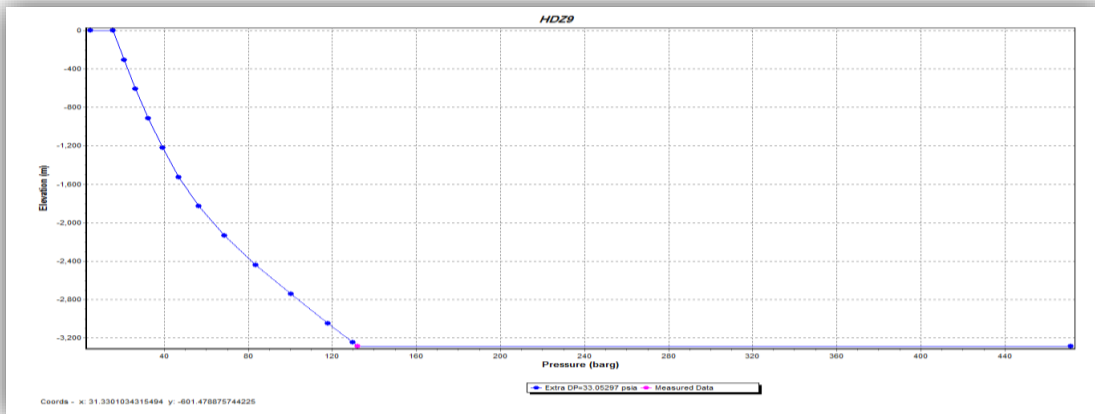
Puits HDZ14



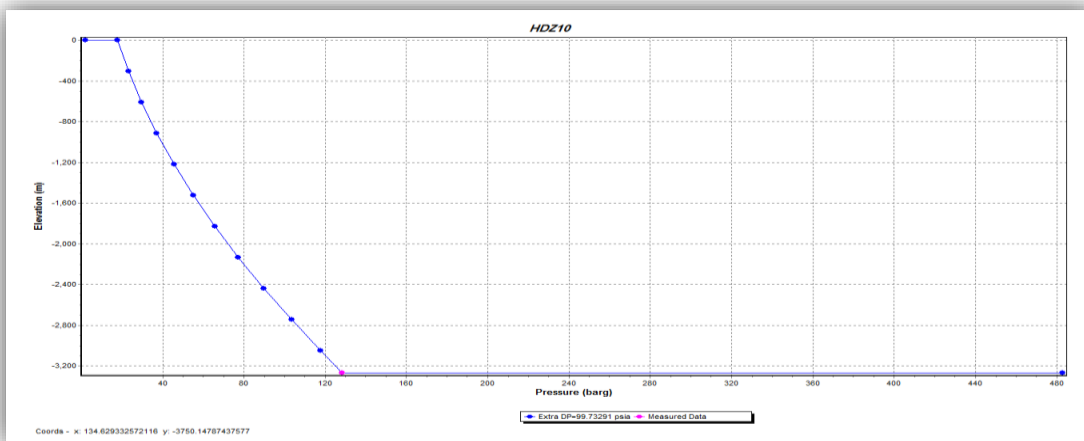
Puits HDZS1



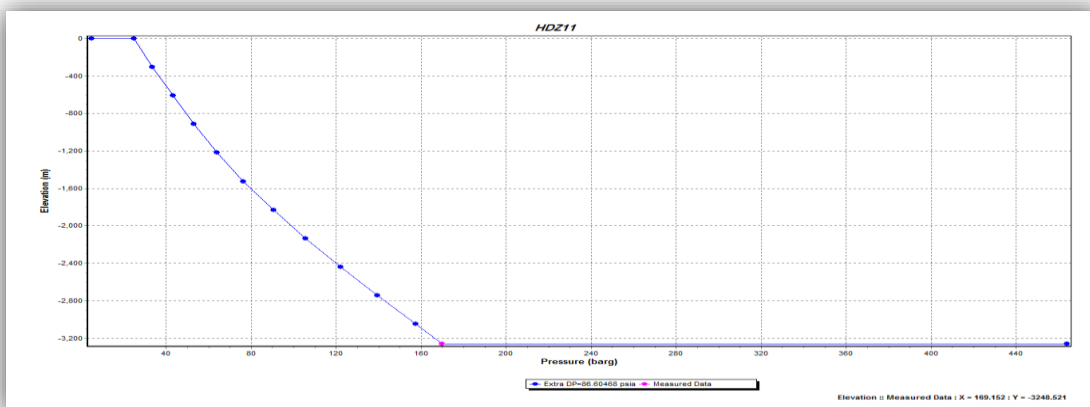
Puits HDZ9



