



Université M'Hamed Bougara-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Transport et Distribution des Hydrocarbures

Mémoire fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

THEME

**Application de l'analyse nodale pour
l'optimisation des pertes de charge dans
le réseau de collecte d'El Gassi**

Réalisé par :

GHORZI Sara

INGRACHEN Imene

suivi par :

Mr BENMOUNAH Amar

Encadré par :

GHEMOURI Belkacem

DJEFEFLA Ayoub



Remerciements



Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr A.BENMOUNAH pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.

Nos respects et profonds remerciements aux membres du jury, qui nous ferons l'honneur d'accepter de juger ce travail, d'apporter leurs réflexions et leurs critiques scientifiques.

Nous remercions chaleureusement nos encadrateurs durant le stage Mr.TLILI Bouhafs, Mr.GHEMOURI Belkacem, Mr.BENZIADI Dine, Mr.HAMIMID Mouhamed, Mr.DJEFAFLA Ayoub, Mr.KACI Yacin et Mr.IBENDJEDIA Imed pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant toute la période du projet.

Nous adressons également un grand merci à Mr.HAMDAOUI Mouhamed et Mr.Mokhtari Salah-Eddine qui nous ont beaucoup aidés à réaliser ce travail dans de bonnes conditions.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département transport et distribution des hydrocarbures de l'université de Boumerdes, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

En définitive, nous remercions toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré.

Espérons que ce mémoire sera un début de réussite

Merci





Dédicaces

Très affectueusement à mes très chers parents qui m'ont donné la vie, l'espoir, l'amour et qui m'ont guidé vers un avenir où je pense avoir un aperçu très net sur mon futur. Ils ont été les bougies allumant mon chemin vers la réussite, que Dieu vous garde et vous bénisse.

Merci et mille fois merci avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, je ne pourrai jamais égaler votre mérite. Que dieu m'aide à vous rendre un peu de tout ce que vous avez fait pour moi.

À mes très chères merveilleuses sœurs : Wassila, Djaouida, Lila et spécialement Ikram

À mes chers frères Nouredine, Faïçal et leurs petites familles

À mon neveu AbdelAlim et ma nièce Assil

À mon cher cousin M.Salah Eddine

À toute ma grande famille GHORZI

À toutes mes amies, avec lesquelles j'ai partagé mes meilleurs moments ; ma copine de chambre Mouni, mon intime Chaima et à mes proches amies Djazila, Faiza, Hayet, Ines, Ouardia, Rahima, Romaissa et Samira

À mes amis Abderezzaq, Hichem, Merah, Nadir et Zaki

À tous les étudiants de la promotion 2011 avec lesquels j'ai partagé mes années d'étude en particulier et spécialement le groupe MATH111

À tous ceux qui ont, de près ou de loin, participé à l'élaboration de ce travail, et à tous ceux qui par un simple mot ou geste, m'ont aidé et encouragé tout au long de ma vie.



G.Sarah

Dédicaces

*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 qu'il m'a donné, le soutien
qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consenti pour qu'il me voie
réussir*

A mes chères sœurs

A mes chers frères

A toute ma grande famille

A tous mes chères amies

A mes collègues de la promotion 2011 surtout au groupe MATH11

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

I.Imene



Table des matières

Remerciement	i
Dédicace	ii
	iii
Sommaire	iv
Liste des figures	viii
Liste des tableaux	x
Liste des annexes	xi
Nomenclature	xii
Introduction	1
Problématique	2
Chapitre I : Aperçu sur le complexe GEA	
I.1 Historique	3
I.2 Situation géographique	4
I.3 Les centres de traitement	5
I.3.1 Centre de traitement d'huile (GS-01)	6
I.3.2 Le centre de compression et de réinjection de gaz	10
I.3.3 Centre de réinjection d'eau jurassique AR02	13
Chapitre II : Optimisation et analyse nodale	
II.1 Introduction	14
II.2 Modèle d'optimisation	14
II.3 Analyse nodale	16
II.3.1 Introduction	16
II.3.2 Origine de l'analyse nodale	17

II.3.3	Conception de l'analyse nodale.....	18
II.3.4	Procédures, objectifs et applications de l'analyse nodale.....	19

Chapitre III : Généralités sur les puits et le réseau de collecte

III.1	Les puits.....	22
III.1.1	La tête de puits.....	22
III.1.2	Les types de puits.....	24
III.1.3	Le fonctionnement des puits.....	26
III.2	Le réseau de collecte.....	27
III.2.1	Définition du réseau de collecte.....	27
III.2.2	Types de réseaux de collecte.....	27
III.2.3	Les manifolds.....	29
III.2.4	Collecte et manifolds du champ d'El Gassi.....	31

Chapitre IV : Ecoulement multiphasique dans le système tubing-duse-pipeline

IV.1	Régime d'écoulement multiphasique	35
IV.2	Equations et concepts de base.....	37
IV.2.1	L'équation générale de l'énergie.....	37
IV.2.2	Variables d'écoulement diphasique.....	41
IV.2.3	Modification de l'équation de gradient de pression pour l'écoulement diphasique	45
IV.3	Pertes de charge dans le tubing	46
IV.3.1	Méthodes de calcul des pertes de charge dans le tubing.....	46
IV.3.2	Les principales corrélations des pertes de charge dans le tubing.....	47
IV.4	Ecoulement multiphasique à travers la duse	50
IV.5	Pertes de charge diphasique dans les conduites horizontales.....	52
IV.5.1	Les différentes corrélations.....	53
IV.5.2	Corrélation de Beggs & Brill	54

Chapitre V : Modélisation du système puits-réseau de collecte

V.1	Introduction	56
V.2	Data de modélisation	56
V.3	Procédure de modélisation des puits	56
V.3.1	Choix de la corrélation de l'écoulement vertical	56
V.3.2	Calage du modèle	57
V.3.3	Algorithme de la modélisation des puits	58
V.4	Procédure de modélisation du réseau de collecte	60
V.4.1	Profil des pipelines	60
V.4.2	Algorithme de calage du réseau de collecte	61
V.4.3	Validation du modèle de réseau de collecte	63

Chapitre VI : Analyse et diagnostic des résultats de modélisation

VI.1	Analyse des résultats de modélisation	65
VI.1.1	Introduction	65
VI.1.2	Analyse des pertes de charge le long des pipelines	65
VI.1.3	Analyse de la vitesse de fluide	67
VI.1.4	Interprétation des résultats	67
VI.1.5	Conclusion	68
VI.2	Scénarios d'optimisation	68
VI.2.1	Introduction	68
VI.2.2	Les options d'optimisation	68
IV.2.2.1	Option 2 : Mise à niveau des pipelines	69
IV.2.2.2	Option 3 : Changement de diamètre des duses	71
IV.2.2.3	Option 4 : Mise à niveau des pipelines et changement de diamètre des duses	74
VI.2.3	Conclusion	77

Chapitre VII : Approche technico-économique

VII.1	Introduction.....	78
VII.2	Hypothèses et méthodologie.....	78
VII.3	Les coûts techniques du projet.....	78
VII.4	Pay out time.....	79
VII.5	Conclusion.....	79
<i>Conclusion générale</i>		80
<i>Recommandation</i>		81
<i>Bibliographie</i>		82
<i>Les annexes</i>		83

Liste des figures :

Figure I.1: Situation géographique des gisements du complexe GEA.....	4
Figure I.2: Les centres de traitement.....	5
Figure I.3 : Schéma du principe de fonctionnement de Cyclo-séparateur.....	9
Figure I.4: Schéma des centres du traitement d'huile et de gaz.....	12
Figure II.1 : Perte de charge possible dans un système de production.....	17
Figure II.2 : Les différentes positions des nœuds.....	18
Figure II.3: Point de fonctionnement.....	19
Figure III.1: Puits producteur.....	22
Figure III.2: Les éléments constitutifs d'un puits.....	24
Figure III.3: Les différentes pressions d'un puits.....	27
Figure III.4: Fonctionnement des puits injecteurs.....	28
Figure III.5: Schéma typique de fonctionnement d'un puits injecteur.....	29
Figure III.6: Schéma d'un réseau de collecte par une liaison individuelle.....	31
Figure III.7: Schéma d'une liaison par collecteur.....	32
Figure III.8: Manifold de production.....	33
Figure IV.1 : Carte des modèles d'écoulement.....	36
Figure IV.2: Courbe de performance d'une duse typique.....	51
Figure V.1: Calage du point de fonctionnent du puits GS08.....	58
Figure V.2: Algorithme de modélisation des puits.....	59
Figure V.3: Le profil dénivelé de la branche GS08-01.....	60
Figure V.4 : Algorithme de modélisation du réseau de collecte.....	62

Figure V.5: Erreurs de pression des pipelines des puits.....	64
Figure V.6: Erreurs de pression des pipelines des manifolds.....	64
Figure VI.1: La chute de pression le long des branches entre puits et manifolds.....	66
Figure VI.2 : La chute de pression le long des collecteurs entre les manifolds et le séparateur.....	66
Figure VI.3 : Les pertes de charge le long des branches après la mise à niveau des pipelines.....	69
Figure VI.4 : Les pertes de charge le long des collecteurs après la mise à niveau des pipelines.....	70
Figure VI.5 : Les pertes de charge le long des branches après le changement de D_{duse}	73
Figure VI.6 : Les pertes de charge le long des collecteurs après le changement de D_{duse}	73
Figure VI.7 : Les pertes de charge le long des branches de l'option 4.....	75
Figure VI.8 : Les pertes de charge le long des collecteurs de l'option 4.....	76

Liste des tableaux

Tab V.1. Les Corrélations des Puits.....	52
Tab V.2. Le profil détaillé de la branche GS08-01.....	55
Tab VI.1. Résultat de modélisation après la mise à niveau des pipelines.....	70
Tab VI.2. Le point de fonctionnement des puits avant et après le changement de D_{duse}	72
Tab VI.3. Résultat des pertes de charge et vitesses de fluide de l'option 4.....	74
Tab VI.4. Gain de production des scénarios de production.....	77
Tab VII.1. Le coût technique total du projet.....	78
Tab VII.2. Pay out time du projet pour différents prix de brut.....	79

Liste des annexes

ANNEXE A : DATA DE MODELISATION

Figure A.2. La structure du puits GS08 sur Pipesim.....	83
Figure A.3. La structure du réseau de collecte d'El Gassi sur Pipesim.....	84
Figure A.1. Carte géographique des puits et collecte d'El Gassi.....	85
Figure A.4. Fiche technique d'un puits.....	86
Tab A.1 et A.2. Les données utilisées pour la modélisation des puits.....	87
Tab A.3. Les propriétés des fluides utilisés dans le modèle Black Oil.....	88
Tab A.4. Les données des pipelines de réseau d'El Gassi.....	88
Tab A.5. Erreurs de pression des pipelines des puits.....	89
Tab A.6. Erreurs de pression des pipelines des manifolds	89

ANNEXE B : ANALYSE DES RESULTATS DE MODELISATION DE L'ETAT ACTUEL

Tab B.1. Résultat de modélisation de l'état actuel du réseau de collecte d'El Gassi.....	90
Tab B.2. Analyse des pertes de charge le long des pipelines.....	91
Tab B.3. Analyse de la vitesse de fluide le long des pipelines.....	92
Tab B.4. Analyse final de l'état actuel du réseau de collecte d'El Gassi.....	93

ANNEXE C: SCENARIO OPTIMAL

Tab C.1. Résultat de scénario optimal.....	94
Tab C.2. CAPEX DES NOUVEAUX PIPELINES.....	95

Nomenclature

P_f : Pression de fond en bara

P_r : Pression de réservoir en bara

P_t : Pression de tete (amont duse) en bara

P_p : Pression de pipe (aval duse) en bara

T : Température en degré celsius

Q_o : Débit d'huile en m^3/h

Q_w : Débit d'eau en m^3/h

Q_g : Débit de gaz en m^3/h

W_{cut} : Water cut (le rapport d'eau-liquide) en pourcentage

GOR : Le rapport de gaz-huile en m^3/m^3

PI : Indice de Productivité

P_{pm} : Pression de pipe mesurée en bara

P_{pc} : Pression de pipe calculée en bara

$V_{mél}$: Vitesse de mélange (fluide) en m/s

ΔP : Différence de pression par kilomètre en (bara/km)

INTRODUCTION

Les gisements GEA s'étendent sur une superficie d'environ 1000 km² au sud-ouest de Hassi Messaoud, ils se composent de trois champs : El Gassi, Zotti et El Agreb. L'exploitation du pétrole et du gaz se fait par étapes successives complexes, parmi lesquelles le transport des fluides à partir des puits de production à des stations de traitement de surface, par le moyen des systèmes de réseau de collecte.

Après plus de quatre décennies d'exploitation et de développement du complexe GEA, ce dernier est maintenu sous pression par injection d'eau et de gaz dans le champ d'El Agreb et d'El Gassi respectivement qui génèrent de nombreux problèmes en particulier dans les réseaux de collecte.

Au cours de la production du champ d'El Gassi, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production avec une production croissante de gaz. La cause de l'augmentation du GOR est la réinjection du gaz miscible dans les puits injecteurs du champ GS, pour cela le problème principal du réseau de collecte d'El Gassi est de pouvoir recevoir cette production énorme en gaz.

Notre étude consiste à réaliser une analyse suivie d'un diagnostic afin d'examiner l'état actuel pour pouvoir identifier les différents goulots d'étranglement qui existent dans le système, et créer un modèle intégré puits-réseau pour l'optimisation de production, afin de déterminer tous les scénarios possibles.

Toute solution proposée pour les installations sur le réseau fait appel à des budgets très importants d'où la nécessité d'avoir des études rigoureuses approfondies.

PROBLEMATIQUE

Le réseau de collecte et les installations de surface sont des parties essentielles dans la chaîne de production. Leur impact sur l'exploitation du champ est donc important. L'augmentation du taux de gaz produit due au problème de percée de gaz dans le réservoir, la limitation dans les capacités de traitement au niveau des centres ainsi que la vieillie des lignes de production sont parmi les problèmes les plus rencontrés dans champs pétroliers.

Deux problèmes majeurs sont rencontrés au niveau de la chaîne de production du champ d'El Gassi:

- ❖ Percée de gaz ;
- ❖ Problème d'exploitation : bouchage par dépôts de sel et formation des asphaltènes.

Ces derniers provoquent des pertes de charge excessives dans le système puits-réseau de collecte, augmentent la vitesse de fluide et par conséquent le débit de production diminue d'une façon remarquable. Ceci nécessite des études approfondies, afin de trouver des solutions définitives et économiques pour avoir un maximum de gain de production.

Chapitre I :

Aperçu sur le complexe GEA

I.1 HISTORIQUE [1]

Les gisements GEA s'étendent sur une superficie d'environ 1000 km² au sud-ouest de Hassi Messaoud ; ils sont composés de trois champs : El Gassi (découvert en Mars 1956), Zotti (découvert en 1959) et El Agreb (découvert en 1963) qui ont été développés à partir de 1959 par la Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA, plus tard Elf) puis depuis 1971 par SONATRACH.

SONAHCESS est la société conjointe spécialisée dans la recherche, la production, le transport, le développement et l'exploitation des hydrocarbures du champ pétrolier de Gassi El-Agreb.

Elle a été créée le 16/04/2000 entre la compagnie pétrolière nationale d'état algérien «SONATRACH» et la compagnie américaine « AMERADA HESS ». Un Contrat de partage de production (CPP) a été signé pour une durée de 20 ans avec possibilité de prolongation de 05 ans. Ceci afin d'augmenter le taux de récupération des réserves de pétrole brut et de gaz des trois gisements du champ GEA (El Gassi, El Agreb et Zotti) par différents modes à savoir la réinjection du gaz miscible, l'injection d'eau jurassique ou de gaz lift dans les puits producteurs d'huile.

La première phase du projet SONAHCESS du développement d'El Gassi a été lancée en l'an 2000 avec le forage de nouveaux puits et la reprise des puits avec le WorkOver. La deuxième phase concernant la récupération des gaz associés et le projet de réinjection (GCR) a été totalement achevée au mois d'octobre 2008.

I.2 SITUATION GEOGRAPHIQUE [1]

Les champs du GEA sont situés à l'Ouest du grand ERG orientale à environ 100 km au Sud-Ouest de Hassi Messaoud, à une altitude de 190 m au-dessus du niveau de la mer. Il comporte trois gisements indépendants :

- ❖ El Gassi, d'une superficie de 207 km².
- ❖ Zotti, d'une superficie de 77 km².
- ❖ El-Agreb, d'une superficie de 162 km².

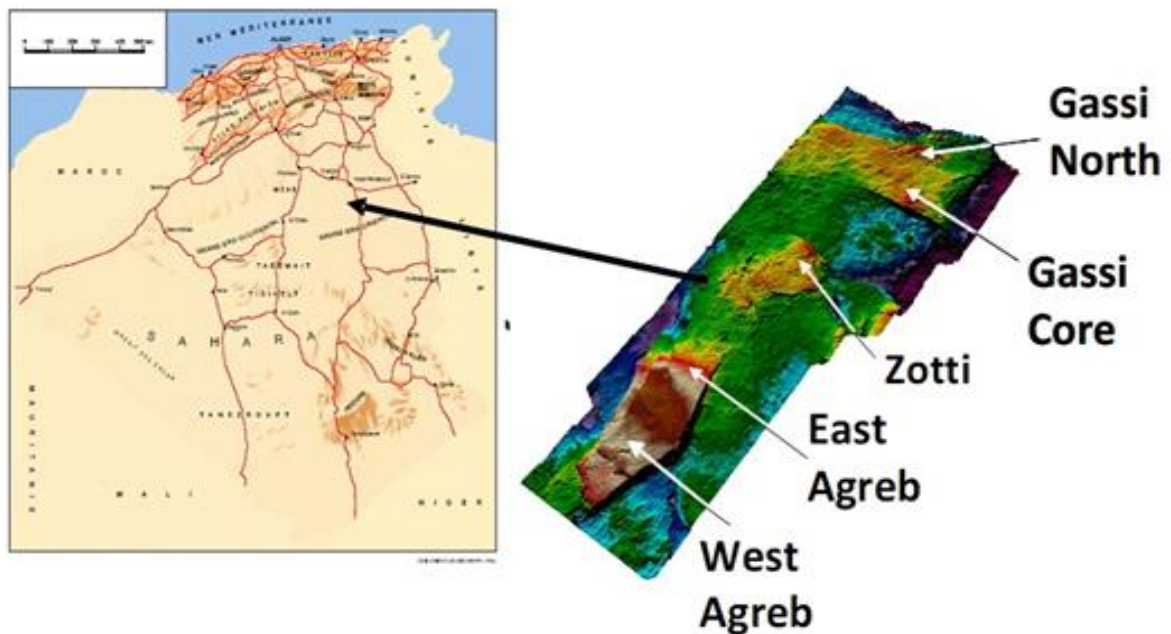


Figure I.1: Situation géographique des gisements du complexe GEA

I.3 LES CENTRES DE TRAITEMENT [2]

Les activités principales du complexe GEA sont :

- ❖ La production d'huile (GS1, AR06, West Agreb, Zotti).
- ❖ La réinjection de gaz miscible et gaz lift (ZOTTI).
- ❖ La réinjection d'eau (AR02).

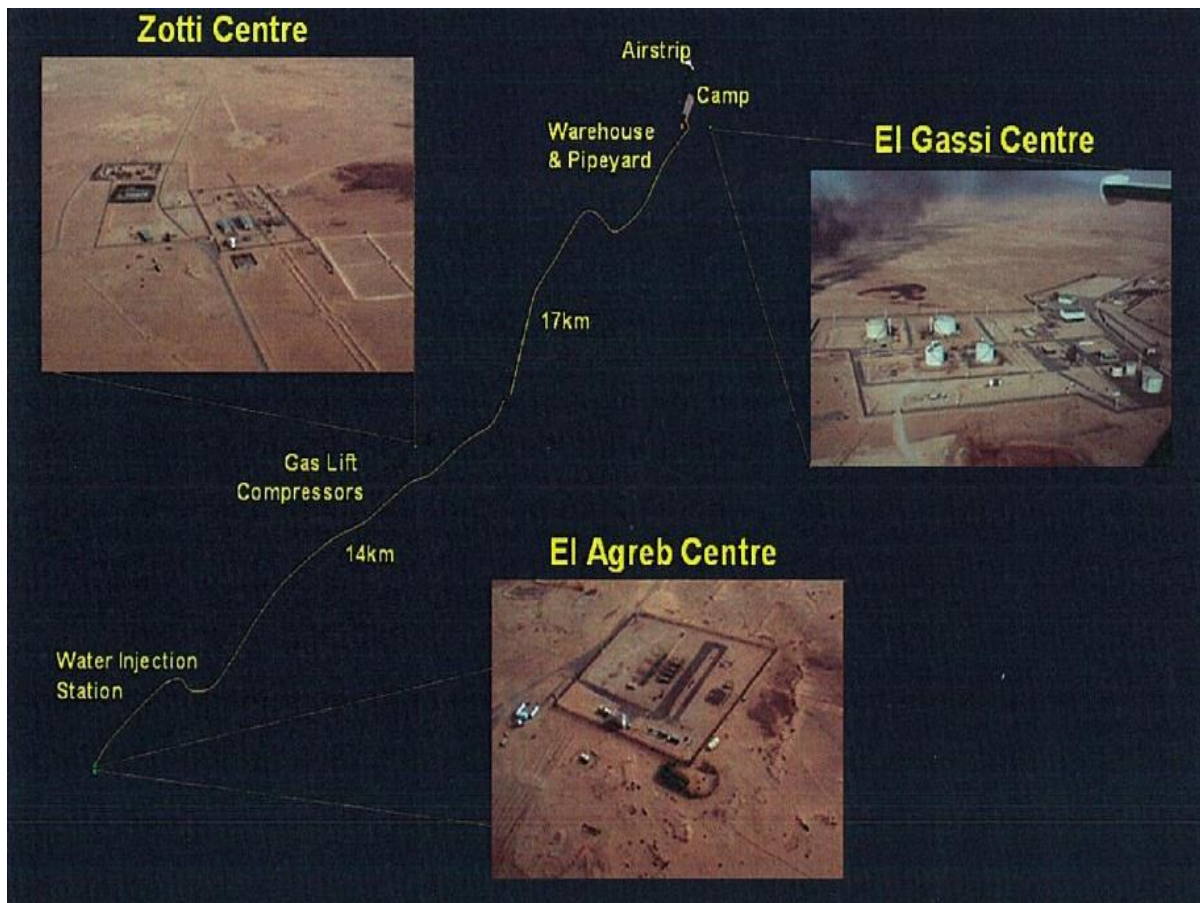


Figure I.2: Les centres de traitement

La section suivante décrit les différentes installations centrales de production conçues pour le traitement et le transport des hydrocarbures depuis les gisements d'El Agreb, de Zotti et d'El Gassi. Ces processus intègrent ceux du:

- ❖ Gisement d'El Agreb (Ouest d'El Agreb, AR-06 d'El Agreb et AR-02 d'El Agreb)
- ❖ Gisement GS-01 d'El Gassi
- ❖ Gisement de Zotti et GCR de zotti.