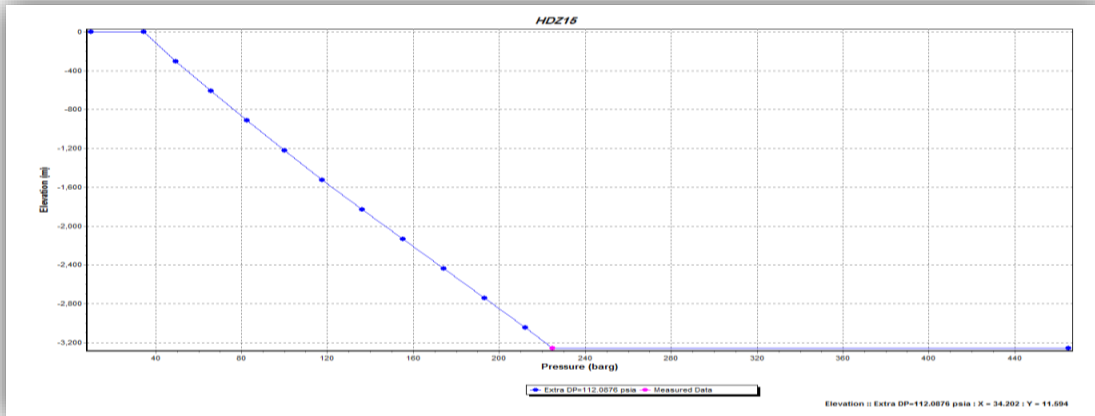
Puits HDZ10



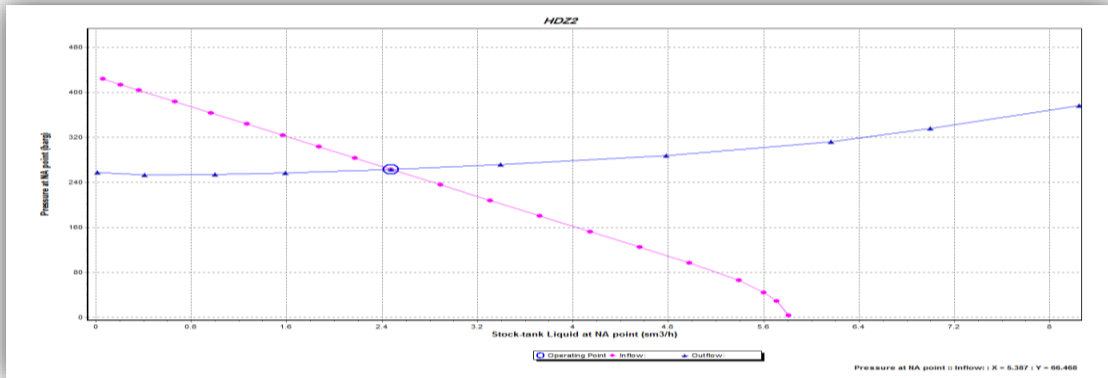
Puits HDZ11



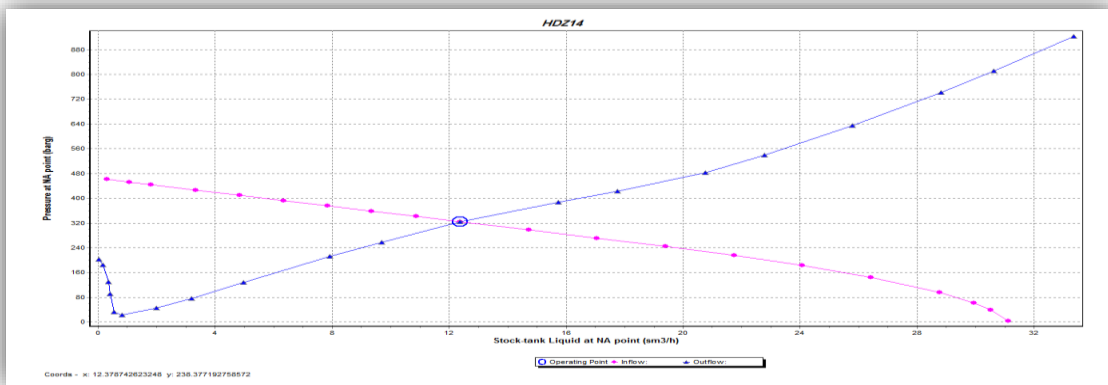
Puits HDZ15



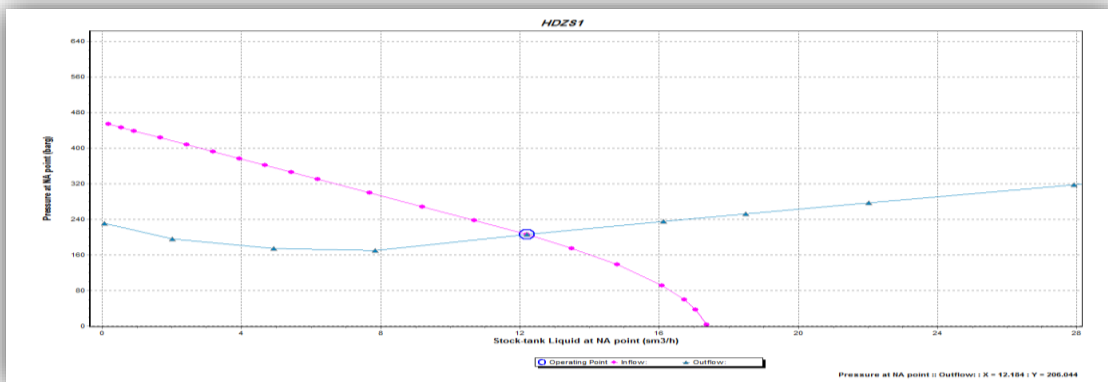
Puits HDZ2



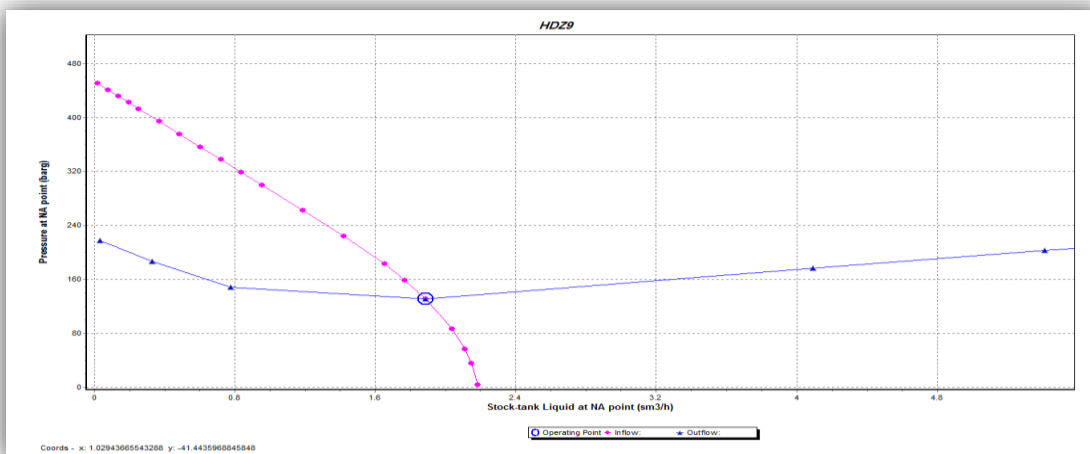
Puits HDZ14



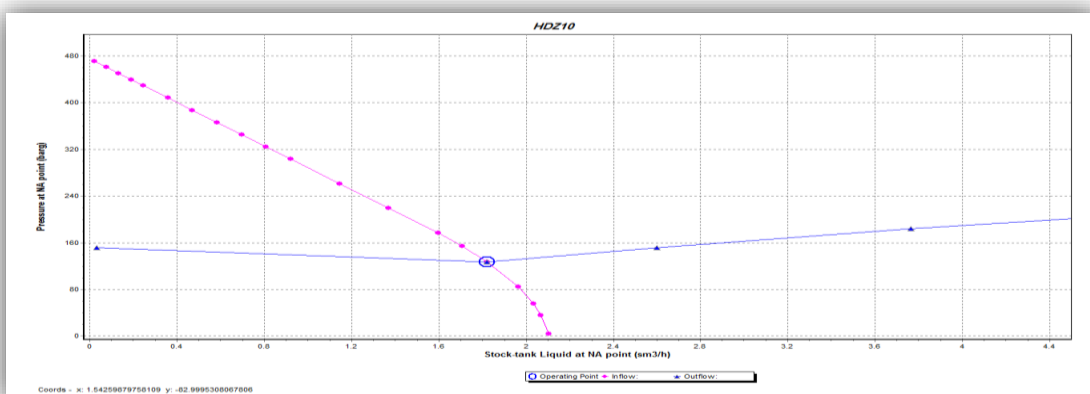
Puits HDZS1