I.3.1 CENTRE DE TRAITEMENT D'HUILE (GS-01)

I.3.1.1 Les opérations de traitement d'huile

A. La séparation:

L'objectif de la séparation est destiné à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client des produits conformes aux normes ou spécifications définies : densité, viscosité, B.S.W (basic and sédiment water), salinité, Tension de Vapeur Reid.

La pression de service au niveau des séparateurs dépend de la pression des têtes de puits qui permet l'écoulement du fluide des puits vers les séparateurs.

En général, les facteurs qui affectent la séparation entre les phases liquide et gazeuse sont les suivants :

- Type du séparateur.
- Composition du fluide en écoulement.
- Pression de la séparation.
- Température de séparation.
- Temps de rétention.

❖ La séparation du 1er étage (Séparation HP) au niveau des trois centres de traitement d'huile:

Les fluides des puits producteurs du gisement d'El Agreb sont acheminés vers les deux centres de production d'El Agreb (Centre AR-6 ou Centre Agreb Ouest) via leurs réseaux de collecte.

Chacun de ces centres est doté de deux séparateurs tri-phasiques HP et un séparateur test avec deux pompes de transfert qui assure l'acheminement de l'huile vers le centre de traitement GS1 via un pipeline de 18". L'huile sera ensuite chauffée jusqu'à une température de 80°C dans l'unité OOS avant d'être acheminée vers le séparateur BP 10-V255.

L'eau huileuse produite par les deux centres d'El Agreb est traitée au niveau de l'unité de traitement des eaux huileuses à Ouest Agreb pour être injectée dans les puits AR10/14/48 par des pompes d'injection. Le gaz issu des séparateurs des centres d'El Agreb s'écoule via un pipeline de 18 pouces vers le centre de compression et de réinjection GCR Zotti.

La production du champ de Zotti est envoyée vers le centre de traitement de Zotti, doté de deux séparateurs bi-phasiques HP et un séparateur de jaugeage. Le fluide se sépare en deux phases, la phase gazeuse s'écoule vers le centre GCR et la phase liquide (huile et eau) est acheminée vers le centre de production El Gassi (GS1) via un pipeline 10'' pour subir un autre traitement au niveau du séparateur HP 10-V27000/250.

Les fluides du réservoir d'El gassi sont acheminés vers le centre GS1 via un réseau de collecte pour subir une séparation HP réalisée par deux séparateurs de production tri-phasiques HP 10-V-27000 et 10-V-250 et un séparateur de jaugeage 10-V-260 fonctionnant en parallèle sous une pression de 4.1 bars et qui traite uniquement la production d'El Gassi et celle de Zotti avant de passer à la séparation 2ème étage BP.

❖ La séparation du 2ème étage (Séparation BP) au niveau du centre du traitement GS-01:

Le centre d'El Gassi, appelé centre GS1 (Correspond au premier puits foré à El Gassi), est doté d'un procédé qui traite à la fois l'huile, l'eau et le gaz.

La production du centre El Agreb qui a été chauffée à 80°C se mélange avec la partie non préchauffée (production d'El Gassi et de Zotti) issue des séparateurs HP 10-V27000/250 avant de rejoindre le séparateur tri-phasique BP 10-V255 ou les quatre (04) bullets bi-phasiques 10-V-210/220/230/240 qui travaillent sous une pression de 2 bars et à une température moyenne de 50°C. Il est à noter que les bullets séparateurs bi-phasiques sont utilisés uniquement en cas de besoin.

❖ Séparation du 3ème étage (TBP):

Il s'agit d'une séparation d'huile à très basse pression (150 mbars) avant le stockage pour récupérer le gaz dissous et diminuer ainsi les pertes vers l'atmosphère dans les bacs de stockage. Nous avons au total quatre (04) ballons dégazeurs verticaux 14-V204/205/206/207 accolés respectivement aux bacs de stockage d'huile 14-T204/205/206/207 qui permettent de récupérer le gaz et de l'aspirer avec les deux compresseurs à palettes de l'unité VRU (Vapor Recovery Unit).

B. Stockage et Expédition du brut:

Il existe quatre bacs de stockage d'huile 14-T204/205/206/207 d'une capacité de 5000 m³ chacun. La production journalière actuelle varie entre 200 et 220 m³/h, ce qui permet d'assurer un temps de décantation suffisant pour le bac de stockage à expédier vers HEH.

La pomperie d'expédition d'huile est composée de trois (03) pompes booster 15-P202A/B/C et trois (03) pompes principales 15-P203A/B/C avec un système de comptage d'huile FMC (Fiscal Metring). L'expédition d'huile vers HEH est assurée actuellement avec une seule pompe principale et une pompe booster pouvant débiter jusqu'à 540 m³/h.

I.3.1.2 Le traitement des eaux huileuses

L'unité de traitement des eaux huileuses du centre GS-01 est conçue pour traiter l'eau issue principalement:

- Des séparateurs BP & HP (10-V255/250/27000/260);
- Des fosses des eaux huileuses (48-P-201A/B) des bacs de stockage d'huile;
- Du ballon des condensats 23-V206 de l'unité de compression du gaz.

L'eau produite s'écoule vers le nouveau système de traitement d'eau produite d'El Gassi qui est un séparateur quadriphasique.

Le Cyclo-séparateur d'eau produite (40-V-210) appelé Monosep a pour but de traiter les eaux huileuses issues de la séparation en récupérant 97% d'huile contenue dans cette dernière. C'est un séparateur quadriphasique (Solides/eau/huile/gaz), travaillant sous une pression de 0.7 bars et possédant deux pompes de recyclage d'eau traitée 40-P203A/B dans lesquelles le gaz est injecté pour créer les microbulles de gaz qui feront remonter les gouttelettes d'huile en surface. L'action utilisée dans ce séparateur est une action cyclonique associée à la flottaison des bulles de gaz pour pouvoir séparer les deux phases huile/eau et avoir une eau avec une teneur maximale en hydrocarbures de 20 PPM.

L'eau traitée à la sortie du cyclo-séparateur est envoyée vers les réservoirs tampons 40-T230/231, dont l'un des deux est en service et l'autre en stand-by. Le réservoir opérationnel est toujours rempli d'eau pour permettre d'une part de récupérer par le haut la couche d'huile formée et l'envoyer vers le ballon 42-V-210 puis vers les bacs de stockage d'huile et d'autre part l'eau propre par le bas avant d'être pompée vers le puits poubelle GS15 ou vers les bassins d'évaporation.

Les solides accumulés au fond du séparateur sont drainés vers la fosse 40-T240 en utilisant l'eau de dilution. La boue produite sera ensuite soutirée de la fosse par une pompe 40-P-240 et transportée dans un camion-citerne vers les bassins d'évaporation.

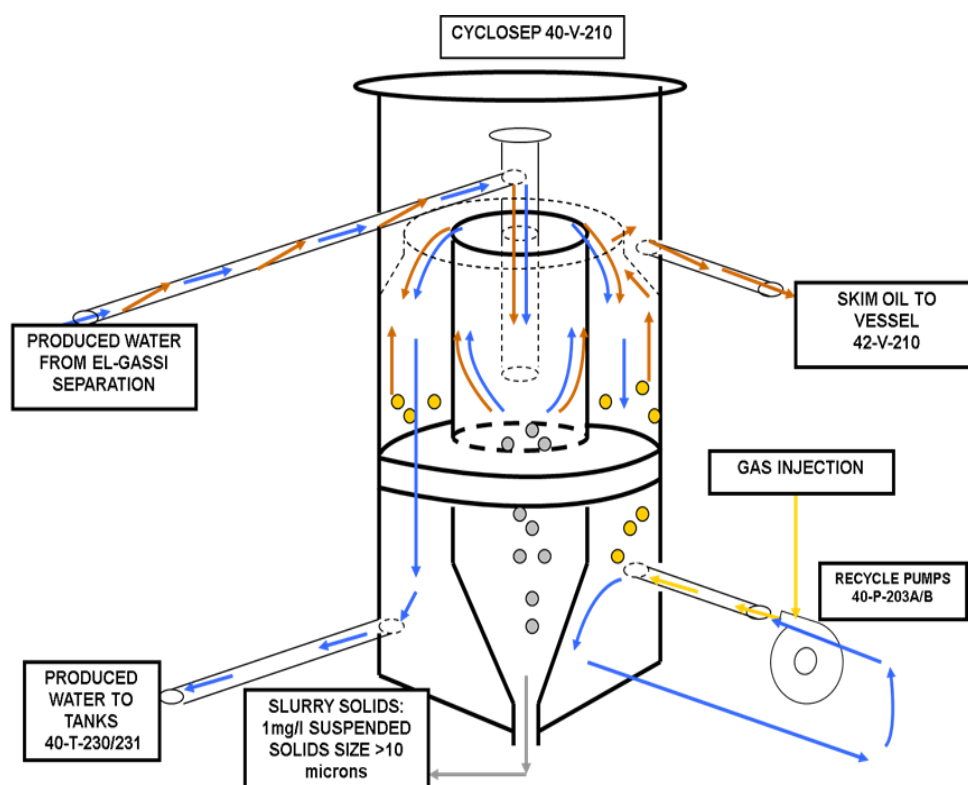


Figure I.3 : Schéma du principe de fonctionnement de Cyclo-séparateur

I.3.1.3 L'eau douce (l'eau de dessalage)

L'eau de dilution des puits d'aquifère est produite dans quatre sites : El Gassi, AR6, El Agreb West et Zotti.

L'unité est conçue pour traiter 2100 BWPD d'eau douce qui provient des puits aquifères méopliocène GSM01/07/08/10 pour une utilisation dans les opérations et les équipements suivants :

- ❖ Dessalage de l'huile au niveau des séparateurs HP et BP.
- ❖ Eau de lavage des puits.
- ❖ Injection au niveau des puits producteurs pour éviter la formation des dépôts de sel.
- ❖ Eau de rinçage des filtres des pompes d'injection d'eau huileuse traitée.
- ❖ Eau de lavage pour dessablage des séparateurs HP et BP.
- ❖ Rinçage des garnitures des pompes d'injection et pompes booster.
- ❖ Rinçage des garnitures des pompes de transfert d'huile écrémée.
- ❖ Dessalage et lavage au niveau de l'unité de traitement des eaux huileuses.

L'eau de dilution produite par les puits cités ci-dessus est traitée à l'entrée du bac 45-T210 par un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur d'entartrage. La capacité du bac d'eau est de 37.7 m³, il permet d'alimenter en continue les équipements en cas d'arrêt des puits producteurs d'eau. L'eau du

bac 45-T210 est aspirée par une pompe centrifuge 45-P210A/B qui débite jusqu'à 16,14 m³/h avec une pression différentielle de 3 bars pour alimenter le désaérateur 45-V211 et assurer aussi le rinçage des garnitures des pompes 40-P201A/B/C et 40-P202A/B/C. Le désaérateur est un ballon qui possède une colonne de garnissage en tête, remplie d'anneaux de Raschig pour éliminer l'oxygène dissous par extraction avec le gaz du process.

L'eau s'écoule par gravité du haut de la colonne et le gaz hydrocarbure issue de la séparation par le fond de la colonne pour sortir en tête avec l'oxygène extrait vers la torche BP, l'eau désoxygénée (teneur en oxygène inférieure à 0.1 PPM) est collectée au fond de désaérateur pour subir un traitement chimique avec l'oxygène Scavenger avant son utilisation dans le reste des opérations déjà citées. La distribution d'eau traitée vers le réseau d'eau est assurée par une pompe centrifuge 45-P212A/B de 18 bars qui peut débiter jusqu'à 14 m³/h pour alimenter la zone de séparation d'huile, l'unité de traitement des eaux huileuses et les pompes d'injection 45-P211A/B qui assurent une injection en continu vers les puits. Ces pompes d'injection à piston (PERONI) assurent un débit de 4 bars chacune avec une pression de refoulement de 160 bars.

I.3.2 LE CENTRE DE COMPRESSION ET DE REINJECTION DE GAZ

Le processus de compression du gaz du GCR de Zotti a pour but de traiter le gaz produit à Zotti, El Agreb et El Gassi ainsi que le gaz importé via le gazoduc GR-1/GR-2 pour alimenter les systèmes de gaz lift de GEA (dans le cas du manque de gaz).

Au niveau de centre de GS-01, le gaz en provenance de la séparation BP ainsi que le gaz comprimé par l'unité VRU en provenance des réservoirs de stockage sont collectés dans un piège à condensat. Ce gaz, sous pression approximative de 2 bars est comprimé à 4,5 bars par les compresseurs BP 23-K-201/211 ensuite combiner avec le gaz provenant du séparateur HP est comprimé par le compresseur de HP 23-K-202/212/222 à 25 bars.

Au niveau du New Zotti (GCR), le gaz du champ Agreb arrive à une pression de 4.5 bars dans la fausse 23-V-106 où les liquides condensés sont pompés au ballon de condensat 23-V-105, le gaz est acheminé vers l'aspiration des compresseurs de charge 23-K/101/111/121 où la pression est amenée à 15 bars. Après refroidissement et séparation des liquides, ce gaz combiné au gaz de séparation du centre Zotti et au flux en provenance de GS1 alimente le deuxième étage de compression 23-K-102/112/122 pour augmenter la pression autour de 41 bars.

Les liquides condensés par les successions de compression et refroidissement sont accumulés dans le ballon 51-V-105 pour alimenter l'unité de stabilisation de condensat.

Avant la suite de la compression, le gaz doit posséder des propriétés de point de rosé approprié, afin d'éviter la formation d'hydrate dans les différents cycles du procédé, il doit subir un traitement de déshydratation effectué par un tamis moléculaire.

Il y a trois compresseurs de gaz lift montés en parallèle (26-K-101/111/121) sur les installations de Zotti, deux étant en service et un en stand-by. Le contrôle de la pression du gaz lift de sortie approximativement 157 bars est effectué en changeant la vitesse de chaque moteur de compresseur de gaz lift.

Le gaz des compresseurs de gaz lift est envoyé vers les compresseurs de flux miscibles et le système d'injection de gaz lift. Il y a deux compresseurs de flux miscibles (23-K-104/114) au GCR de Zotti, un en service et l'autre de rechange. Le système de compression des flux miscibles est régulé par la pression du flux de sortie réglée à environ 380 bars.

Le gaz provenant du système de compression des flux miscibles est envoyé vers le système de réinjection.



Figure I.4: Schéma des centres du traitement d'huile et de gaz

I.3.3 CENTRE DE REINJECTION D'EAU JURASSIQUE AR02

La réinjection d'eau jurassique a pour objectif le maintien de la pression du gisement. Les processus des modules de réinjection, de filtration et de traitement chimique de l'eau sont présents au Centre AR-02. Il est conçu pour fournir un rendement total d'injection de 120000 BWPD des pompes d'injection d'eau à vitesse fixe entraînées électriquement avec les systèmes de filtration et d'injection de produits chimiques.

Les puits locaux d'eau de source d'aquifère de profondeur maximale environ 2900m fournissent l'eau au manifold de collecte à basse pression menant au Centre AR-02. L'eau de source aquifère des puits est envoyée via un manifold d'aspiration vers les filtres à cartouche de l'injection d'eau où les particules solides et les produits de corrosion sont éliminés. Ensuite, l'eau propre filtrée est pompée à 230 bars dans le manifold de distribution de réinjection d'eau.

Le système de distribution de la réinjection d'eau à haute pression qui alimente les puits injecteurs d'El Agreb est contrôlé manuellement par des vannes.

Chapitre II :

Optimisation et analyse nodale

II.1 INTRODUCTION

Un projet quelconque se doit d'être étudié et optimisé avant sa réalisation afin d'atteindre les objectifs escomptés dans les meilleures conditions possibles.

L'optimisation est présente partout où il y a nécessité de rationaliser la conception d'un système ou le déroulement d'une procédure, en prenant en considération le maximum de paramètres qui interagissent entre eux et par définition une opération permettant de trouver le meilleur choix parmi une multitude de possibilités conduisant toutes à un objectif voulu en suivant une méthode d'optimisation adéquate.

En ce qui nous concerne le but est d'optimiser un réseau de collecte pour augmenter la production de brut dans le champ d'El Gassi « GS », en prenant en compte les paramètres qui agissent sur le système.

II.2 MODELE D'OPTIMISATION [3] [4]

Optimiser un système, une procédure, un réseau ou encore un simple chemin c'est trouver les valeurs optimales d'une fonction (un modèle) préalablement établie qui permet de minimiser les dépenses et maximiser les bénéfices.

En règle générale, un modèle d'optimisation se compose de deux parties : une partie fonctionnelle et une partie représentant un système de contraintes.

II.2.1 PARTIE FONCTIONNELLE

Egalement appelée fonction de but ou objectif, c'est la présentation mathématique du critère de qualité choisi (critère d'optimisation) pour trouver son extremum.

L'objectif de notre travail est la maximisation du débit de production en termes de pertes de charge et la détermination des paramètres optimaux de fonctionnement du système de production.

Fonction objectif : $\text{MAX } \sum_{i=1}^n Q_i$

n : le nombre de puits

Q_i : Le débit de chaque puits.

Pour maximiser le débit total de production, il faut minimiser les pertes de charge à travers tout le système de production, l'analyse nodale nous permet d'atteindre notre objectif car elle tient compte de toutes les pertes de charge dans le tubing et dans le réseau de collecte.

II.2.2 SYSTEME DES CONTRAINTES

Les variables de commandes, les variables d'état et les variables de sorties sont le plus souvent soumises à des limitations d'ordre technologique définissant le domaine d'évolution possible de ces variables.

L'optimisation des régimes de fonctionnement d'un système de production par le critère de maximisation du débit doit établir un profil des contraintes sur tous le système de production (Puits et Réseau de Collecte).

A. Contraintes sur les pertes de charge :

- Les pertes de charge dans la colonne de production (tubing)
- Les pertes de charge au niveau du réseau de collecte $\Delta P < 1\text{bar/km}$

B. Contraintes sur la vitesse moyenne du mélange biphasique : $1\text{m/s} < V_{\text{mél}} < 6\text{ m/s}$

C. Contraintes sur le rapport de la vitesse d'érosion : $\text{EVR} < 0.8$

D. Contraintes sur les conditions de séparation : $4\text{ bars} < P_{\text{sép}} < 11\text{ bars}$

- Pression de séparation
- Le débit désiré : variable selon la demande

E. Contraintes économique : selon le budget jugé suffisant pour la réalisation du projet et le pay out time.

II.2.3 IDENTIFICATION DES VARIABLES DE DECISION

Les variables qui influent sur la performance des systèmes sont les variables de décision. L'optimisation de ces variables produit une valeur extrême dans la fonction objective ; soit une valeur minimale, soit une valeur maximale. Les variables de décision en ce qui concerne notre travail sont réparties en deux niveaux :

A. Dans la Colonne de Production (Tubing) :

- Diamètres des tubings.
- Pression en tête de puits.
- Propriétés du fluide.

B. Au niveau du Réseau de Collecte :

- Longueurs des pipes.
- Diamètres des pipes.
- Structure de réseau.
- Composition du fluide.
- Pression de séparation.

II.3 ANALYSE NODALE [5]

II.3.1 INTRODUCTION

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent se déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent. La figure (II.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Ce système consiste en trois phases:

- ❖ Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
- ❖ Ecoulement à travers la colonne de production.
- ❖ Ecoulement à travers l'équipement de surface.