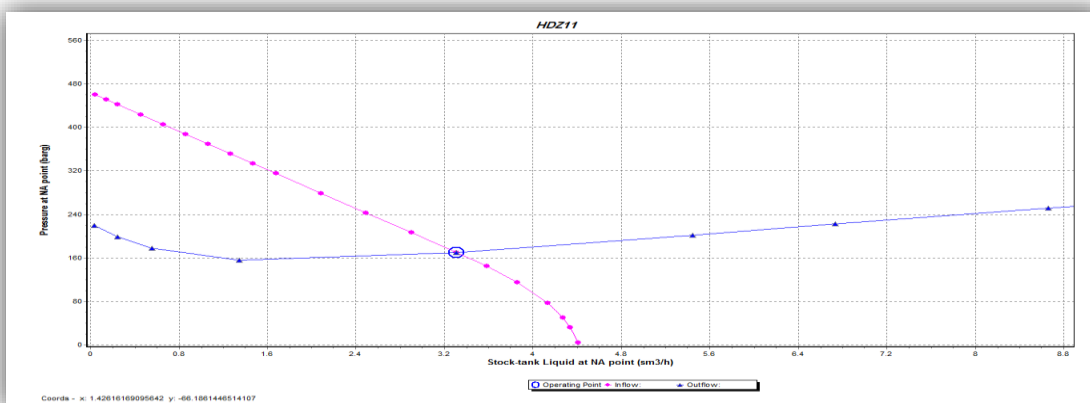
Puits HDZ9



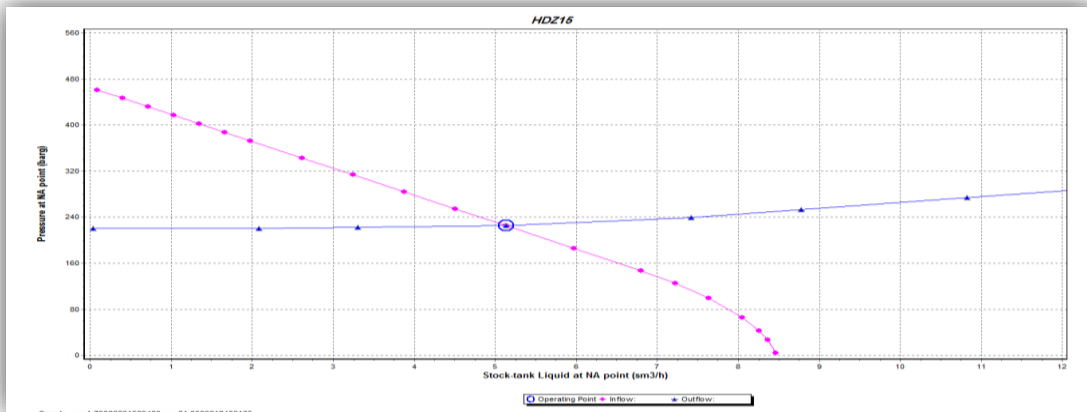
Puits HDZ10



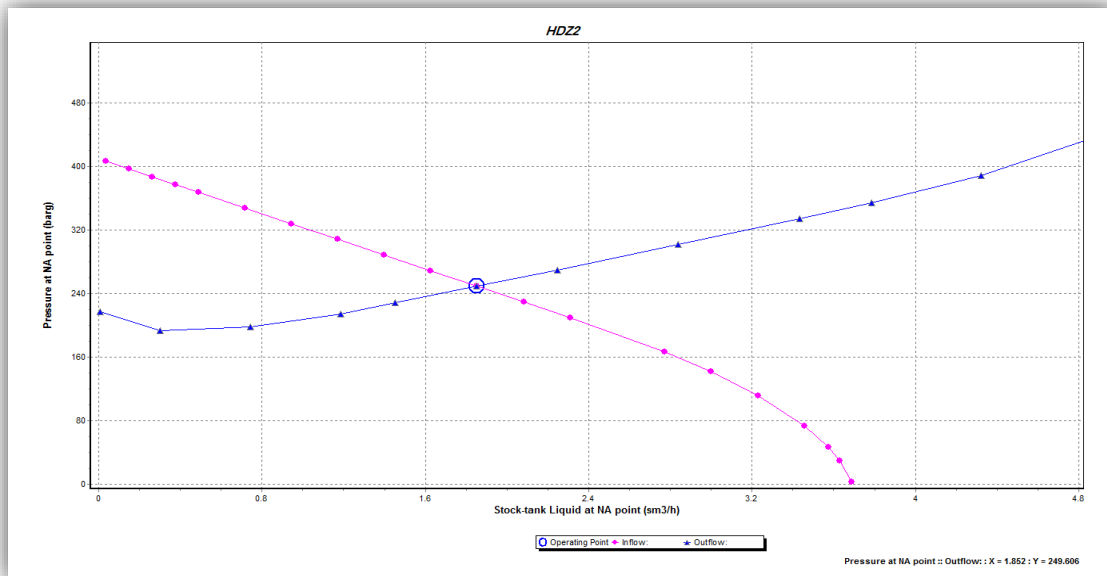
Puits HDZ11



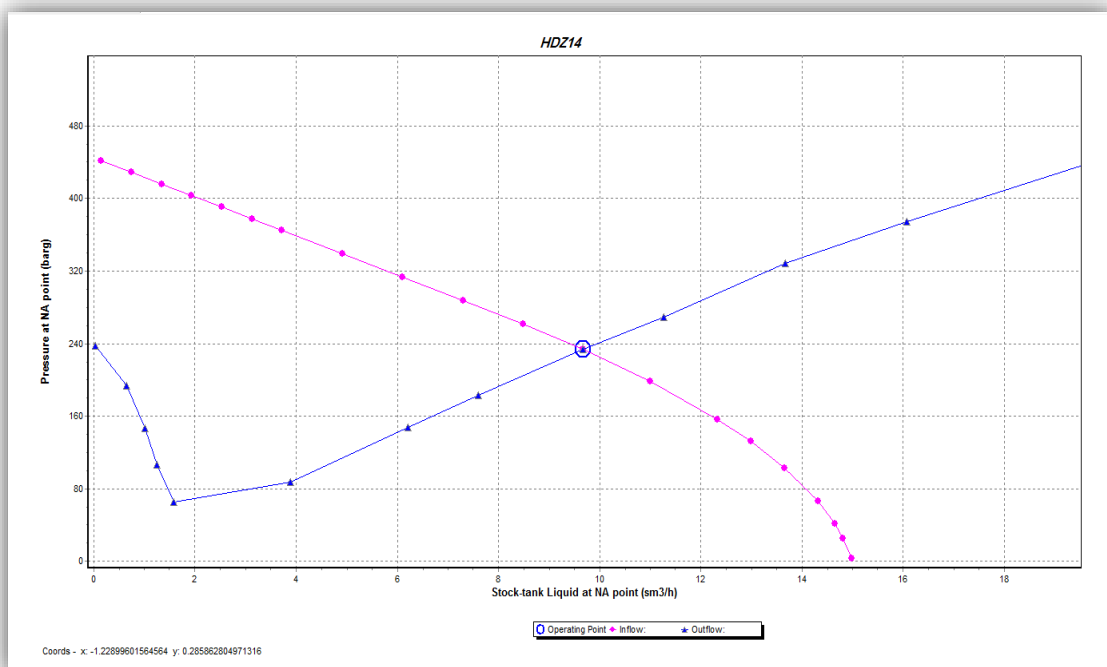
Puits HDZ15



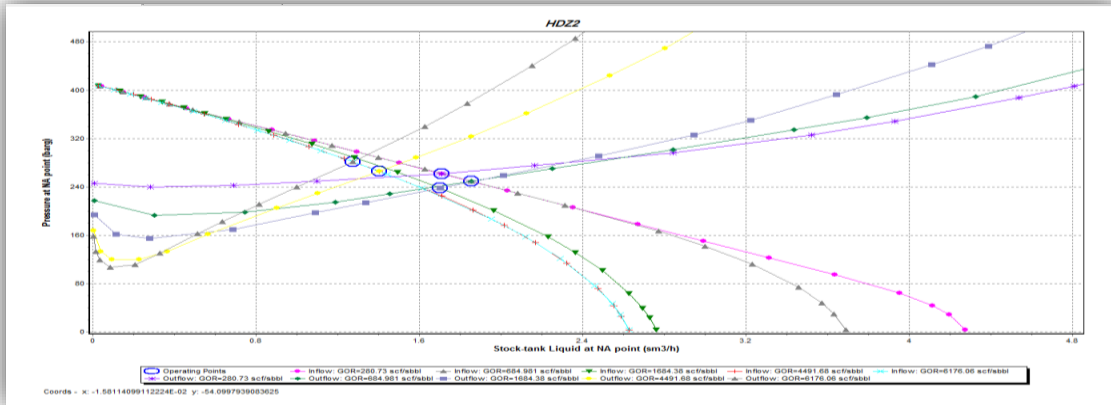
Puits HDZ2



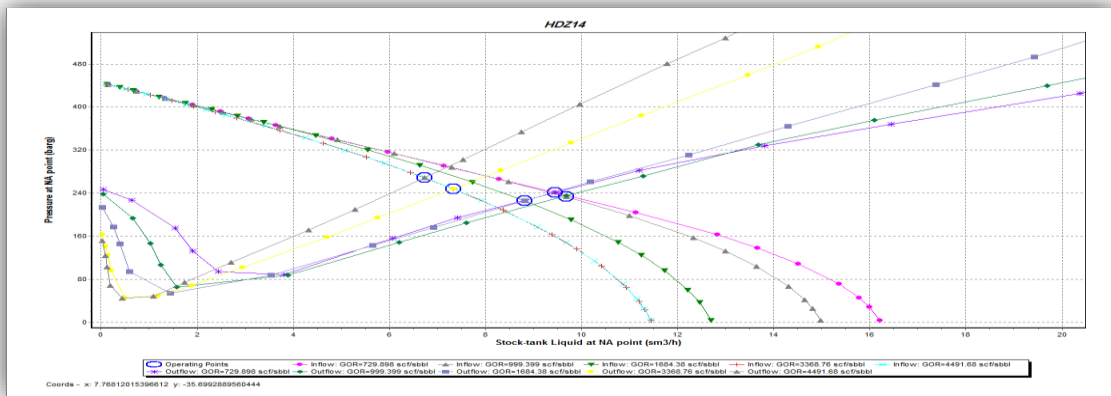