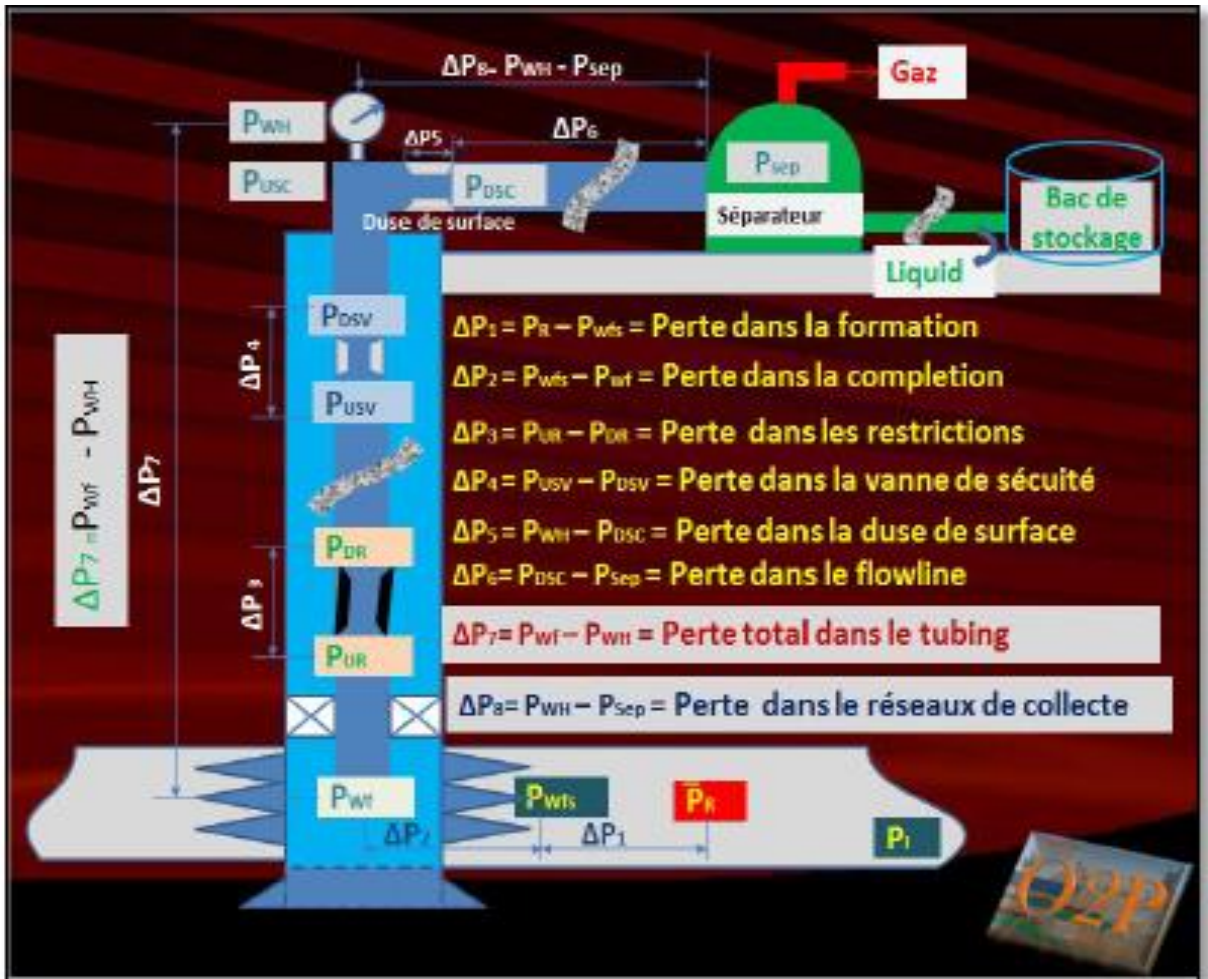


Figure II.1 : Perte de charge possible dans un système de production

II.3.2 ORIGINE DE L'ANALYSE NODALE

L'application de l'analyse nodale pour la première fois sur un système de puits producteurs fut initiée par Gilbert en 1954, dans laquelle il décrit l'interaction entre les différents éléments constituant les systèmes de production à savoir : le réservoir, le puits, le réseau de collecte et la duse.

L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée à son époque. Cette limitation est due aux restrictions des méthodes disponibles pour modéliser les performances des différents éléments du système.

En 1964, Nind approfondit ce sujet dans son livre "Principles of oil well production". Plus tard, les modèles de calcul sont devenus disponibles par l'arrivée des ordinateurs, ce qui a refait appel aux idées de Gilbert au début des années 80. Ces idées sont utilisées dans la simulation numérique du système de production et permettent d'optimiser la production du débit désiré.

La méthode d'analyse du système a été appelée « Analyse Nodale » par K.E.Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

II.3.3 CONCEPTION DE L'ANALYSE NODALE

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans différentes parties de notre système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

La figure (II.2) montre l'emplacement de plusieurs nœuds. Les nœuds sont classés comme nœuds utilitaires (ou fonctionnels) quand la pression différentielle existante à travers lui peut être représentée par quelques fonctions mathématiques ou physiques.

On note que dans le système, il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit ; ces pressions sont P_r et $P_{sép}$ ou la pression en tête de puits P_t si le puits est contrôlé par une duse. Le choix des différents composants est très important, mais à cause de l'interaction entre eux, un changement dans la chute de pression dans un composant peut changer le comportement de la pression dans tous les autres, donc nous pouvons optimiser la performance du système dans le chemin le plus économique en isolant l'effet de chaque composant sur la performance du système totale.

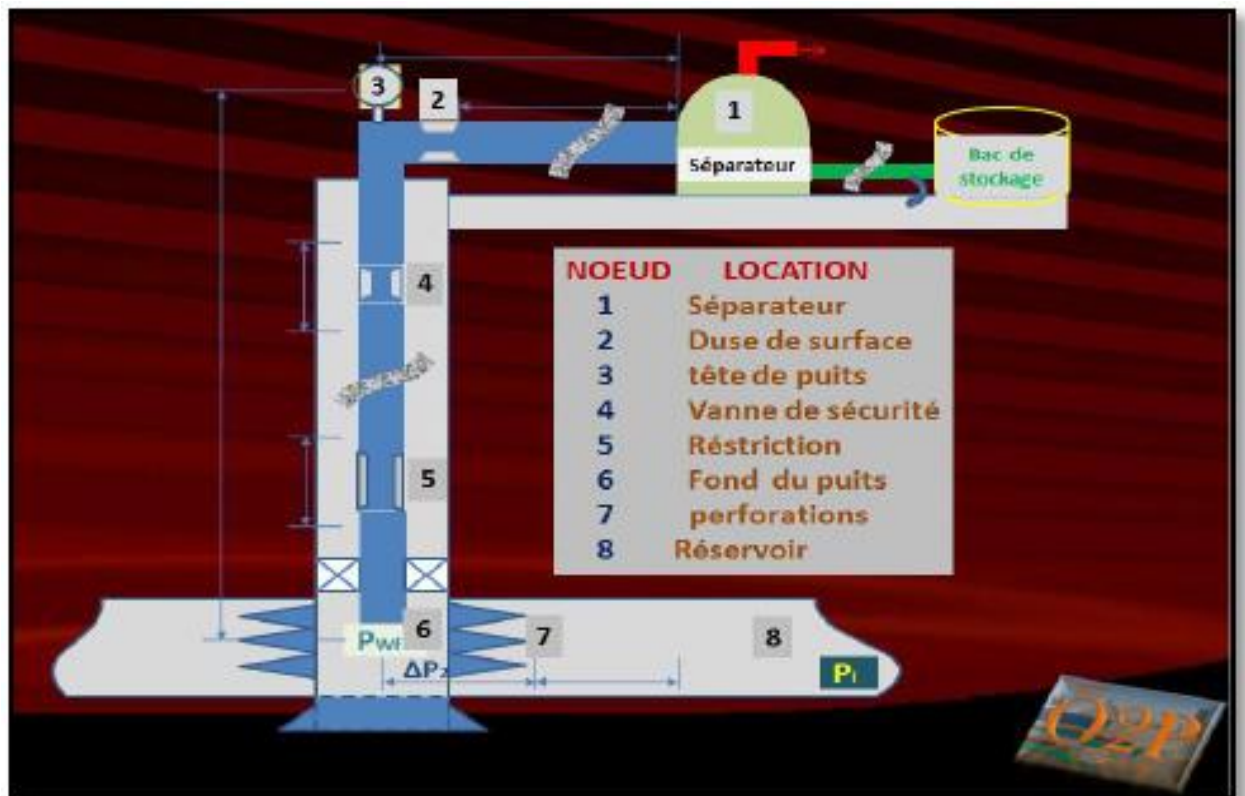


Figure II.2 : Les différentes positions des nœuds

II.3.4 PROCEDURE, OBJECTIFS ET APPLICATIONS DE L'ANALYSE NODALE

II.3.4.1 Procédure

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure (III.3) Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

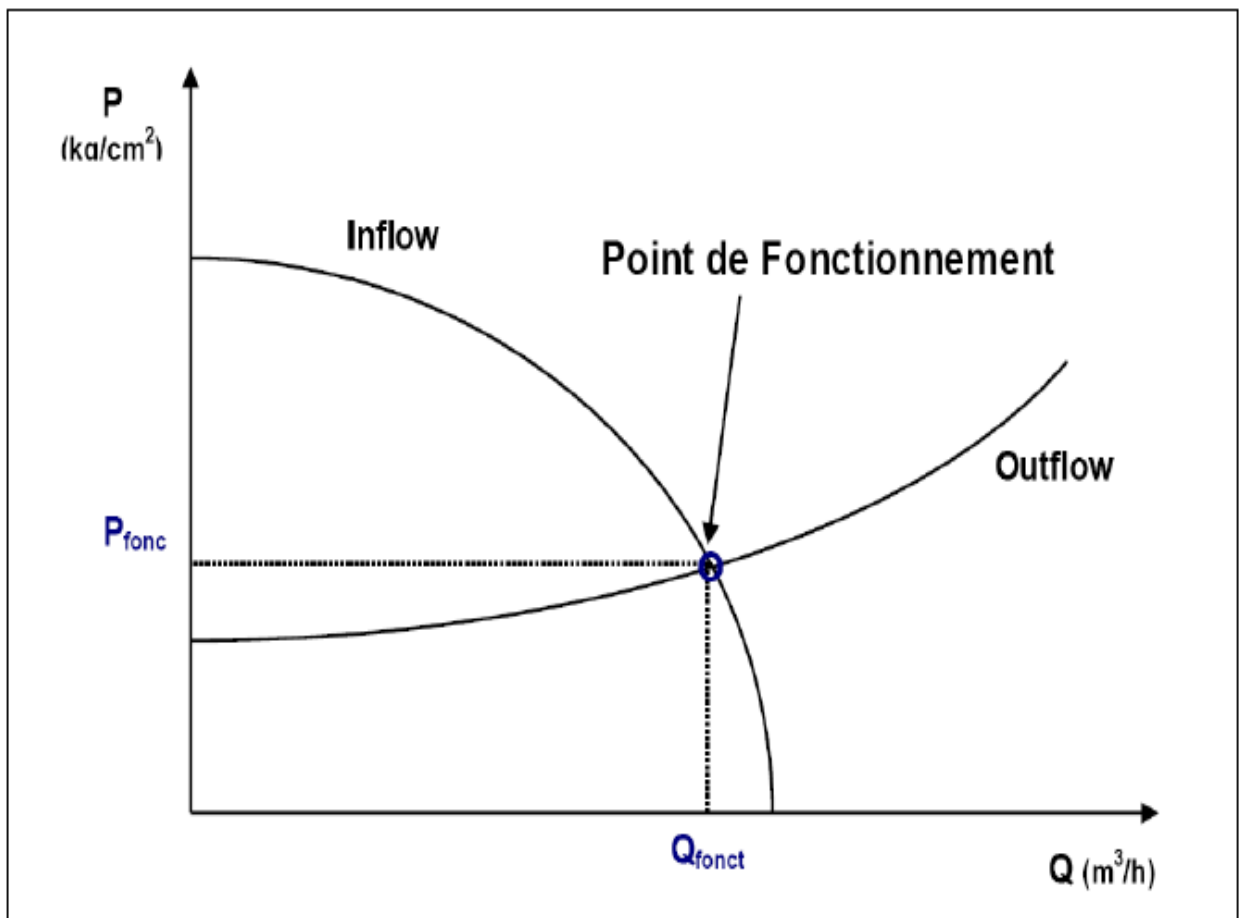


Figure II.3: Point de fonctionnement

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- ❖ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ❖ Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression de ce dernier est déterminée par :

❖ Inflow : $P_{node} = P_r - \Delta P$

❖ Outflow : $P_{node} = P_{Sép} - \Delta P$ ou $P_{node} = P_t + \Delta P$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus; c'est le point de fonctionnement du système (L'intersection des deux courbes IPR ET VLP).

- ❖ L'IPR (Inflow Performance Relationship) qui décrit l'écoulement des fluides du réservoir à travers la formation jusqu'au puits.
- ❖ La VLP (Vertical Lift Performance) qui décrit l'évolution de la pression de fond du puits à travers le tubing jusqu'à la surface.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- ❖ Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- ❖ Choisir les composants à optimiser.
- ❖ Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- ❖ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- ❖ Obtenir les données nécessaires pour calculer l'IPR (Inflow Performance Relationship).
- ❖ Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

II.3.4.2 Objectifs

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ❖ Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- ❖ Déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- ❖ Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- ❖ Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- ❖ Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- ❖ Permettre à la gestion, de l'opérateur et des ingénieurs, de reconnaître rapidement les moyens d'augmenter le taux de la production.

II.3.4.3 Applications

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser les problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à l'écoulement naturel et aux puits d'ascenseur artificiel (ex : Gas lift).

La procédure peut être appliquée pour l'analyse de performance des puits d'injection par une modification appropriée, quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont :

- ❖ Optimiser les dimensions du tubing.
- ❖ Optimiser les dimensions des pipelines du réseau de collecte.
- ❖ Optimiser le diamètre de la duse.
- ❖ Optimiser l'équipement d'ascenseur artificiel.
- ❖ Optimiser l'effet de la densité des perforations.

Chapitre III :

Généralité sur les puits et le réseau de collecte

III.1 LES PUITES

Les champs de GEA comptent un total de plus de 140 puits, dont le plus ancien remonte aux années cinquante. Sa production ayant démarré en 1959 avant l'indépendance du pays.

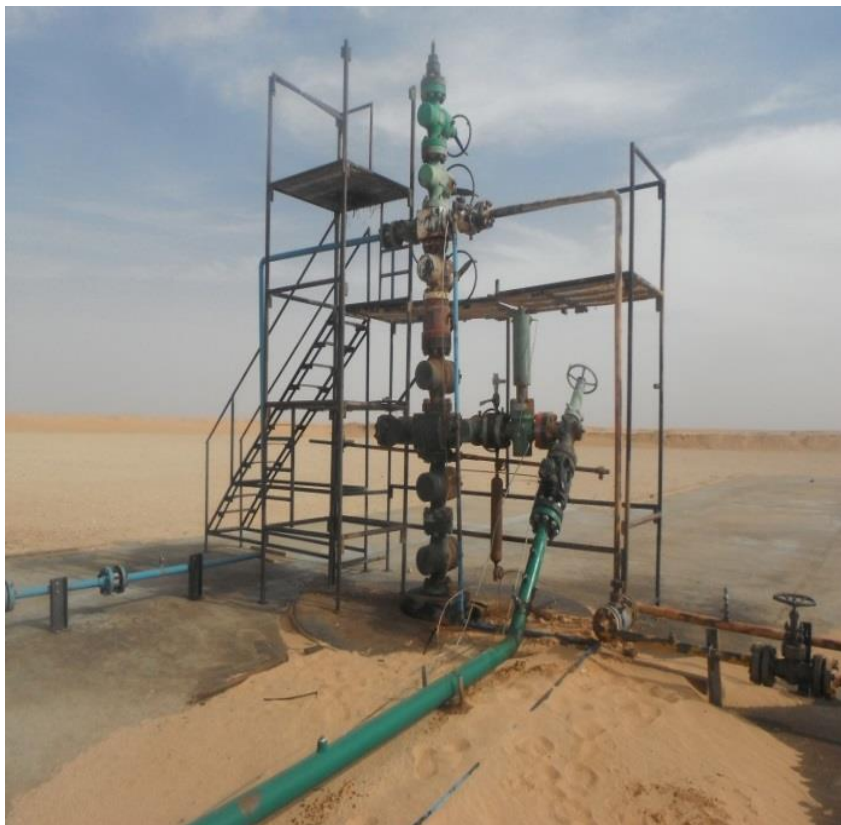


Figure III.1: Puits producteur [1]

III.1.1 LA TETE DE PUITES [6]

La tête de production est un assemblage de vannes et d'accessoires montés en un seul bloc. Elle est utilisée pour contrôler l'écoulement dans le tubing et permet l'accès au tubing pendant les opérations d'intervention.

La tête de production à SONAHCESS est conventionnelle, elle se compose des éléments standards qui sont connectés entre eux au moyen de brides à goujons ou de colliers de serrage (clamps).

Elle se compose principalement de:

❖ La vanne maitresse inférieure (Lower Master Valve) :

C'est une vanne à commande manuelle qui est rarement utilisée au cours des opérations d'intervention sur le puits, elle est utilisée comme vanne de secours pour la vanne maîtresse supérieure.

❖ La vanne maitresse supérieures (Upper Master Valve) :

C'est la vanne primaire utilisée en cas de fermeture du puits.

❖ La vanne de curage (Swab Valve) :

C'est une vanne manuelle située au sommet de la tête de production, elle permet, après sa fermeture la purge de la pression piégée au-dessus, le montage et le démontage des équipements d'intervention en toute sécurité.

❖ Vanne latérale intérieure (Flow Wing Valve) :

C'est une vanne manuelle située à la sortie latérale reliant la croix de circulation à la ligne de production, elle permet d'isoler le puits de la ligne de production et éviter un éventuel retour du fluide dans le puits.

❖ Vanne de sécurité de surface (SSV):

Elle est située entre la vanne latérale intérieure et le porte Duse. Cette vanne se ferme automatiquement dès qu'il y a variation significative de pression en surface. Elle est alimentée hydrauliquement par un panneau de control (control panel). Dans le champ GEA cette vanne est calibré à une pression maximale de 20 à 25 bars pour prévenir l'éclatement des collecte de production et à une pression minimale 2 à 5 bars; cas d'éventuelle fuite des hydrocarbures.

❖ Vanne latérale intérieure de pompage (Kill Wing Valve) :

C'est une vanne manuelle qui doit être toujours installée sur la tête de production, située à la sortie latérale de la croix de circulation du côté opposé à la ligne de production, elle permet la connexion de l'unité de pompage à la tête de puits pour neutraliser le puits si nécessaire.

❖ La Duse de production :

La Duse est placée après la vanne extérieure de la sortie latérale, elle permet de contrôler le débit et la pression en tête de puits, elle peut être une Duse fixe (Positive Choke) ou réglable manuellement (Adjustable Choke).

Duse Réglable Manuelle : Elle est composée d'un corps massif avec:

- Une entrée latérale taraudée ou à bride.
- Une sortie dans l'axe du pointeau, également taraudée ou à bride.
- Un siège vissé au fond du corps avec un joint d'étanchéité.
- Un chapeau avec un écrou rapide et presse-étoupe de la vis pointeau, sur cette dernière, une douille graduée de 0 à 64/64ème de pouce.

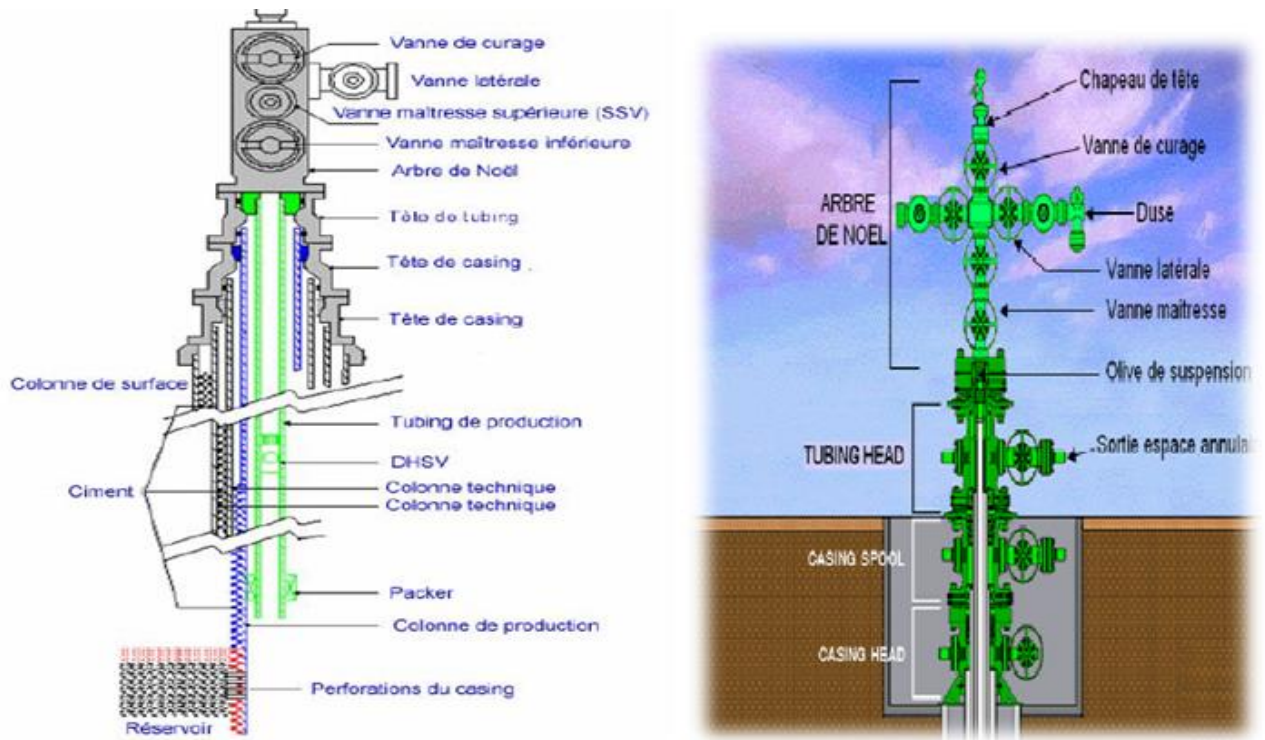


Figure III.2: Les éléments constitutifs d'un puits

III.1.2 LES TYPES DE PUITS [6]

Il existe trois principaux types de puits : le puits ordinaire (creusé), le puits foncé et le puits foré. Dans le domaine pétrolier et gazier on ne distingue actuellement que les puits forés.