Puits HDZ14



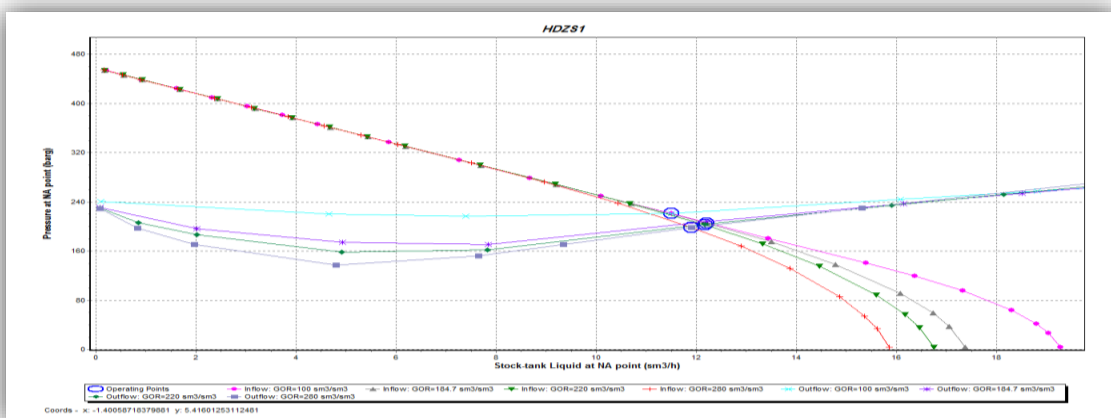
Puits HDZ2



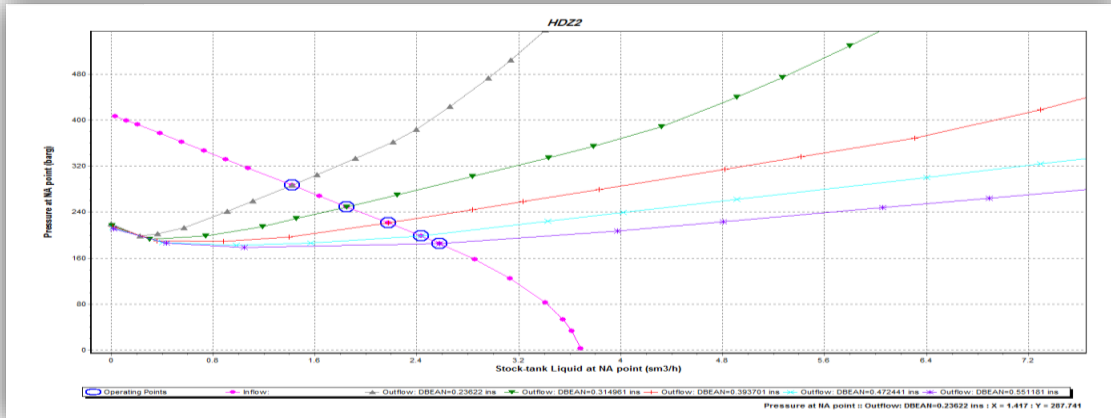
Puits HDZ14



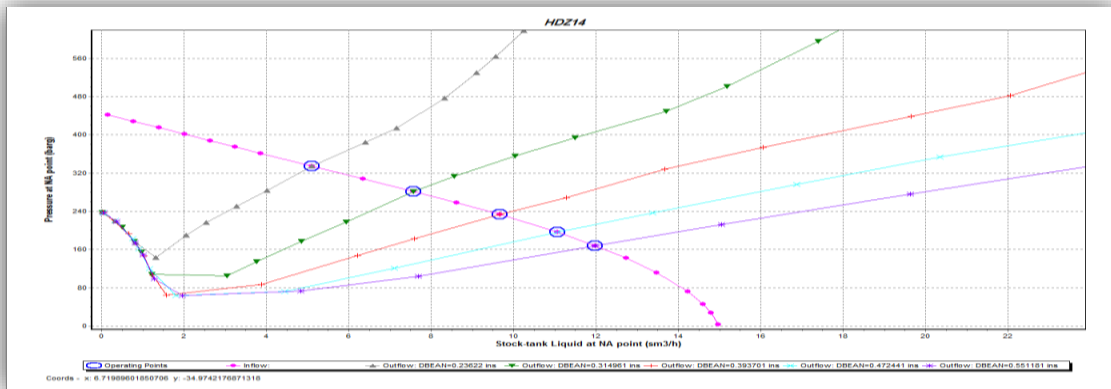
Puits HDZS1



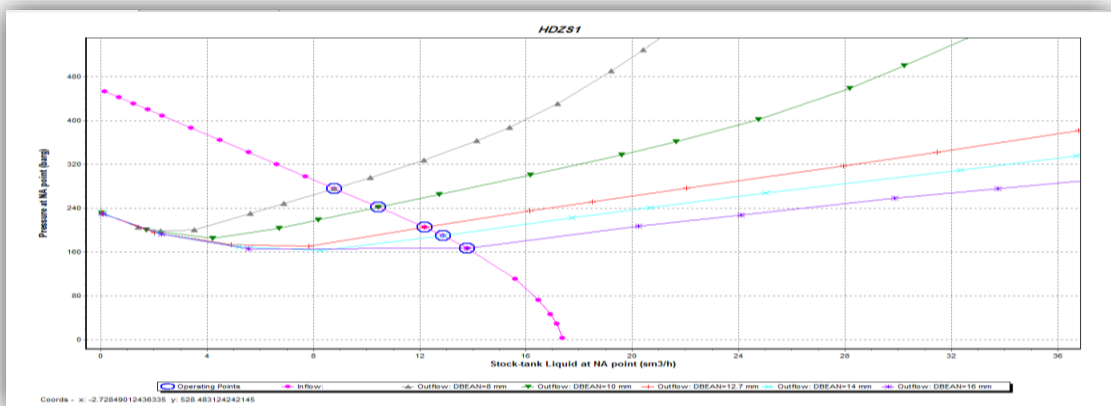
Puits HDZ2



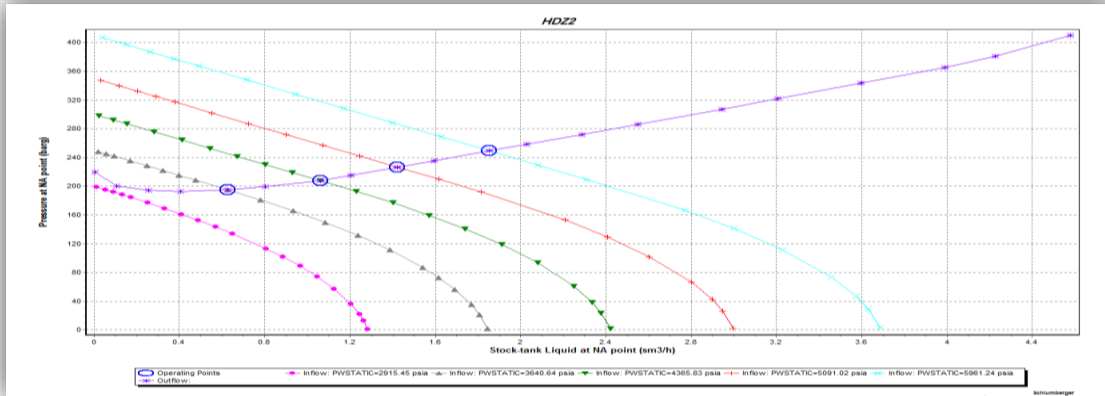
Puits HDZ14



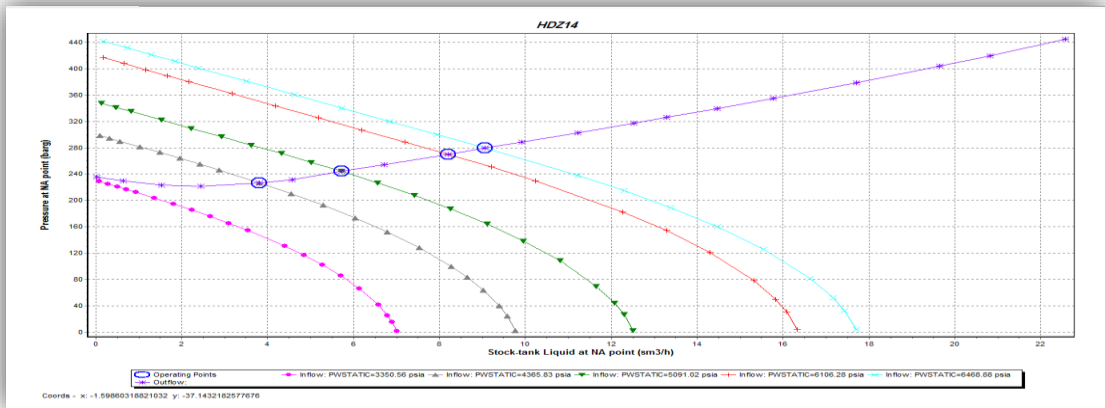