III.1.2.1 Les Puits producteurs

Ils véhiculent l'effluent du fond à la surface.

❖ Les puits producteurs d'huile:

L'huile est extraite des puits des trois gisements (El Agreb, El Gassi et Zotti), du même réservoir de formation cambrien (une roche de plus de 500 millions d'année). La profondeur moyenne de la zone productive dans chaque puits est d'environ 3250 mètres.

Les puits d'huile typique sont constitués de colonnes de tubage vertical ou horizontal, d'un tubage de production, d'une tête de puits et d'un arbre de Noël.

Ces réservoirs de pétrole sont caractérisés par une haute pression de fond ce qui permet de libérer une partie de brut lorsqu'un puits de pétrole est foré dans le réservoir.

La pression dans le réservoir expulse le brut du puits vers la surface ce qui entraîne sa chute au fur et à mesure de son extrait et par conséquent la réduction de la vitesse de production.

❖ Les puits producteurs d'eau:

Ce sont des eaux non potables produites de la couche jurassique de profondeur maximale 3000 m. Cette eau est destinée à la réinjection pour maintenir la pression du réservoir.

Il existe aussi des puits d'eau de profondeur de 100m dans la couche Moi-pliocène destinée pour le dessalage (Dilution Water).

III.1.2.2 Les Puits injecteurs

Ils véhiculent l'effluent de la surface vers le fond.

❖ Les puits injecteurs de gaz miscible :

Ce gaz, traité au niveau du centre Zotti à une pression de 350 bars, est injecté dans les puits injecteurs pour maintenir la pression du gisement dans le but d'augmenter le facteur de récupération, la durée de vie du champ et d'augmenter la production.

❖ Les puits injecteurs d'eau:

Ils se subdivisent en deux types:

- Puits injecteurs d'eau pour maintenir la pression du gisement et en long terme améliorer la production (cas du champ El Agreb; la structure géologique de ce champ favorise l'injection d'eau et non pas de gaz).

- Puits poubelles utilisés comme bourbiers pour éviter le déversement vers la nature et protéger ainsi l'environnement (Cas du puits GS-15).

III.1.3 LE FONCTIONNEMENT DES PUIITS [6]

Le fonctionnement d'un puits diffère selon son type (producteur ou injecteur) et selon son mode d'activation s'il est non éruptif.

III.1.3.1 Fonctionnement des Puits Producteurs

Un gisement est un volume de roche, dont les pores contiennent des fluides. Généralement, dans un gisement à huile, celle-ci se trouve entre une couche d'eau et une couche de gaz. La pression de l'eau et du gaz pousse l'huile vers le puits.

Un puits n'est pas éruptif si:

La pression en surface est égale à la pression du réservoir;

La pression du réservoir et la pression au fond de trou sont égales.

Un puits est éruptif s'il existe une différence de pression entre le réservoir et le trou de forage. Quand la différence de pression augmente, le débit augmente.

Quand le puits produit, les fluides quittent le réservoir à travers le trou de forage.

La pression dans le réservoir autour du trou de forage diminue graduellement et les fluides des endroits du réservoir où il y a une pression plus grande s'écoulent vers le trou de forage où la pression est plus basse.

Quand on ferme un puits, la pression va s'égaliser graduellement, jusqu'au moment où il n'y a plus de différences de pression et l'écoulement vers le trou de forage s'arrête.

La pression du fluide dans le fond d'un puits est une combinaison de trois paramètres : la pression hydrostatique dans le puits, les pertes de charges dans le puits et la pression en tête de puits.

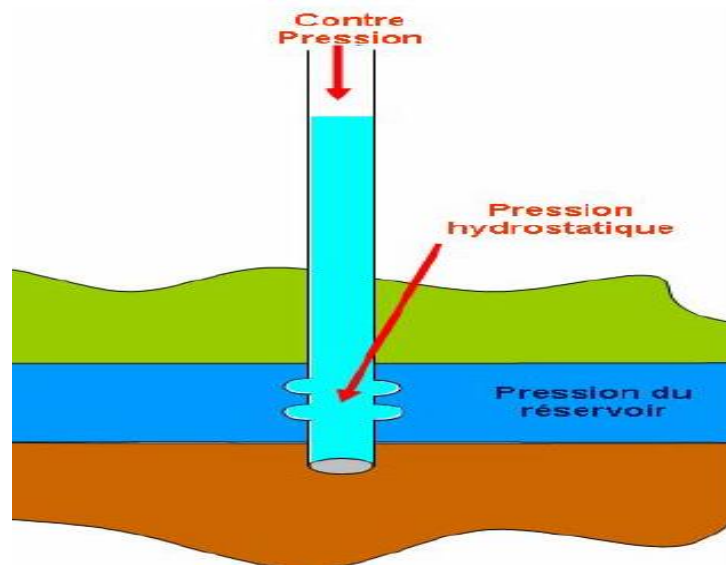


Figure III.3: Les différentes pressions d'un puits

Avec les variations de pression, la composition du fluide change. La pression hydrostatique en un point dépend de la hauteur de la colonne de fluide qui est au-dessus du point de mesure. Dans le réservoir, la proportion de gaz dépend de la pression du réservoir.

Si la pression du réservoir est grande, une grande partie du gaz est dissous dans l'effluent.

Il existe deux types principaux de régimes d'écoulement :

- Un écoulement monophasique (gaz ou liquide);
- Un écoulement à bulles.

Avec un écoulement monophasique, tous les gaz sont dissous dans le fluide. Ceci arrive quand la pression du fluide est plus élevée que le point de bulle. Donc si la pression dans le tubing jusqu'à la surface est plus élevée que le point de bulle, le fluide aura un écoulement monophasique dans le puits.

On aura un écoulement à bulles à partir du point où la pression descend en dessous du point de bulle. Quand le fluide monte dans le tubing, la pression hydrostatique diminue et le régime d'écoulement peut changer d'un écoulement monophasique vers un écoulement à bulles.

En montant, la pression diminuera de plus en plus, donc de plus en plus de bulles de gaz seront séparées du fluide.

Le débit des fluides dépendra de la différence entre la pression du gisement et la contre pression au fond du puits.

Pour qu'un puits soit éruptif, la pression du réservoir doit être plus grande que la pression en tête et la pression hydrostatique.

A l'aide de la duse, on peut augmenter la pression en tête de puits et en conséquence diminuer le débit du fluide et éviter la séparation des fluides dans le trou de forage.

III.1.3.2 Fonctionnement des puits injecteurs

Un puits injecteur est un puits dans lequel on injecte des fluides au lieu d'en produire. L'objectif qui est d'injecter des fluides, est normalement le maintien de la pression du réservoir et/ou son balayage.

Deux types d'injection sont communs: gaz et eau. Il est possible d'utiliser du gaz qui provient de la séparation.

L'injection de gaz se fait généralement dans la section supérieure du réservoir et l'injection d'eau se fait généralement dans la partie inférieure du réservoir.

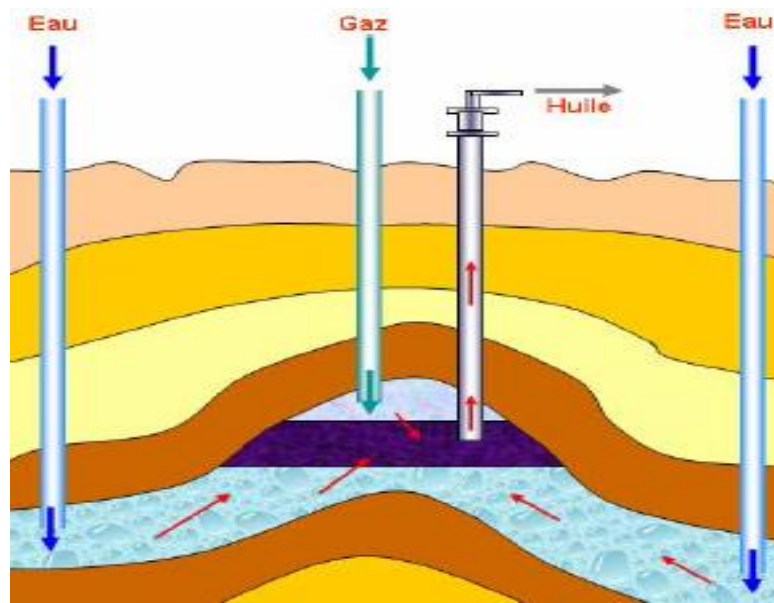


Figure III.4: Fonctionnement des puits injecteurs

Le principe de fonctionnement pour un puits injecteur gaz ou eau reste quasiment identique dans sa philosophie et sa conception.

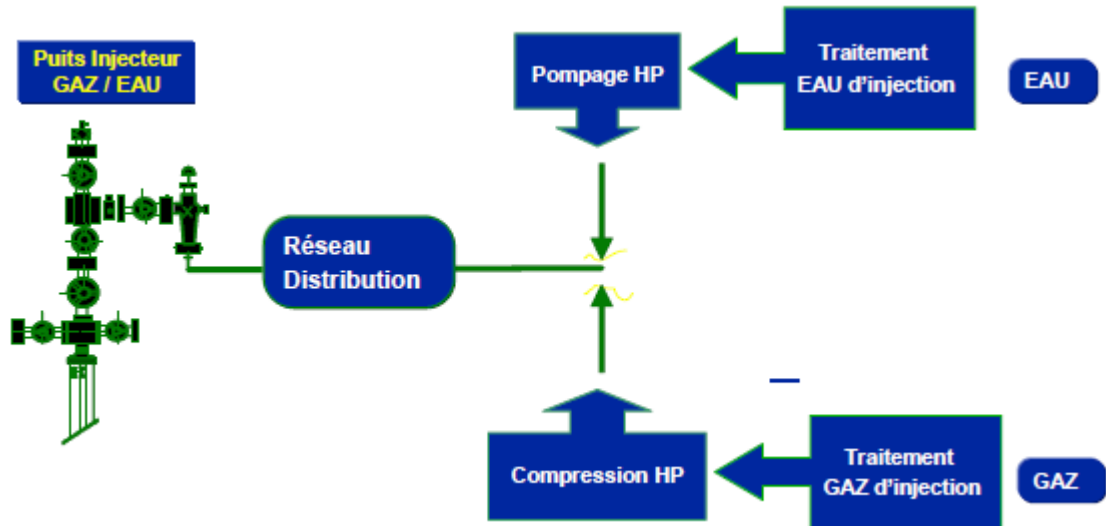


Figure III.5: Schéma typique de fonctionnement d'un puits injecteur

III.2 LE RESEAU DE COLLECTE [5] [7]

III.2.1 DEFINITION DU RESEAU DE COLLECTE

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires de ces conduites affectées au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et le centre de traitement.

Ces lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes et s'accompagne toujours de pertes de charge importantes.

III.2.2 Classification des conduites :

Elles peuvent être classées comme suite :

❖ Selon leur destination :

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

❖ Selon leur pression de service :

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

- à haute pression : > 16 bars.
 - ❖ Selon le caractère du mouvement hydraulique :
- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

III.2.3 TYPES DE RESEAUX DE COLLECTE

III.2.3.1 Liaisons individuelles

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

Cette formule offre d'importants avantages techniques :

- ❖ Identification immédiate dans 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 éventuelles possibilités 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.

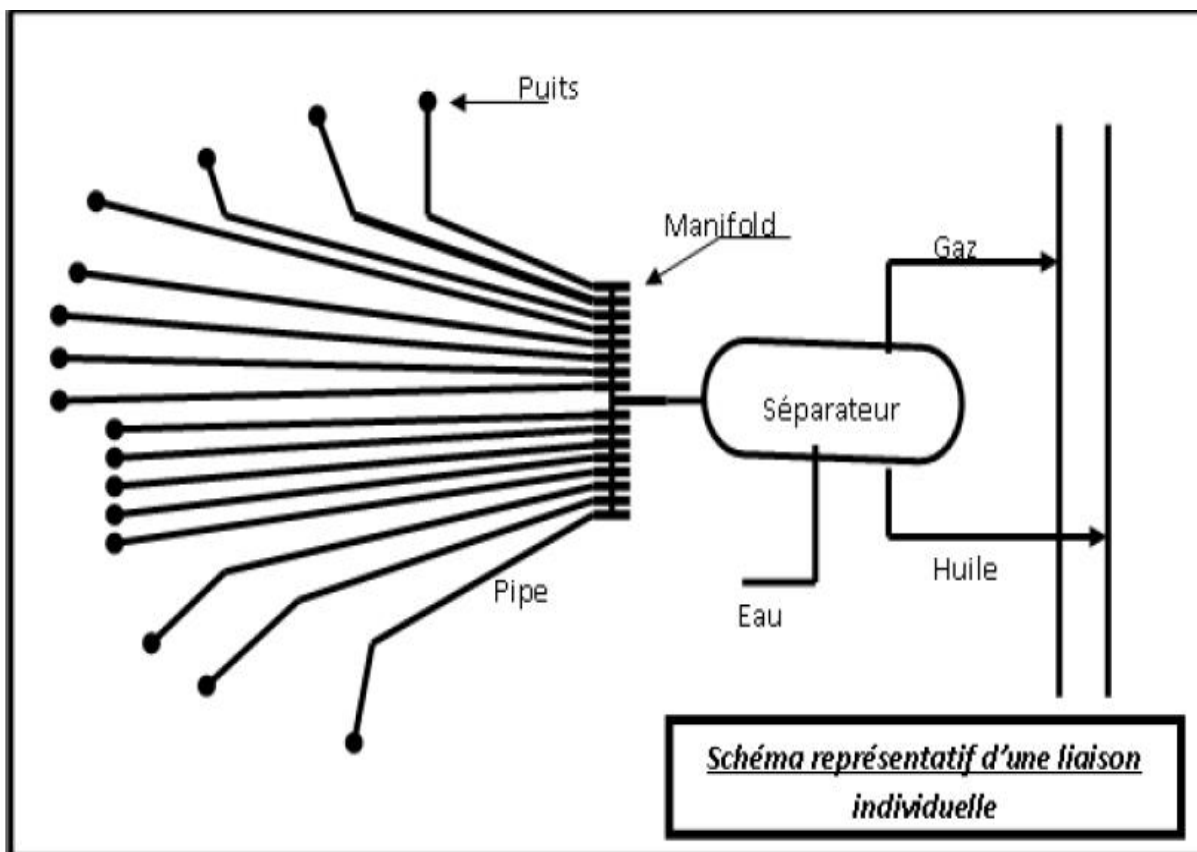


Figure III.6: Schéma d'un réseau de collecte par une liaison individuelle

III.2.3.2 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 tels que les lignes individuelles des puits soient les plus courtes 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. En outre, 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.

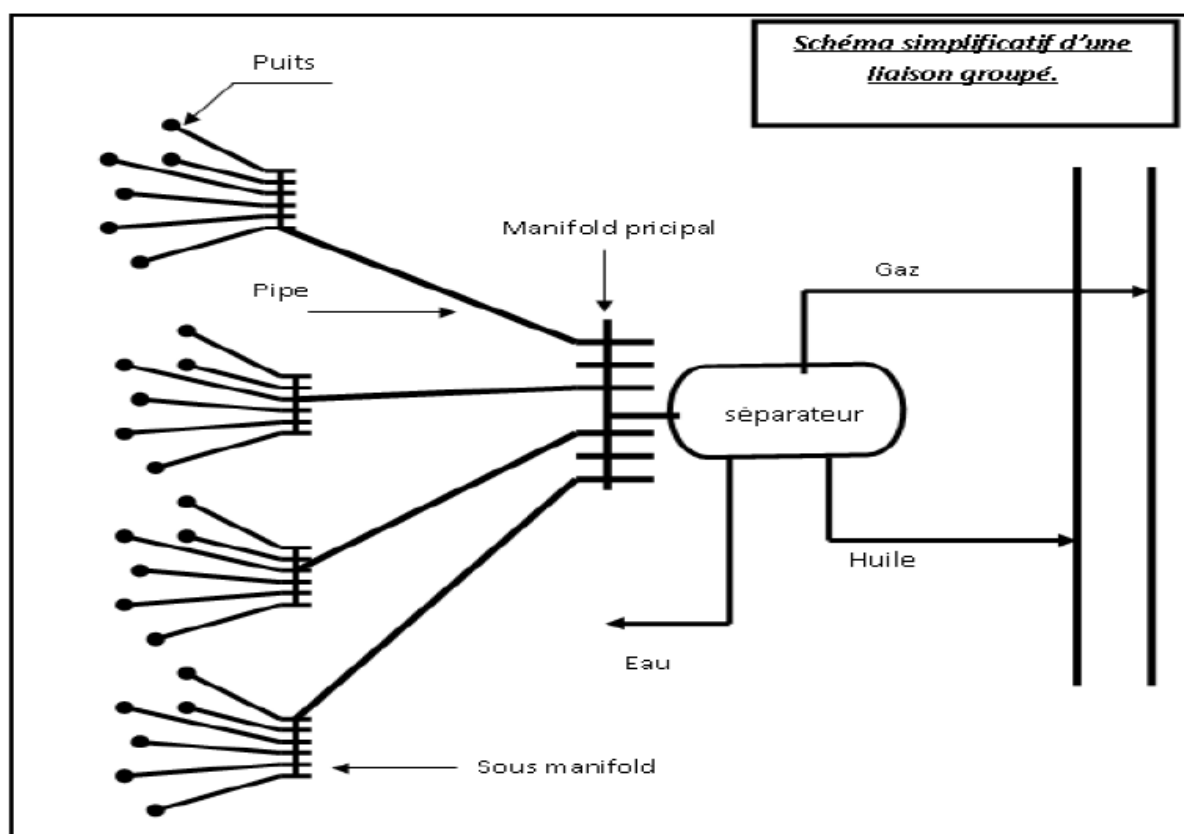


Figure III.7: Schéma d'une liaison par collecteur

III.2.3.3 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. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un effectif relativement élevé ou une automatisation poussée.

III.2.4 LES MANIFOLDS

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

Chapitre III : Généralité sur les puits et le réseau de collecte

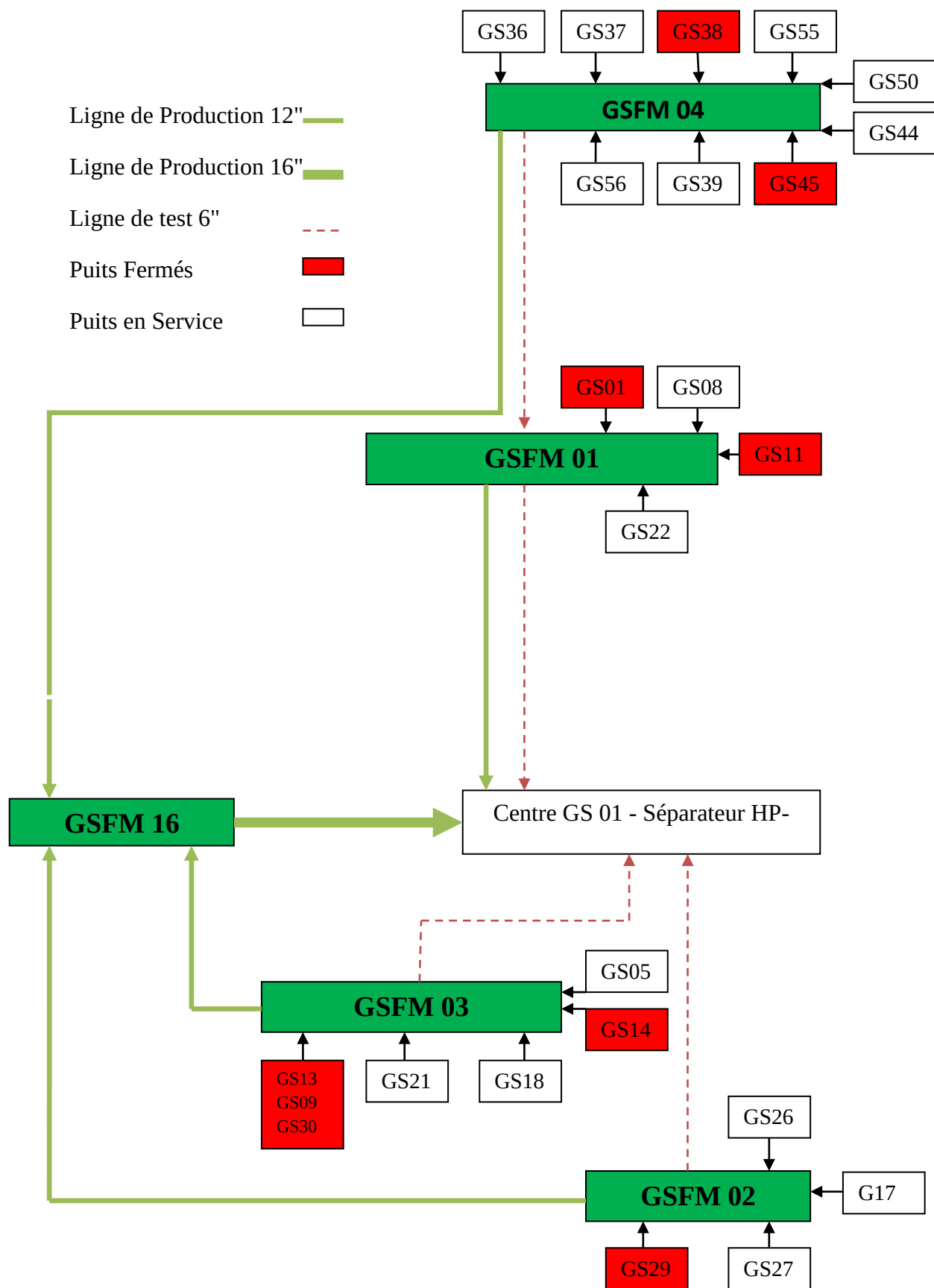
Un manifold doit présenter un accès facile en tous ces endroits, tous les accessoires nécessaires à la bonne conduite des opérations et accueillir plusieurs entrées des puits.

Pour chaque ligne de puits, un dispositif uniforme de raccordement est prévu, sur chaque arrivée vanne d'isolement clapet anti- retour manomètre thermomètre vannes de raccordement. Le système des vannes prévu à l'arrivée au manifold permet de relier chaque ligne à l'une ou l'autre des transversales suivantes : le collecteur principal de production et le collecteur principal de test.



Figure III.8: Manifold de production [1]

III.2.5 COLLECTES ET MANIFOLDS DU CHAMP D'EL GASSI [1]



Chapitre IV :

*Ecoulement
multiphasique dans le
système tubing-duse-
réseau de collecte*

IV.1 REGIME D'ÉCOULEMENT MULTIPHASIQUE [8]

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensat, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...).

Une caractéristique typique de l'écoulement multiphasique est l'apparition de différents régimes d'écoulement.

❖ Écoulement avec bulle (Bubble flow) :

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

❖ Écoulement avec bouchant (Plug flow) :

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

❖ Écoulement stratifié (Stratified flow) :

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

❖ Écoulement avec vagues (Wavy flow) :

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

❖ Écoulement avec vagues moutonnantes (Slug flow) :

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

❖ Écoulement annulaire (Annular flow) :

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

❖ Écoulement brouillard (Spray flow) :

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

Les modèles d'écoulement sont un concept introduit pour les écoulements multiphasiques.

Dans notre étude, l'écoulement multiphasique concerne le pétrole qui comprend essentiellement les phases comme l'huile, l'eau et le gaz et il est assimilé à un écoulement diphasique, se composant d'une phase gazeuse et d'une phase liquide.

Deux modèles d'écoulements sont largement rencontrés dans les milieux pétroliers à savoir ceux nommés "bubble flow" et "slug flow".

Ces derniers peuvent être rassemblés sur une carte telle que représentée sur la figure (IV.1). Différentes configurations peuvent se produire dans une conduite dépendant de son orientation et les valeurs des paramètres des écoulements liquides et de gaz, les paramètres des fluides utilisés sur cette figure sont des paramètres adimensionnels comme (viscosité ; GOR), Ngv (proportionnel à la vitesse du gaz) et Nlv (proportionnel à la vitesse du liquide).

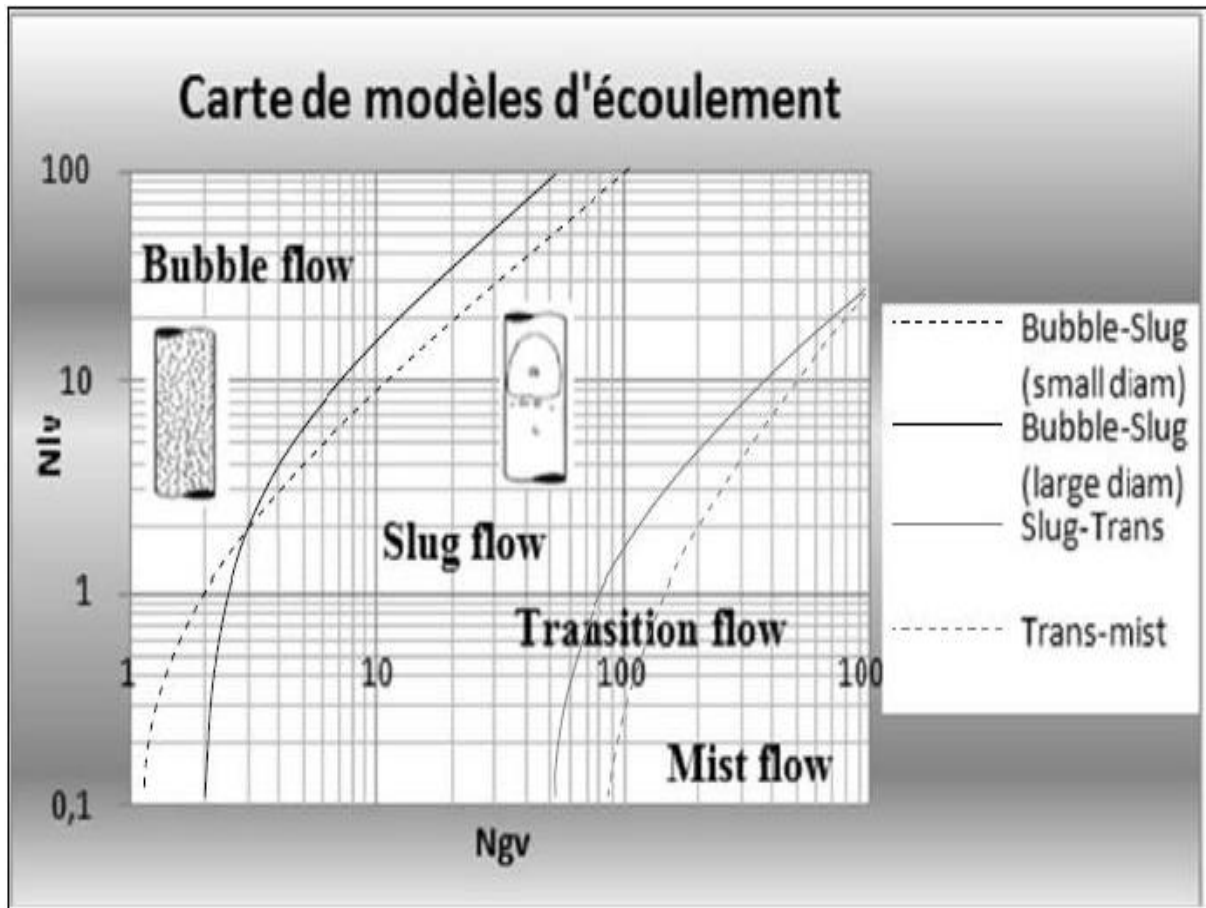


Figure IV.1: Carte des modèles d'écoulement

IV.2 EQUATIONS ET CONCEPTS DE BASE [8]

Les gradients de pression qui se produisent pendant l'écoulement bi phasique dans les pipes peuvent être calculés si tous les changements d'énergie (transfert d'énergie) qui interviennent dans les fluides peuvent être prévus.

IV.2.1 L'EQUATION GENERALE DE L'ENERGIE

La base théorique pour la plupart des équations d'écoulement des fluides est l'équation générale d'énergie. C'est une expression pour l'équilibre ou la conservation de l'énergie entre deux points dans un système.

L'équation d'énergie est développée d'abord, en utilisant des principes de la thermodynamique, est modifiée selon une forme d'équation de gradient de pression.

L'équation se base sur le principe suivant:

"L'énergie d'un fluide qui entre dans un volume de contrôle, plus n'importe quel travail fait ou subi par ce fluide, plus n'importe quel quantité de chaleur donnée au fluide ou cédée. Par celui-ci doit être égale à l'énergie qui sort de l'élément de volume de contrôle".

Considérant un système en état d'équilibre (steady state system), le bilan énergétique peut être écrit comme suit:

$$U'_1 + P_1 V_1 + \frac{m \cdot v_1^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_1}{g_c} + q' + W'_s = U'_2 + P_2 V_2 + \frac{m \cdot v_2^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_2}{g_c} \dots\dots\dots (4.1)$$

Avec:

- ❖ U' : Energie initiale.
- ❖ PV : Energie d'expansion ou de compression.
- ❖ $\frac{m \cdot v^2}{2 \cdot g_c}$: Energie cinétique.
- ❖ $\frac{m \cdot g \cdot Z}{g_c}$: Energie potentielle.
- ❖ q' : Energie calorifique ajustée au fluide.
- ❖ W'_s : Travail subi par le fluide de l'entourage.

Divisant l'équation (4.1) par (m) et sous forme différentielle elle devient:

$$dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \dots\dots\dots (4.2)$$

L'équation de bilan énergétique sous cette forme est difficile à appliquer, à cause du terme de l'énergie interne, elle est souvent convertie au bilan d'énergie mécanique par l'utilisation des équations de la thermodynamique:

$$dU = dh - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \quad dh = Tds + \frac{dP}{\rho}$$

$$\Rightarrow \quad dU = Tds + \frac{dP}{\rho} - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \dots\dots\dots (4.3)$$

Avec:

- ❖ h : Enthalpie.
- ❖ S : Entropie
- ❖ T : Température

Remplaçant l'équation (4.3) dans l'équation (4.2) et après simplification :

$$Tds + \frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \dots\dots\dots (4.4)$$

Pour un processus irréversible, l'inégalité de Clausius: $Tds = -dq + dL_w$

Avec :

dL_w : Pertes due à l'irréversibilité, comme le frottement.

En utilisant cette relation et en supposant que le fluide ne fait et ne subit aucun travail, l'équation (4.4) devient:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \dots\dots\dots (4.5)$$

Si on considère que la pipe est inclinée par rapport à l'horizontale par un angle θ donc l'équation (4.5) devient:

$$\frac{dP}{dL} + \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \rho \cdot \frac{dL_w}{dL} = 0 \dots\dots\dots (4.6)$$

L'équation (4.6) peut être résolue pour le gradient de pression, et si la chute de pression est considérée comme positive dans la direction de l'écoulement:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \left(\frac{dP}{dL} \right)_f \dots\dots\dots (4.7)$$

Où: $\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \rho \cdot \frac{dL_w}{dL}$ Gradient de pression dû à la perte de charge par frottement.

On a :

Le facteur de frottement:

$$f' = \frac{2 \cdot \tau_w \cdot g_c}{\rho \cdot v^2} \dots\dots\dots (4.8)$$

$$\tau_w = \frac{d}{4} \cdot \left(\frac{dP}{dL} \right) \dots\dots\dots (4.9)$$

Remplaçant l'équation (4.9) dans l'équation (4.8) on trouve :

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{2 \cdot f' \cdot \rho \cdot v^2}{d \cdot g_c} \dots\dots\dots \text{C'est l'équation de Fanning.}$$

En terme de facteur de friction de Darcy-Wiesbach ou Moody : $f = 4 \cdot f'$

$$\Rightarrow \left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot d \cdot g_c} \dots\dots\dots (4.10)$$

Remplaçant l'équation (4.10) dans l'équation (4.7) on trouve:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (4.11)$$

Donc on aura:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right) = \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL} \right)_f + \left(\frac{dP}{dL} \right)_{acc} \dots\dots\dots (4.12)$$

- ❖ $\left(\frac{dP}{dL} \right)$: Perte de charge totale.
- ❖ $\left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele}$: Composante due à l'énergie potentielle.
- ❖ $\left(\frac{dP}{dL} \right)_f$: Composante due au frottement.
- ❖ $\left(\frac{dP}{dL} \right)_{acc}$: Composante due à l'énergie cinétique.

Les gammes de contribution de chacune des composantes par rapport à la perte totale dans le puits peuvent être représentées par le tableau suivant pour les puits d'huile et de gaz.

Composantes	Puits D'huile	Puits de gaz
Elévation	70-90 %	20-50%
Friction	10-30 %	30-60%
Accélération	0 -10 %	0 -10%

La densité du fluide dans les puits d'huile est toujours très grande par rapport aux puits à gaz. Et puisque la composante d'élévation dépend du hold-up. Alors le paramètre le plus important à déterminer est le hold-up du liquide (H_L).

Dans les puits à gaz, la densité de fluide est plus petite, mais le gaz généralement circule à des vitesses élevées, ce qui provoque plus de pertes par frottement dans la conduite, ceci nécessite d'avoir une bonne valeur de rugosité de tubing pour calculer le facteur de frottement.

Les valeurs données par le tableau ne sont bien sûr que des approximations, puisque quelques puits d'huile produits avec un grand GOR, et quelque puits à gaz produits avec une quantité considérable de condensat ou d'eau.

IV.2.2 VARIABLES D'ECOULEMENT DIPHASIQUE

IV.2.2.1 Holdup Liquide (H_L)

C'est la fraction de l'élément d'une conduite occupée par le liquide à un instant (t).

$$H_L = \frac{\text{Le volume de liquide dans l' élément de conduite}}{\text{le volume de l'élément de conduite}}$$

Il est nécessaire de déterminer H_L pour calculer les caractéristiques de mélange (gaz/liquide) comme : densité de mélange, vitesse du liquide et du gaz, transfert de chaleur.

La valeur de H_L ne peut pas être calculée analytiquement. Elle doit être déterminée à partir des corrélations empiriques, c'est une fonction de variables (propriétés de gaz et de liquide, configuration de l'écoulement, diamètre de conduite et l'inclinaison de la conduite).

Le gaz Holdup est : $H_G = 1 - H_L$

IV.2.2.2 Holdup liquide de non glissement

C'est le volume de liquide dans l'élément de conduite qui existe si le gaz et le liquide s'écoulent avec la même vitesse (pas de glissement entre les deux phases) divisée par le volume de l'élément de conduite.

Il peut être calculé directement à partir du débit du liquide et du gaz:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots\dots\dots (4.13)$$

Le Holdup gaz de non glissement est: $\lambda_g = 1 - \lambda_L$

IV.2.2.3 Le glissement

Le glissement est un important concept pour les écoulements multiphasiques et apparaît quand un liquide et un gaz s'écoulent ensemble dans des conduites verticales ou inclinées. Il est défini comme étant le mouvement de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide où les deux phases coulent indépendamment à différentes vitesses.

Généralement, dans une conduite verticale, la vitesse de la phase gazeuse est supérieure à la vitesse de la phase liquide.

$$\gamma = \frac{V_g}{V_L} \dots\dots\dots (4.14)$$

IV.2.2.4 Masse volumique du mélange

On suppose qu'il n'y a pas de glissement entre l'eau et l'huile:

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \dots\dots\dots (4.15)$$

Avec: $f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}, \quad f_w = 1 - f_o$

Le calcul de la masse volumique du mélange gaz/liquide nécessite la connaissance de trois équations qui sont proposées par différents auteurs:

$$\diamond \rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \dots\dots\dots (4.16)$$

$$\diamond \rho_n = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g \dots\dots\dots (4.17)$$

$$\diamond \rho_k = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \dots\dots\dots (4.18)$$

L'équation (4.16) est utilisée pour calculer $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$.

L'équation (4.17) est utilisée pour calculer la densité des deux phases si on suppose qu'il n'y a pas de glissement entre ces deux phases.

L'équation (4.18) est utilisée pour calculer la densité du mélange pour l'utiliser dans le calcul de $\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$.

IV.2.2.5 La vitesse superficielle

La vitesse superficielle d'une phase d'un fluide est la vitesse de cette phase comme si elle s'écoule toute seule à travers la section transversale de conduite.

La vitesse superficielle du gaz :

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \dots\dots\dots (4.19)$$

La surface réelle traversée par le gaz est réduite par la présence de la deuxième phase liquide à $(A \cdot H_g)$. Donc la vitesse réelle du gaz est:

$$V_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g} \dots\dots\dots (4.20)$$

A: section de la conduite

La vitesse superficielle et réelle du liquide est:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \dots\dots\dots (4.21)$$

$$V_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L} \dots\dots\dots (4.22)$$

La vitesse de mélange (gaz +liquide) est calculée à partir de : $V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sg}$

La vitesse de glissement est la différence entre la vitesse actuelle du gaz et celle de liquide :

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L} \dots\dots\dots (4.23)$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \dots\dots\dots (4.24)$$

$$H_L = \frac{V_s - V_m + [(V_m - V_s)^2 + 4 \cdot V_s \cdot V_{sL}]^{1/2}}{2 \cdot V_s} \dots\dots\dots (4.25)$$

IV.2.2.6 La viscosité

Les équations suivantes sont utilisées par différents auteurs pour calculer la viscosité bi phasique (gaz +liquide):

$$\mu_n = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot \lambda_g \dots\dots\dots (4.26)$$

$$\mu_k = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{H_g} \dots\dots\dots (4.27)$$

$$\mu_s = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \dots\dots\dots (4.28)$$

La viscosité de mélange liquide (huile + eau) est :

$$\mu_L = \mu_o \cdot f_o + \mu_w \cdot f_w \dots\dots\dots (4.29)$$

Cette relation n'est pas valable s'il y a émulsion entre l'huile et l'eau.

IV.2.2.7 Nombre de Reynolds

$$N_{Re} = \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot D}{\mu_m} \dots\dots\dots (4.30)$$

IV.2.3 MODIFICATION DE L'EQUATION DE GRADIENT DE PRESSION POUR L'ECOULEMENT DIPHASIQUE

IV.2.3.1 Changement de la composante

Pour deux phases $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev}$ devient:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{g}{g_c} \cdot \rho_s \cdot \sin \theta \dots\dots\dots (4.31)$$

Avec :

ρ_s : Densité de mélange (gaz + liquide dans l'élément de conduite).

On utilise ρ_n si on suppose qu'il n'y a pas de glissement entre les deux phases.

IV.2.3.2 Changement de composante de frottement

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$ Le terme de frottement devient :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (4.32)$$

La composante de frottement ne peut être déterminée analytiquement (sauf dans le cas d'un écoulement laminaire monophasique), donc elle doit être déterminée expérimentalement ou par l'analogie avec l'écoulement monophasique.

Les définitions les plus utilisées sont:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f_L \cdot \rho_L \cdot V_{sL}^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (4.33)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f_g \cdot \rho_g \cdot V_{sg}^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (4.34)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f_{tp} \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots (4.35)$$

IV.2.3.3 La composante d'accélération

Le terme de l'accélération est représenté par:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \frac{(\rho \cdot V \cdot dV)_k}{g_c \cdot dL} \dots\dots\dots (4.36)$$

Ce terme est généralement négligé par la majorité des auteurs.

De la discussion des divers composantes contribuant au gradient de pression total, il découle que les principales considérations à prendre pour développer les équations du gradient de pression sont : développer des méthodes pour prévoir le holdup liquide et le facteur biphasé de frottement. C'est l'approche suivie presque par tous les chercheurs dans l'étude des gradients de pression pour l'écoulement diphasique.

IV.3 PERTES DE CHARGE DANS LE TUBING [8]

La chute totale de pression dans le tubing est tout simplement :

$$\Delta P = \Delta P_{PE} + \Delta P_F + \Delta P_{KE}$$

ΔP_{PE} : Chute de pression hydrostatique due à l'énergie potentielle.

ΔP_F : Chute de pression par friction.

ΔP_{KE} : Chute de pression par accélération due à l'énergie cinétique.

Cette dernière dispose d'une valeur appréciable si des changements dans le diamètre de la conduite sont réalisés et est généralement négligeable par rapport aux deux autres chutes de pression. Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important.

IV.3.1 METHODES DE CALCUL DES PERTES DE CHARGE DANS LE TUBING

Plusieurs méthodes empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées au tubing de production. Parmi ces méthodes on peut citer les modèles suivants :

- ❖ Modèle homogène.
- ❖ Modèle de glissement.
- ❖ Modèle généralisé.

IV.3.1.1 Modèle homogène

Ne tient pas compte du calcul de la densité qui est évaluée par simple reconstitution des phases et considère une même vitesse d'écoulement gaz et liquide. Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases.

IV.3.1.2 Modèle de glissement

Une corrélation qui prend en compte cette notion donne des valeurs de pertes de charge plus élevées que celles qui n'en tiennent pas compte.

On les considère plus précis que les précédents, et admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes.

Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction de H_l . Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de pertes de charge qui dépend lui-même des propriétés des fluides.

La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction de H_l et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), Beggs et Brill (1973).

IV.3.1.3 Modèles généralisés

Ils sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est considérée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement et de l'énergie de chaque phase.

IV.3.2 LES PRINCIPALES CORRELATIONS DES PERTES DE CHARGE DANS LE TUBING

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport de la composante de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations dans trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique.

- ❖ **Catégorie A:** Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré.
- ❖ **Catégorie B:** L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré.
- ❖ **Catégorie C:** Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés.

Plusieurs corrélations d'écoulements multiphasiques sont développées jusqu'à présent. Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement.

Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui s'adaptera mieux aux caractéristiques de chaque puits. Au lieu d'avoir des données pour valider un type particulier de corrélation. Les sections suivantes décrivent certaines corrélations plus prédominantes par le type de catégorie.

❖ Poettmann & Carpenter (A):

Ils ont utilisés les données de champs pour préparer une corrélation qui a traité l'écoulement multiphasique comme s'il était monophasique, en supposant que l'écoulement est à un degré élevé de turbulence et que cet écoulement serait indépendant des effets de viscosité.

Cette méthode peut être employée avec confiance dans les cas ayant les conditions suivantes.