Puits HDZS1



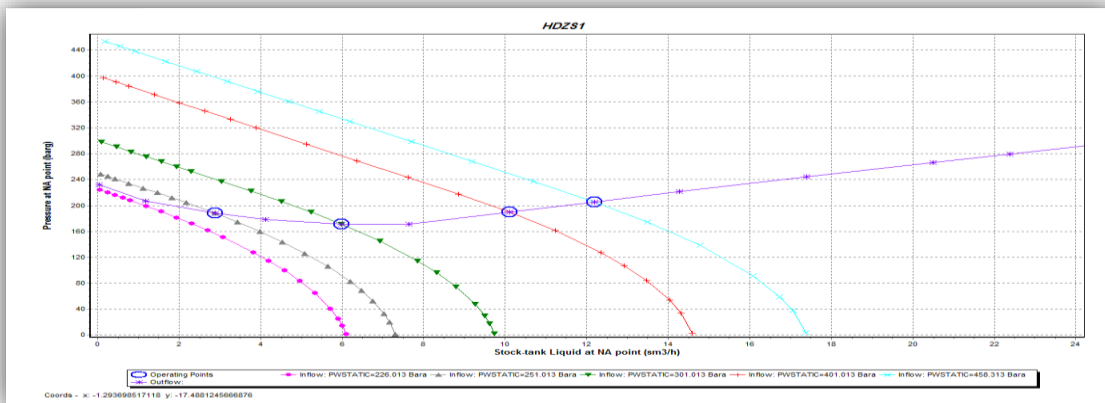
Puits HDZ2



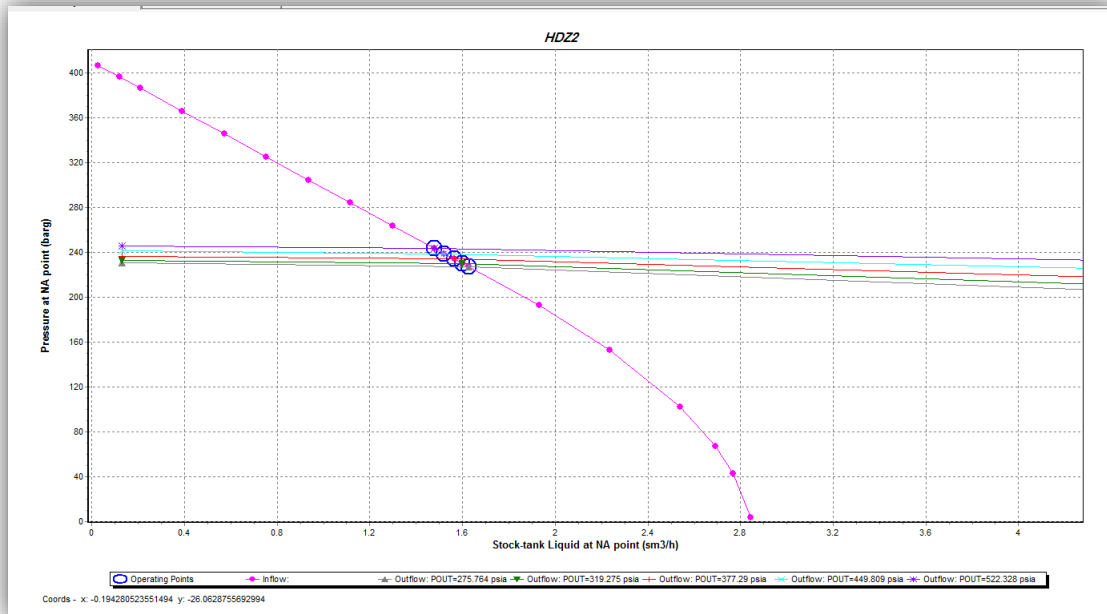
Puits HDZ14



Puits HDZS1



Puits HDZ2



Puits HDZS1