- L'effet négligeable de viscosité.
- Le terme de perte de charge due à l'accélération est négligeable. $(dp/dz)_{acc} = 0$
- Le type d'écoulement ignoré.
- Le facteur de friction est pris comme une valeur moyenne pour toute la longueur de la conduite.
- Le travail réalisé par le fluide est négligeable ($W=0$).
- Elle est applicable pour les diamètres (2", 2"1/2, 3"), alors que pour un diamètre plus grand, son application est avec précaution.
- GLR inférieur à 1500 scf / bbl.
- Débit supérieur à 400 Bpd.

❖ Fancher & Brown (A):

La corrélation de FANCHER & BROWN est l'une des meilleures pour le diamètre nominal 2" seulement.

Cette corrélation est un ajustement de la méthode de Poettmann et Carpenter et plus exactement pour des faible débits et fort GLR à n'importe qu'elle débit. Elle peut être utilisée avec des bons résultats pour GLR inférieurs à 5000 scf/bbl et des débits inférieur à 400 BPD, et peut être prolongée vers le Tubing 2"7/8 avec un degré de confiance considérable.

Fancher et Brown utilisaient les mêmes procédures de calcul que celles utilisées par Poettemann et Carpenter avec une petite modification sur la détermination de f (pour $GLR < 1500$ scf/bbl, $GLR > 300$ scf/bbl et $1500 < GLR < 3000$ scf/bbl).

❖ Hagedorn & Brown (B):

La corrélation de HAGEDORN et BROWN est l'exécution de la corrélation de Poettman et carpenter.

HAGEDORN et BROWN ont étudié l'influence des propriétés de fluide (viscosité, tension superficielle) sur les pertes de charge avec de différents débits (220 BBL/D à 980 BBL/D), un GLR qui varie de (194 à 1845 SCF/BBL) et pour un diamètre de tubing (1", 1"1/4, 1"1/2).

Ils ont trouvé que ces propriétés ont une grande influence sur les pertes de charge.

❖ Gray (B):

C'est une corrélation largement recommandée pour les puits de gaz et de condensat où la phase prédominante est la phase gazeuse. L'eau ou le condensat est considéré comme adhérent à la paroi des conduites, résultant à un terme modifié de la rugosité.

❖ Mukerjee & Brill (C):

Pour la développer expérimentalement Mukherjee & Brill ont utilisés un flowline de 1.5in de diamètre à l'aide d'un flowline en acier incliné à plusieurs angles y'a compris l'écoulement descendant comme régime d'écoulement. Cette équation est recommandée pour l'écoulement incliné ou horizontal.

❖ Beggs & Brill (C):

La corrélation de Beggs & Brill est développée à partir des données expérimentales obtenues dans une installation de 1" et 1.5" et de longueur 90 ft.

Les paramètres étudiés sont :

- Débit de gaz : de 0 à 300 mscf.
- Débit de liquide : de 0 à 30 gal/min.
- Pression moyenne du système : 35 à 95 psia.
- Gradient de pression : de 0 à 0.8 psi/ft.
- Angle d'inclinaison : de -90° à $+90^\circ$.
- Les fluides utilisés sont l'eau et l'air.

IV.4 ECOULEMENT MULTIPHASIQUE A TRAVERS LA DUSE [8]

Le débit de production est généralement contrôlé en ajustant la duse de surface où cette dernière se trouve au niveau du manifold. Essentiellement, la duse est une vanne réglable, avec une zone restreinte calibrée à travers laquelle le fluide s'écoule et subit une grande dissipation d'énergie, pour ce faire le fluide se contracte. Cette restriction a pour effet de forcer le fluide dans un jet étroit, de créer des tourbillons à l'entrée et à la sortie de la duse, d'augmenter la turbulence de l'écoulement, et par la suite engendre la dissipation d'énergie et la réduction du débit. Il y a une grande perte de charge à travers la duse.

Nous définissons les variables suivantes:

q_l : Débit de liquide.

P_1 : Pression en amont de la duse et P_2 : Pression en aval de la duse.

Expérimentalement il est constaté que, pour une valeur donnée de la pression en amont P_1 il y a un rapport critique de pression $\left(P_2/P_1\right)_{crit}$.

Si $\left(P_2/P_1\right) > \left(P_2/P_1\right)_{crit}$, donc q_l augmente avec l'augmentation de la chute de pression $(P_1 - P_2)$ pour atteindre un maximum de débit $q_{l_{crit}}$ au point critique $\left(P_2/P_1\right)_{crit}$. Ceci est comme prévu; plus la chute de pression est importante, plus le débit est grand.

Toutefois, Si $\left(P_2/P_1\right) < \left(P_2/P_1\right)_{crit}$ le débit reste constant.

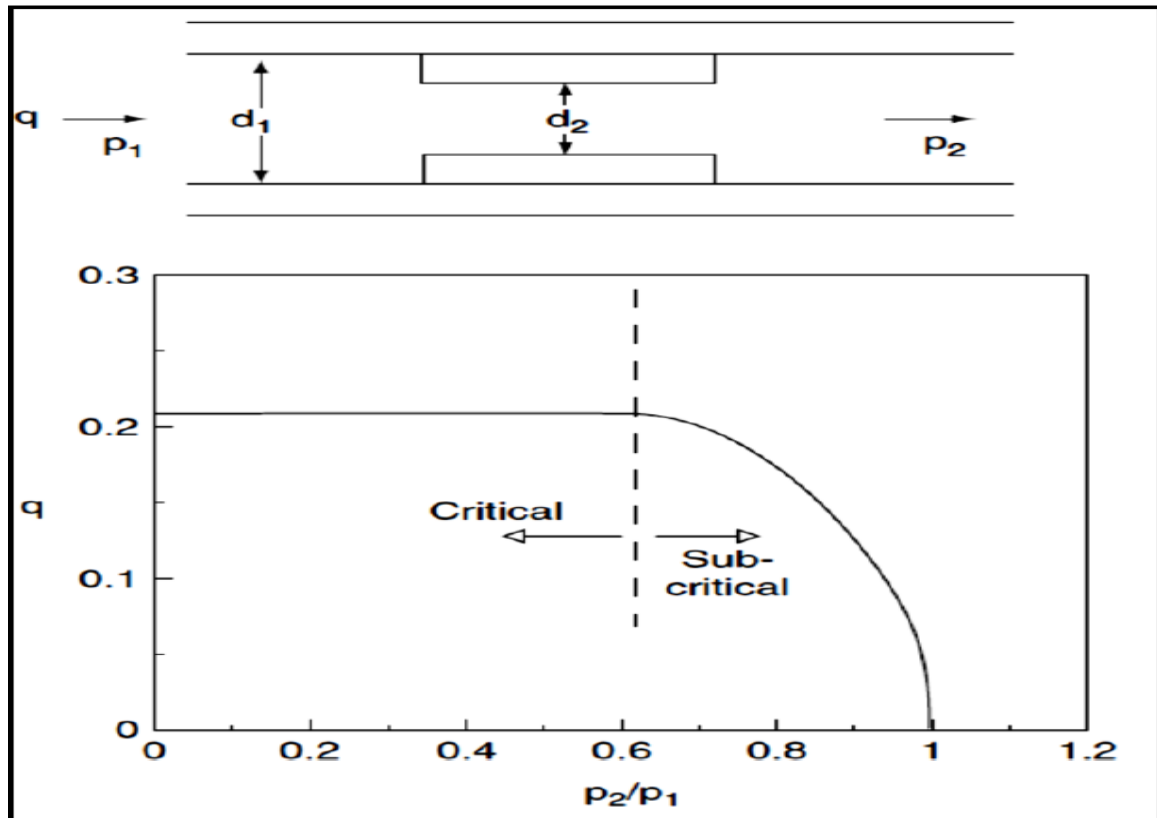


Figure IV.2: Courbe de performance d'une duse typique

Ce phénomène est appelé écoulement critique. Le débit critique est atteint lorsque la vitesse dans la contraction de la duse atteint une vitesse sonique. Des perturbations de pression en aval ne peuvent plus propager à travers la duse vers le côté amont. Ainsi, le comportement d'écoulement devient indépendant de la pression P_2 en aval.

Il y a des avantages en faisant fonctionner la duse en dessous du rapport critique de pression. La pression P_1 en tête de puits est alors indépendante des fluctuations dans la pression en aval de la duse P_2 . La pression P_2 peut varier pour plusieurs raisons: il peut y avoir plus d'un puits qui entre dans le même manifold, et l'un de ceux-ci peut être fermé; aussi des fluctuations dans la station de traitement, les vannes peuvent varier dans le système en aval. Ces effets ne changeront pas le débit de production du puits si la duse fonctionne en dessous des conditions critiques.

IV.5 PERTES DE CHARGE DIPHASIQUE DANS LES CONDUITES HORIZONTALES [8]

IV.5.1 LES DIFFERENTES CORRELATIONS

La détermination des pertes de charge dans les conduites horizontales concerne deux opérations principales de l'industrie pétrolière :

- ❖ Le dimensionnement des lignes de transport des mélanges d'huile et gaz.
- ❖ Le dimensionnement des collectes de transport du brut depuis la tête de puits jusqu'au centre de traitement.

Plusieurs études ont été réalisées pour estimer les pertes de charges dans les conduites horizontales, la première publication dans ce domaine était en 1949 par Lockhart & Martinelli, puis plusieurs corrélations ont été publiées, ces corrélations sont basées sur des études expérimentales afin de définir des équations générant l'écoulement polyphasique dans les conduites horizontales. Parmi les corrélations les plus répandus citons :

- ❖ Ovid Baker (1954)
- ❖ Dukler
- ❖ Eaton
- ❖ Lockhart & Martinelli (1949)
- ❖ Beggs & Brill (1973)

A noter qu'il est difficile de juger laquelle de ces corrélations est la plus fiable pour n'importe quel type de fluide et de pipe, car chaque corrélation a été réalisée dans des conditions spécifiées et pour des hypothèses bien déterminées.

La section suivante présente la corrélation de Beggs & Brill (1973) qui est la corrélation la plus utilisée dans le calcul des pertes de charge polyphasique des conduites horizontale.

IV.5.2 CORRELATION DE BEGGS & BRILL

La corrélation de Beggs & Brill est développée à partir de données expérimentales citées ci-dessus. Beggs & Brill ont développé leur corrélation après 580 essais, cette corrélation exige la détermination du régime d'écoulement existant dans la conduite, pour cela ils ont défini des limites pour chaque régime.

Les variables suivantes sont utilisées pour la détermination du régime d'écoulement :

$$N_{FR} = V_m^2 / gd$$

$$\lambda_L = V_{SL} / V_m$$

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302}$$

$$L_2 = 0.000925 \lambda_L^{2.4684}$$

$$L_3 = 0.10 \lambda_L^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_L^{6.738}$$

Les limites du régime d'écoulement horizontal sont :

- ❖ **Ségrégation:** $\lambda_L < 0.01$ et $N_{FR} < L_1$ ou $\lambda_L > 0.02$ et $N_{FR} < L_2$;
- ❖ **Transition:** $\lambda_L > 0.01$ et $L_2 < N_{FR} < L_3$;
- ❖ **Intermittent:** $0.01 < \lambda_L < 0.4$ et $L_3 < N_{FR} < L_1$ ou $\lambda_L > 0.4$ et $L_3 < N_{FR} < L_4$;
- ❖ **Distribué:** $\lambda_L < 0.4$ et $N_{FR} > L_1$ ou $\lambda_L > 0.4$ et $N_{FR} > L_4$.

⇒ Le liquide HOLDUP :

Le liquide HOLDUP (taux de présence locale de liquide dans la conduite) est calculé pour chaque type d'écoulement comme suit :

$$H_L (\emptyset) = \psi H_{L(0)} ;$$

Où : ψ : facteur d'inclinaison ;

$H_{L(0)}$: Le liquide HOLDUP dans un pipe horizontal, il est calculé par la formule suivante:

$$H_{L(0)} = \lambda_L^b / N_{FR}^c$$

a, b et c sont déterminés pour chaque régime d'écoulement à l'aide du tableau suivant :

Régime d'écoulement	a	b	c
Ségrégation	0.98	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distribué	1.065	0.5824	0.0609

La valeur calculée de $H_{L(0)}$ doit être : $H_{L(0)} \geq \lambda_L$

Le facteur de correction du HOLDUP dû à l'effet de l'inclinaison du pipe est donné par:

$$\Psi = 1 + C [\sin (1.8\phi) - 0.333 \sin 3 (1.8\phi)]$$

Où :

ϕ : L'angle du pipe par rapport à l'horizontal.

$$C = (1 - \lambda_L) \ln [dL^e N_{LV}^f N_{fr}^g]$$

d, e, f et g sont donnés par le tableau suivant :

Régime d'écoulement	d	e	f	g
Ségrégation	0.011	-3.768	-3.768	-1.614
Intermittent	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribué	Pas de correction		c=0, $\Psi=1$, $H_L \neq f(\phi)$	
Tout régime	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

Donc la même équation est utilisée pour calculer le HOLDUP pour chaque régime, seuls les coefficients et les exposants utilisés diffèrent d'un régime à un autre.

Quand le régime d'écoulement est transitoire, le HOLDUP doit être calculé en utilisant à la fois les équations du régime intermittent et celui en ségrégation en introduisant deux facteurs A et B

$$H_L(\text{Transition}) = A \times H_L(\text{ségrégations}) + B \times H_L(\text{intermittent})$$

Où :

$$A = L_3 - N_{FR} / L_3 - L_2$$

$$B = 1 - A$$

Une fois $H_{L(0)}$ est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit :

$$\rho_L H_L + \rho_g H_g$$

$$\text{Tel que : } H_g = 1 - H_L$$

$$\text{Le gradient de pression dû à l'élévation est : } (dp/dz)_{EL} = g/g_c (\rho_m \sin \phi)$$

$$\text{Le gradient de pression dû à la friction est : } (dp/dz)_f = f_{tp} \rho_n V_m^2 / 2g_c d$$

$$\text{Où: } \rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad \text{et} \quad f_{tp} = f_n (f_{tp}/f_n)$$

Le facteur no slip de friction f_n est déterminé à l'aide du diagramme de MOODY ou par l'équation suivante:

$$f_n = 1 / [21 \log (N_{Re} / 4.5223 \log N_{Re} - 3.8215)]$$

Où :

N_{Re} : représente le nombre de REYNOLDS,

$$N_{Re} = \rho_n V_m d / \mu_m$$

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g$$

$$f_{tp} / f_n = e^s$$

La fonction s est calculée comme suit:

$$S = [\ln(y)] / \{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4\}$$

$$\text{Et: } Y = \lambda_L / [H_{L(0)}]^2$$

Pour des valeurs de Y comprises entre $1 \div 1.2$, la fonction S prend pour formule:

$$S = \ln(2.2 Y - 1.2)$$

Bien que le gradient d'accélération soit très souvent négligeable, il doit être pris en considération pour les forts débits.

$$(dp / dz)_{acc} = [\rho_m V_m V_{sg} / g_c] dp / dz$$

Si nous définissons le terme d'accélération comme suit :

$$E_k = \rho_m V_m V_{sg} / g_c$$

Le gradient de pression totale pourrait donc être enfin calculé par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\frac{g}{g_c} \rho_{tp} \sin \theta + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} V_m V_{sg}}{g_c P}}$$

Chapitre V :

Modélisation du système puits- réseau de collecte

V.1 INTRODUCTION

Le puits est seulement un composant du système de production, on ne peut pas analyser les performances du puits sans prendre en considération les pipelines car chacun des composants du système affecte le fonctionnement de la chaîne entière.

Le but de ce chapitre est d'établir un modèle de l'ensemble du système Puits-Réseau de Collecte d'El Gassi permettant de maximiser le débit de production en minimisant les pertes de charge.

Comme moyen de simulation, le logiciel Pipesim 2012.2 (Elaboré par Schlumberger) est utilisé pour le calcul des pertes de charge dans le tubing et les lignes du réseau.

La structure du puits et du réseau de collecte utilisé sur le logiciel est présenté dans la figure A.1 et A.2 de l'Annexe A.

V.2 DATA DE MODELISATION

L'outil de simulation Pipesim 2012.2 qui élabore les modèles mathématiques demande un grand nombre de données afin d'établir un modèle du système, la plupart de ces données ont été extraites de la banque de données (collection de différentes informations des puits sur le champ), outre les rapports quotidiens.

Le modèle utilisé est le modèle « Black Oil » qui donne une description simplifiée des fluides.

Les différentes données requises pour la modélisation du système sont présentées dans les tableaux Annexe B (Tab B.1, Tab B.2, Tab B.3 et Tab B.4).

V.3 PROCEDURE DE MODELISATION DES PUITES [9] [10]

V.3.1 CHOIX DE LA CORRELATION DE L'ÉCOULEMENT VERTICAL

Il est essentiel de disposer des prévisions précises sur la pression de fond dynamique, pour arriver à une conception et une analyse efficace des puits.

Parmi les corrélations les plus éminentes pour l'écoulement multiphasique, dans le champ de Gassi El Agreb, nous trouvons:

- ❖ Beggs and Brill (BB)
- ❖ Hagedorn & Brown Original (HB)
- ❖ Gray Original (GRAYO)
- ❖ Govier, Aziz & Fogarasi (GA)

Après avoir ajouté les données requises, nous commençons à gérer les différentes corrélations disponibles afin de caler la valeur mesurée de la pression de fond.

Le tableau suivant représente les puits et la corrélation choisit pour chacun :

La Corrélation	BB	GRAYO	HB	GA
Les Puits	GS22	GS17	GS26	GS37
	GS27	GS08	GS18	
	GS05	GS55	GS21	
	GS39		GS36	
	GS44			
	GS50			
	GS56			

Tab V.1. Les Corrélations des Puits

V.3.2 CALAGE DU MODELE

Le principe consiste à sélectionner un nœud dans le puits et à diviser le système réservoir-puits à ce point, la pression du fond est sélectionnée comme un nœud.

Afin de reproduire l'état actuel du puits, nous allons caler le débit du point de fonctionnement sur celui mesuré lors du dernier test de jaugeage, pour cela nous devons construire les courbes IPR et VLP.

Comme exemple, le puits GS08 a été pris. La figure suivante (Figure V.1) montre le calage de ce dernier.

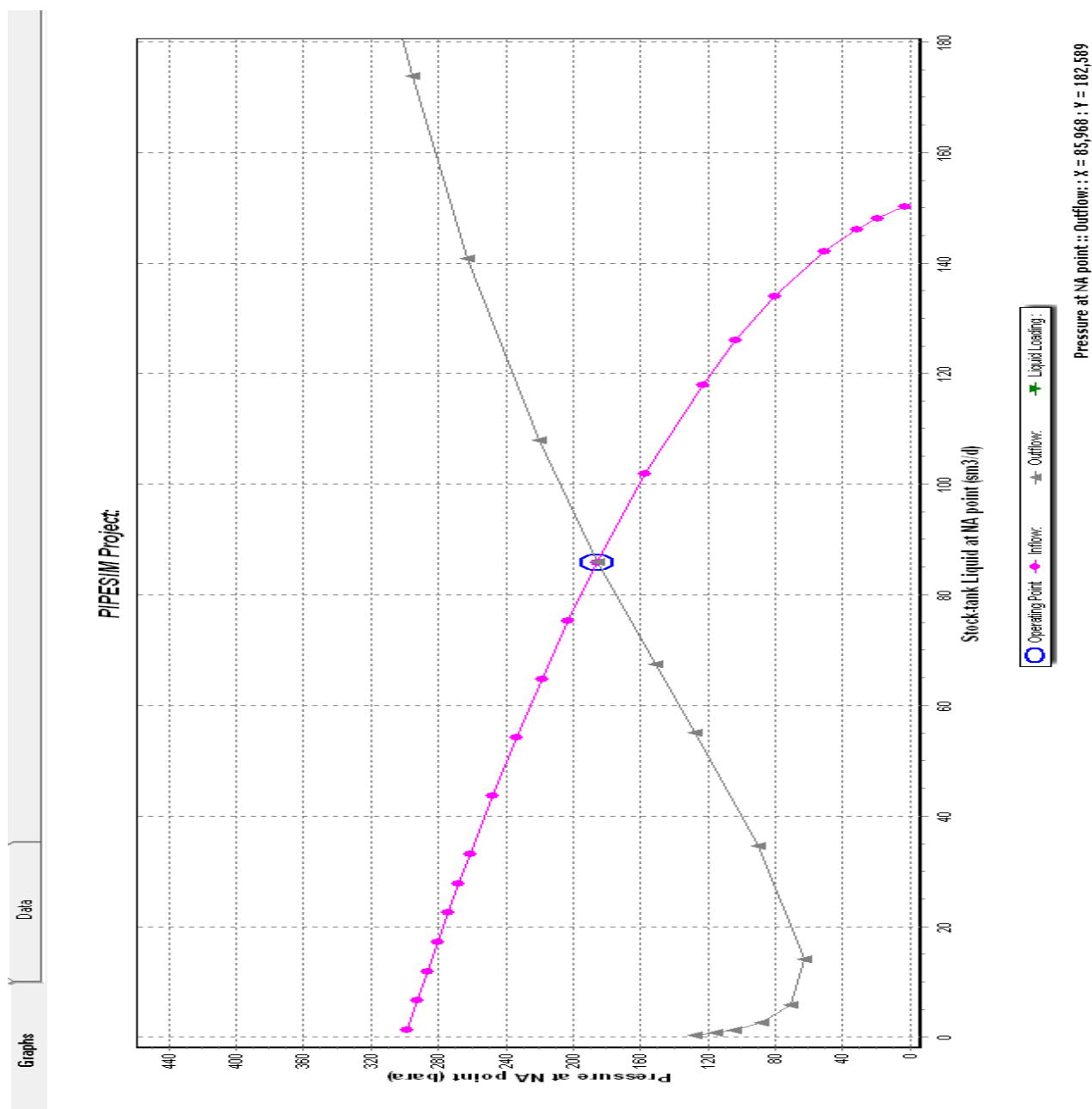


Figure V.1: Calage du point de fonctionnement du puits GS08

V.3.3 ALGORITHME DE LA MODELISATION DES PUITES

L'algorithme (Figure V.2) illustre les différentes étapes suivies dans le logiciel Pipesim 2012.2 à l'aide du module « New Single Branch » afin de construire un modèle unique d'écoulement dans le puits.

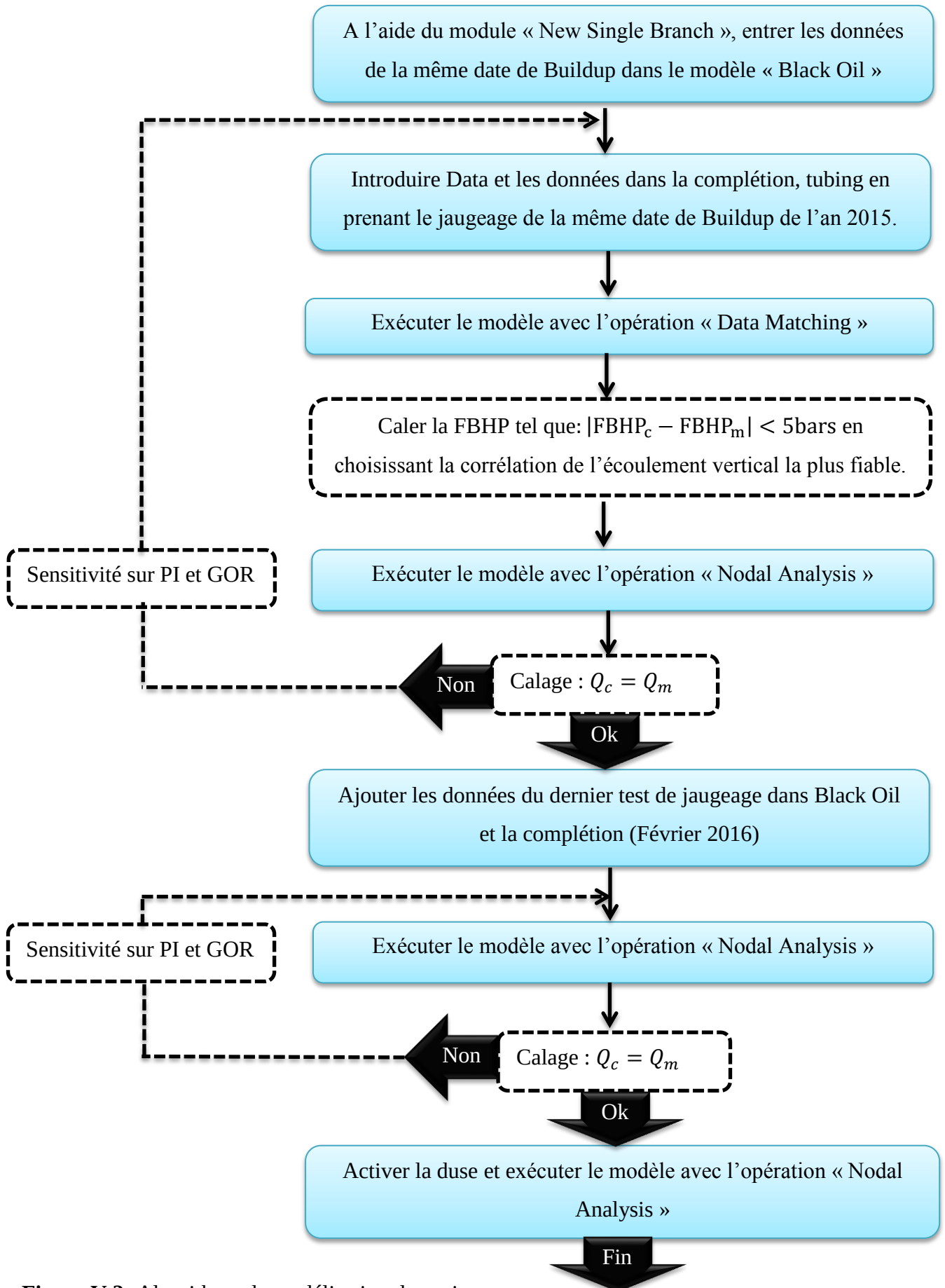


Figure V.2: Algorithme de modélisation des puits

V.4 PROCEDURE DE MODELISATION DU RESEAU DE COLLECTE

V.4.1 PROFIL DES PIPELINES

La carte du réseau de collecte d'El Gassi (Figure A.3 de l'Annexe A) est nécessaire pour connaître le site des puits et des manifolds ainsi que les divers liens entre puits, manifolds, collecteurs et pipelines.

Le profil des pipelines est obtenu à l'aide de Google Earth en utilisant les coordonnées géodésiques (WGS84) des puits et la carte de réseau.

Comme exemple de profil d'un pipeline, le pipeline GS08-01 a été pris. La figure suivante montre le profil dénivelé de cette branche.

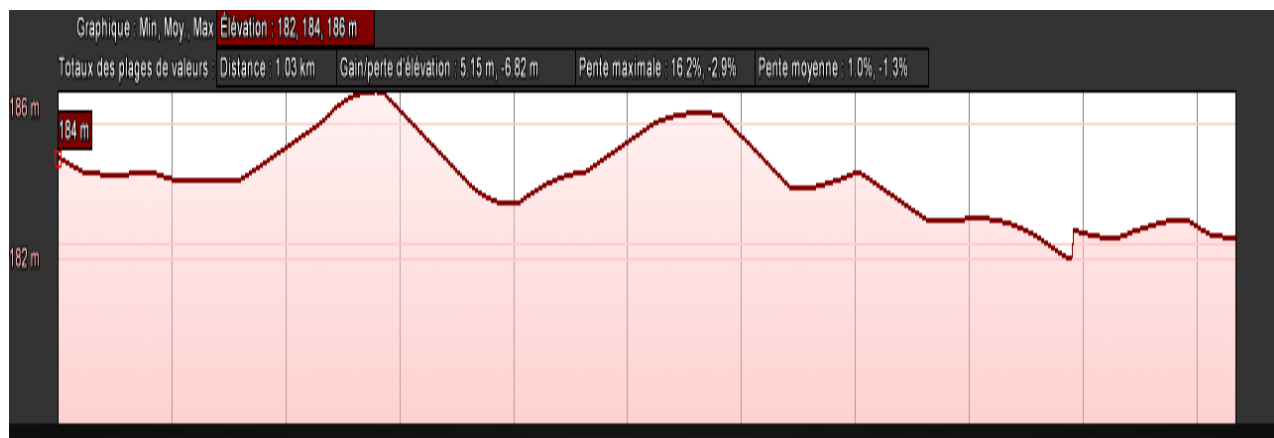


Figure V.3 : Le profil dénivelé de la branche GS08-01

Longueur (m)	Élévation (m)
0	184
160	184
273	186
400	183
540	185
585	185
645	184
702	184
762	183
887	182
893	183
1030	183

Tab V.2. Le profil détaillé de la branche GS08-01

V.4.2 ALGORITHME DE CALAGE DU RESEAU DE COLLECTE [9]

L'objectif du calage est d'ajuster la pression du pipe calculée à celle mesurée, afin de trouver un modèle de base qui reflète le statut actuel du réseau de collecte; la formule suivante présente les limites d'erreurs de pression de pipe.

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

Pour tout puits excédant la limite d'erreur, il est nécessaire de réexaminer les premières données d'entrée. Une fois ce point vérifié, le profil du pipeline et l'efficacité d'écoulement sont réajustés afin de minimiser l'erreur.

L'algorithme (Figure V.4) montre les différentes étapes suivies dans le logiciel Pipesim 2012.2 à l'aide du module Network en reliant les modèles des puits modélisés, afin d'établir un modèle mieux adapté au statut actuel du réseau de collecte d'El Gassi.

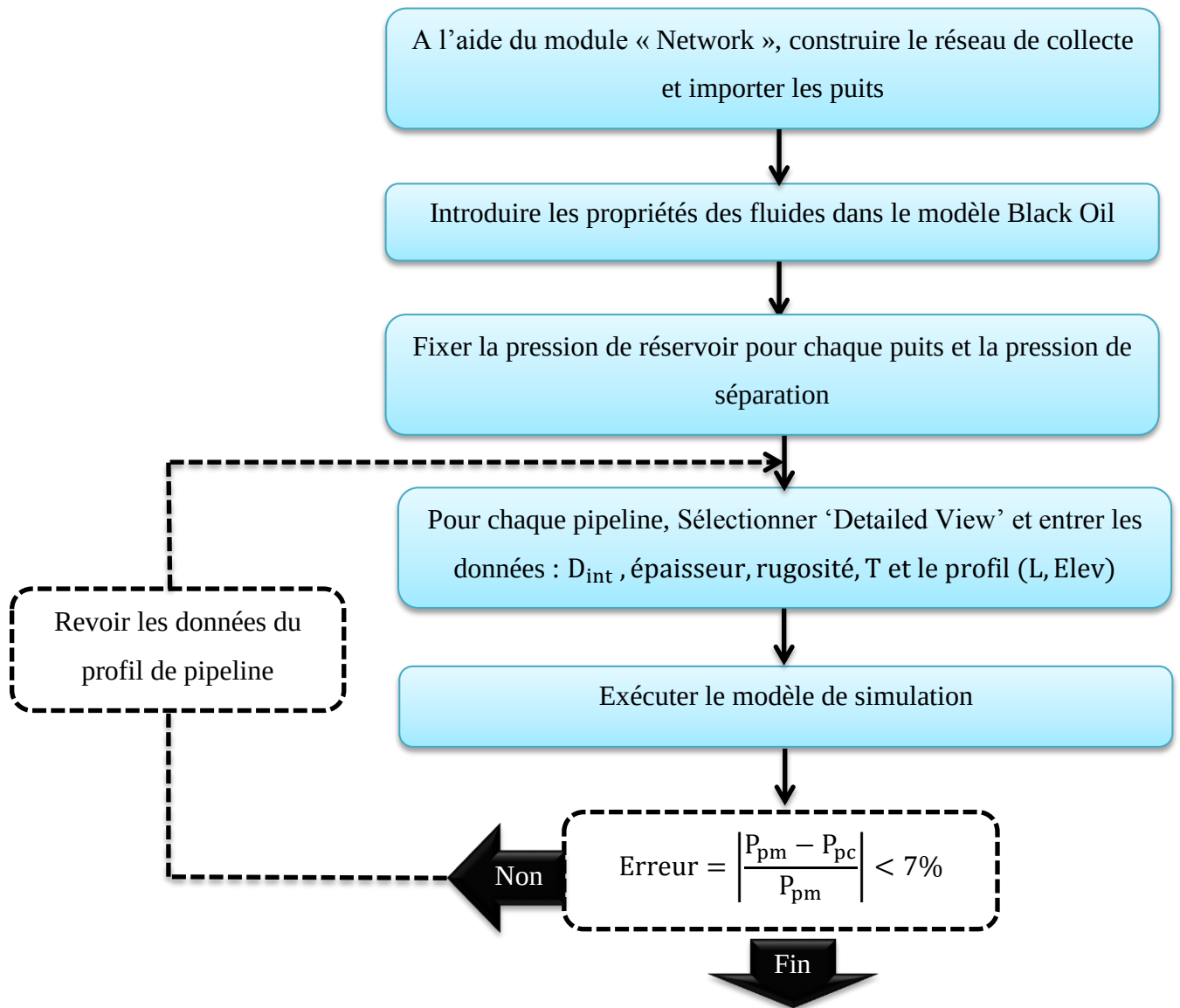


Figure V.4 : Algorithme de modélisation du réseau de collecte

V.4.3 VALIDATION DU MODELE DE RESEAU DE COLLECTE

Le modèle de sortie a un bon calage avec les débits d'entrée et les données de pression au bout de quelques itérations. La pression de séparation utilisée pour le modèle est de 4.7 bars.

Le modèle prévoit les pressions de pipe des puits du réseau de collecte d'El Gassi (GS), qui correspondent à des données actuelles de pression de pipe pour le même débit de production avec:

- ❖ Une erreur minimale de -6,514% de pression de pipe pour le puits GS05.
- ❖ Une erreur maximale de 4,534% de pression de pipe pour le puits GS39.
- ❖ Une erreur moyenne de -2,732% pour tous les puits du réseau GS.

Ainsi, les pressions de pipe au niveau des manifolds correspondent à des données actuelles avec :

- ❖ Une erreur minimale de -2.023% de pression de pipe pour le manifold GSFM4.
- ❖ Une erreur maximale de 5.420% de pression de pipe pour le manifold GSFM1.
- ❖ Une erreur moyenne de 2.071% pour tous les manifolds du réseau GS.

Les erreurs ne dépassent pas la plage de limites comme il est indiqué dans la figure (V.5) et la figure (V.6).

Ces résultats confirment que la corrélation de BBO est la meilleure pour l'écoulement multiphasique à travers les lignes de surface de réseau GS.

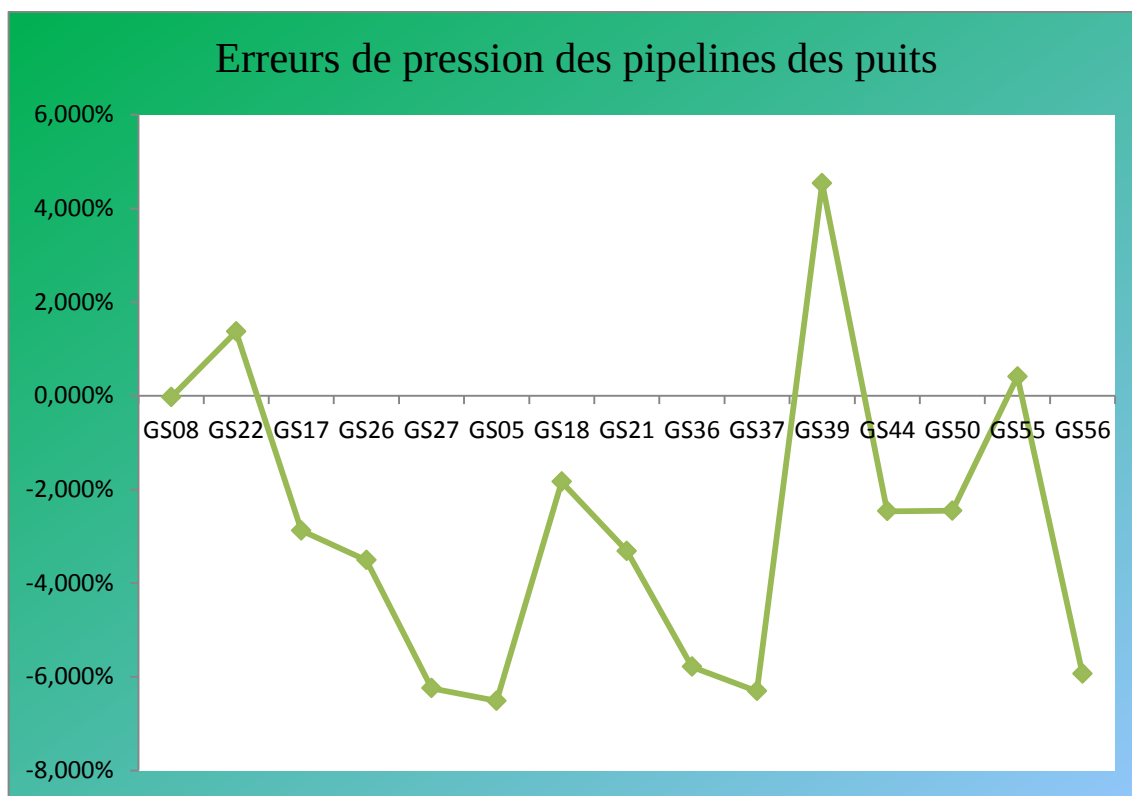


Figure V.5 : Erreurs de pression des pipelines des puits

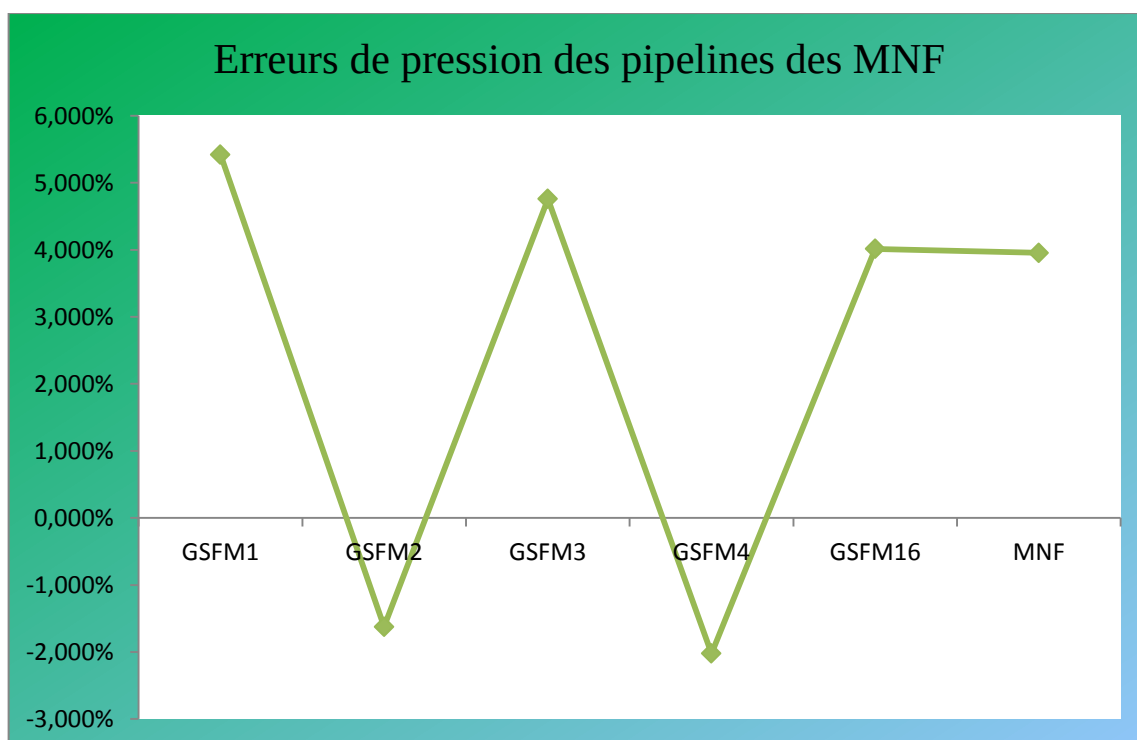


Figure V.6 : Erreurs de pression des pipelines des manifolds

Les résultats détaillés de calage et de validation sont présentés dans l'Annexe B Tab B.5 et Tab B.6.

Chapitre VI :

Analyse et diagnostic des résultats de modélisation

VI.1 ANALYSE DES RESULTATS DE MODELISATION

VI.1.1 INTRODUCTION

Afin de définir une bonne modélisation du système, il est important de commencer par une analyse de la situation actuelle de ce système, afin d'identifier les éventuels goulots d'étranglement existants et de trouver les solutions appropriées.

VI.1.2 ANALYSE DES PERTES DE CHARGE LE LONG DES PIPELINES

Les pipelines du réseau de collecte GS sont de différentes tailles, allant de 6" pour les branches partant des puits jusqu'au manifold, et de 12" à 18" pour les collecteurs entre les manifolds et le séparateur.

Les résultats de modélisation obtenus à l'aide du logiciel de simulation sont présentés dans l'Annexe C Tab C.1.

Ces derniers montrent que les branches actuelles des pipelines ne sont pas très appropriées pour la production actuelle, sauf pour quelques branches.

L'analyse de gradient de pression des pipelines pour la production actuelle montre que 40% des branches ont une chute de pression élevée (> 1 bara/km), ces derniers sont sous dimensionnés ; par contre les collecteurs ont une chute de pression acceptable (< 1 bara/km).

Les figures VI.1 et VI.2 illustrent les histogrammes de chute de pression le long des branches entre puits et manifolds et des collecteurs entre les manifolds et le séparateur.

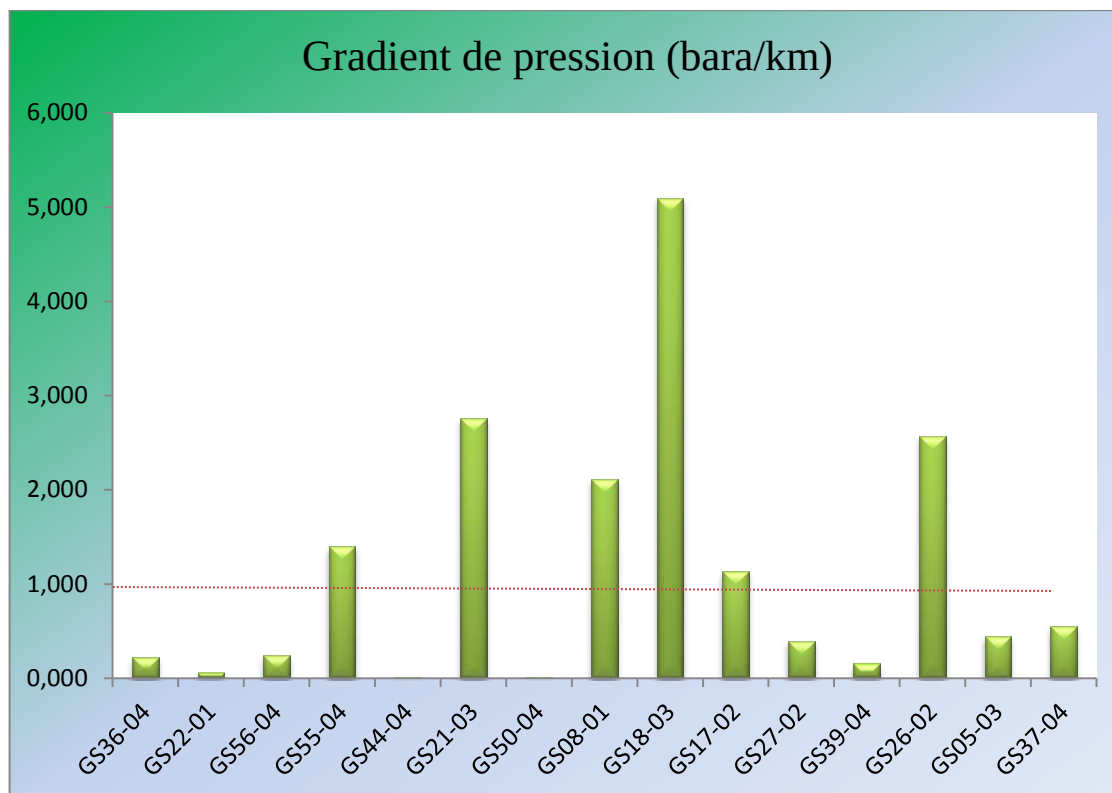


Figure VI.1 : La chute de pression le long des branches entre puits et manifolds

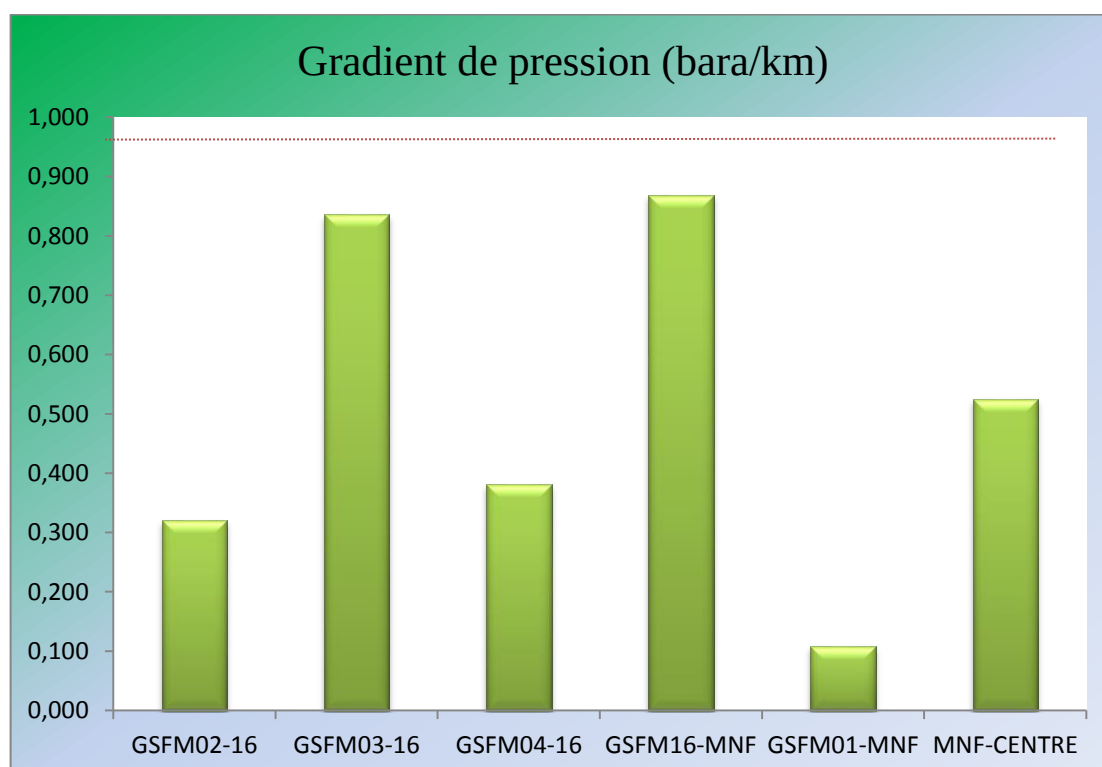


Figure VI.2 : La chute de pression le long des collecteurs entre les manifolds et le séparateur

Les résultats détaillés de l'analyse des pertes de charge le long des pipelines sont montrés dans l'Annexe C Tab C.2.

VI.1.3 ANALYSE DE LA VITESSE DE FLUIDE

Basée sur l'intervalle recommandé de la vitesse moyenne du fluide ($1 \text{ m/s} < V_{mél} < 6 \text{ m/s}$), pour éviter la corrosion et la décantation du sable ou du solide pour les faibles vitesses ($< 1 \text{ m/s}$), et pour prévenir l'érosion pour les vitesses élevées ($> 6 \text{ m/sec}$).

Les analyses des résultats de modélisation de la vitesse du fluide dans les pipelines montrent que:

- ❖ Près de la moitié des branches (47%) fonctionnent dans l'intervalle recommandée de vitesse de mélange ($1 \text{ m/s} < V_{mél} < 6 \text{ m/s}$);
- ❖ Près de la moitié des branches (47%) fonctionnent à des vitesses supérieures à la limite recommandée ($V_{mél} > 6 \text{ m/s}$), ce qui signifie que ces pipelines sont sous dimensionnés;
- ❖ 6% des branches fonctionnent à des vitesses inférieures à la limite ($V_{mél} < 1 \text{ m/s}$), ce qui signifie que ces pipelines sont surdimensionnés;
- ❖ Plus de la moitié des collecteurs (83%) fonctionnent à des vitesses supérieures à la limite recommandée ($V_{mél} > 6 \text{ m/s}$) et le reste fonctionne dans la marge acceptable.

Les résultats détaillés de l'analyse de la vitesse de fluide le long des pipelines sont montrés dans l'Annexe C Tab C.3.

La synthèse de l'analyse de l'état actuel du réseau de collecte d'El Gassi est résumée dans l'Annexe C Tab C.4.

VI.1.4 INTERPRETATION DES RESULTATS

Parmi les problèmes d'endommagement des pipes durant l'exploitation, on cite :

- ❖ Percée de gaz.
- ❖ Dépôts organiques
- ❖ Dépôts minéraux (scales)
- ❖ Migrations des fines

La chute de pression élevée est engendrée par :

- ❖ La gravité, due aux changements d'altitude dans le profil des pipelines.

- ❖ Migration des dépôts cités ci-dessus formant parfois des bouchages de la section de passage de fluide.
- ❖ Fort GOR à cause de percé de gaz.

La faible vitesse de fluide ($V_{mél} < 1 \text{ m/s}$) est due au faible GOR dans le flux.

La vitesse élevée de fluide $V_{mél} > 6 \text{ m/s}$ est dû au fort GOR dans le flux (forte débit de gaz).

Les pertes de charge excessives le long des pipelines et les vitesses du fluide élevées peuvent provoquer des bouchages, des fuites dans les pipelines à cause des accumulations de dépôts, de la corrosion et de l'érosion.

VI.1.5 CONCLUSION

D'après les analyses réalisées, les pipelines qui présentent des pertes de charge et des vitesses de fluide dépassant les limites recommandées doivent être modifiés pour minimiser les pertes de charge et par conséquent augmenter le débit de production.

VI.2 SCENARIOS D'OPTIMISATION

VI.2.1 INTRODUCTION

L'intérêt de la simulation n'est pas seulement de fournir des résultats vrais, mais aussi d'offrir une approche à la réalité, pour permettre l'analyse des variations possibles afin de pouvoir prendre des décisions.

Les différents scénarios de production sont choisis en fonction de l'opérationnel et des considérations économiques.

Le but de cette étude est de déterminer la variation du débit (gain de production) pour différents scénarios d'optimisation. Des options d'optimisation, outre l'état actuel seront développées dans cette partie afin de déterminer l'option qui donne le maximum de gain dans la production.

VI.2.2 LES OPTIONS D'OPTIMISATION

Les options utilisées dans notre étude sont les suivantes:

- ❖ Option 1 : Etat actuelle (pression de séparation 4.7 bars ;
- ❖ Option 2 : Mise à niveau des pipelines ;
- ❖ Option 3 : Changement de diamètres des duses ;

❖ Option 4 : Option 2+3.

IV.2.2.1 Option 2 : Mise à niveau des pipelines

D'après les analyses de l'état actuel, les pipelines doivent être modifiés pour diminuer les pertes de charge et avoir une vitesse du mélange acceptable dans les pipelines et par conséquent augmenter le débit de production.

Les figures VI.3 et VI.4 illustrent les histogrammes de chute de pression le long des branches entre puits et manifolds et des collecteurs entre les manifolds après le changement des diamètres des pipelines.

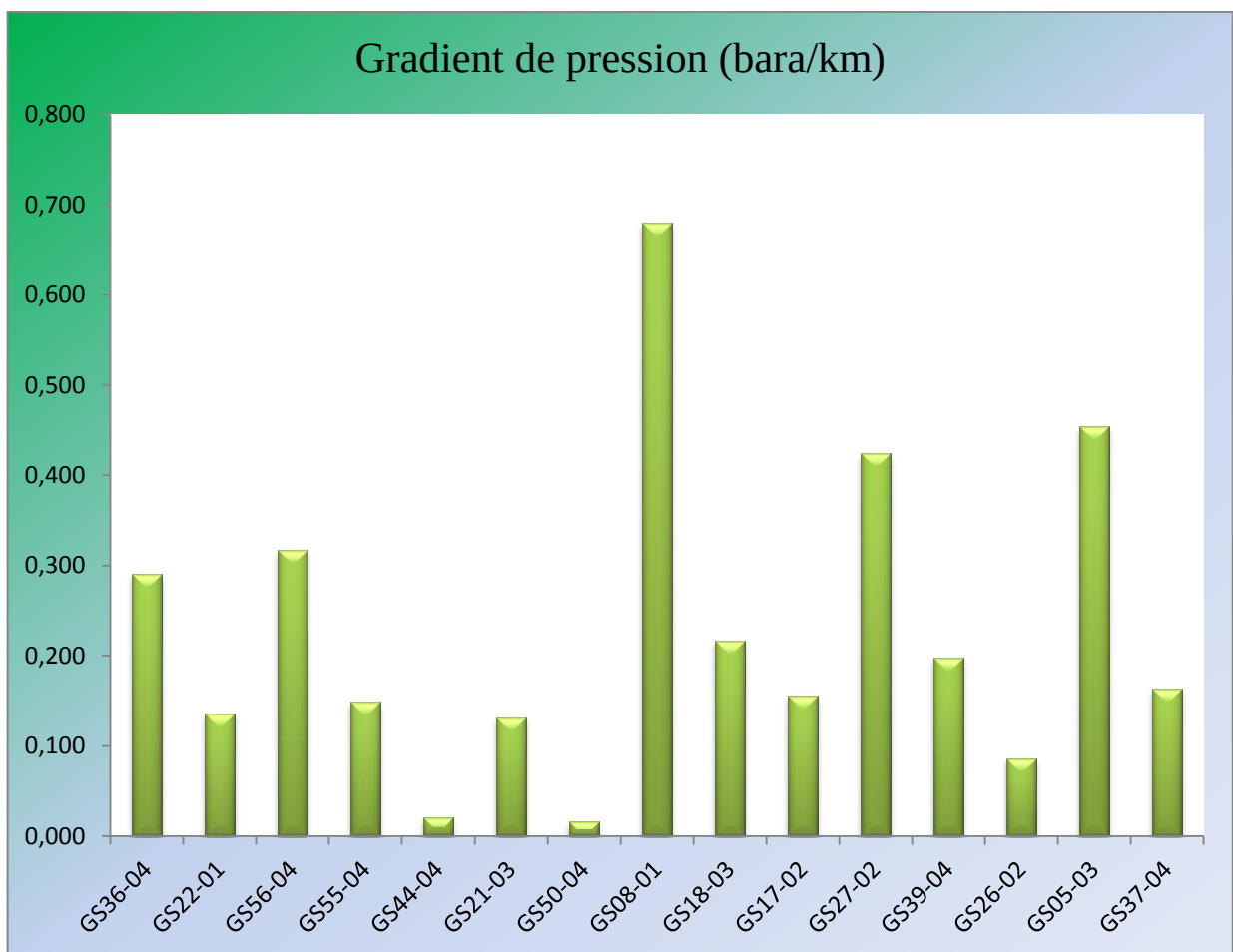


Figure VI.3 : Les pertes de charge le long des branches après la mise à niveau des pipelines

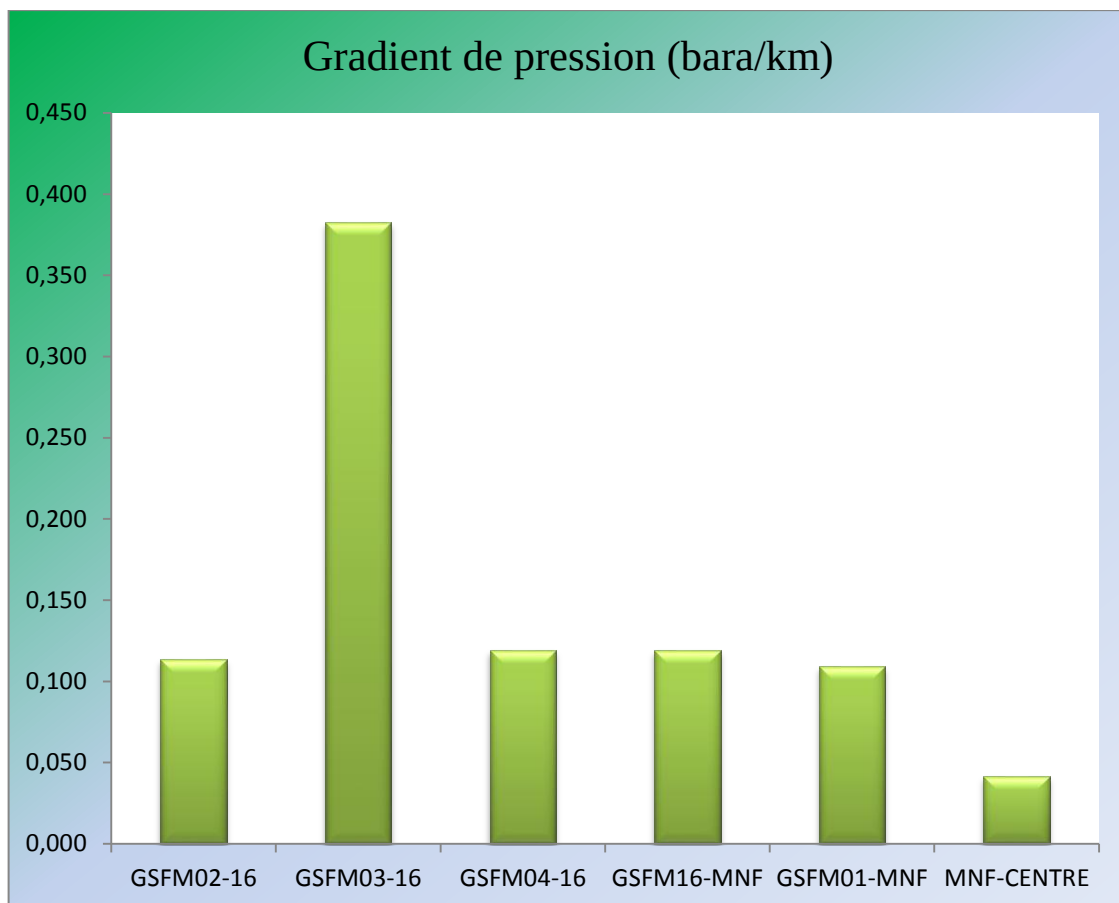


Figure VI.4 : Les pertes de charge le long des collecteurs après la mise à niveau des pipelines

Les nouvelles valeurs correspondantes sont également présentées dans le tableau suivant

Tab VI.1.

Name	Type	$V_{mél}$ (m/s)	ΔP (bara/km)	Nouveau D	$V_{mél}$ (m/s)	ΔP (bara/km)	Q_o (m ³ /h)
GS36-04	INLET	3,874	0,226		5,007	0,290	83,32
GS36-04	OUTLET	3,642			4,832		83,32
GS22-01	INLET	0,664	0,058	4	1,530	0,136	26,877
GS22-01	OUTLET	0,575			1,364		26,877
GS56-04	INLET	3,965	0,246		5,113	0,317	101,43
GS56-04	OUTLET	3,638			4,826		101,43
GS55-04	INLET	9,273	1,397	10	5,136	0,148	199,99
GS55-04	OUTLET	10,648			4,859		199,99
GS44-04	INLET	1,127	0,013		1,484	0,021	21,285
GS44-04	OUTLET	1,033			1,370		21,285
GS21-03	INLET	15,090	2,761	12	6,000	0,131	170,34
GS21-03	OUTLET	23,005			5,660		170,34
GS50-04	INLET	1,101	0,012		1,453	0,016	11,45
GS50-04	OUTLET	1,014			1,344		11,45

GS08-01	INLET	4,681	2,115	8	2,505	0,680	85,953
GS08-01	OUTLET	6,413			3,512		85,953
GS18-03	INLET	18,137	5,096	14	5,079	0,217	439,76
GS18-03	OUTLET	25,141			4,857		439,76
GS17-02	INLET	8,965	1,132	10	4,251	0,156	161,21
GS17-02	OUTLET	9,403			3,700		161,21
GS27-02	INLET	3,819	0,393		4,347	0,424	127,1
GS27-02	OUTLET	3,659			4,261		127,1
GS39-04	INLET	2,053	0,160		2,608	0,198	125,27
GS39-04	OUTLET	1,792			2,381		125,27
GS26-02	INLET	15,781	2,571	12	5,336	0,086	170,28
GS26-02	OUTLET	18,954			5,125		170,28
GS05-03	INLET	5,110	0,442		5,302	0,454	120,02
GS05-03	OUTLET	4,917			5,129		120,02
GS37-04	INLET	6,576	0,547	8	4,879	0,164	101,28
GS37-04	OUTLET	6,497			4,706		101,28
GSFM02-16	INLET	7,58	0,908	16	4,824	0,113	458,6
GSFM02-16	OUTLET	8,945			5,151		458,6
GSFM03-16	INLET	12,573	0,057	20	4,705	0,382	730,12
GSFM03-16	OUTLET	12,689			4,723		730,12
GSFM04-16	INLET	6,69	2,246	16	4,928	0,119	644,01
GSFM04-16	OUTLET	9,84			5,675		644,01
GSFM16-MNF	INLET	17,492	0,109	28	5,680	0,119	1832,6
GSFM16-MNF	OUTLET	18,181			5,707		1832,6
GSFM01-MNF	INLET	1,65	0,119		1,654	0,109	112,83
GSFM01-MNF	OUTLET	1,695			1,696		112,83
MNF-CENTRE	INLET	14,946	0,006	30	5,200	0,042	1945,5
MNF-CENTRE	OUTLET	14,966			5,200		1945,5

Tab VI.1. Résultat de modélisation après la mise à niveau des pipelines

IV.2.2.2 Option 3 : Changement de diamètre des duses

Le débit de production est généralement contrôlé en ajustant la duse de surface où cette dernière se trouve au niveau de la tête du puits pour différentes raisons : limiter et contrôler le débit du puits, limiter la vitesse du fluide dans le tubing, protéger les équipements de surface contre les fluctuations de débit et absorber les fluctuations de pression aval sans affecter le puits.

Le gisement d'El Gassi connaît différents problèmes d'exploitation parmi lesquelles:

- ❖ Migration des fines ;
- ❖ Dépôts organiques (asphaltènes) ;

❖ Dépôts de sel.

Ces éléments migrent avec le fluide de production (brut) diminuant ainsi la section de passage de fluide au niveau du tubing et pipelines du réseau de collecte et causant parfois un bouchage.

Dans le but d'augmenter le débit, le diamètre de la duse doit être optimisé en prenant en considération les problèmes de chaque puits trouvé dans le fichier d'analyse (GEA WELL MANAGEMENT INFORMATION).

Le tableau VI.2 suivant résume le résultat de changement de diamètre des duses.

Les Puits	D_{duse} (/64 ")	$\frac{P_p}{P_t}$	P_f (bara)	Q_o (m ³ /h)	Nouv D_{duse} (/64 ")	$\frac{P_p}{P_t}$	P_f (bara)	Q_o (m ³ /h)
GS08	21	0,10	185,63	85,95	30	0,10	133,29	113,58
GS22	64	0,55	205,18	26,95	64	0,55	205,18	26,95
GS17	64	0,50	64,32	161,22	64	0,50	64,32	161,22
GS26	25	0,05	254,75	170,28	30	0,06	232,20	213,83
GS27	100	1,06	88,53	126,66	100	1,11	88,53	126,66
GS05	31	0,16	156,38	120,02	36	0,16	149,90	141,49
GS18	87	0,34	91,59	439,76	90	0,35	89,81	442,69
GS21	31	0,08	198,25	170,34	40	0,10	174,24	231,15
GS36	22	0,12	138,14	83,32	24	0,18	123,04	87,15
GS37	24	0,07	248,03	129,83	28	0,10	223,73	147,45
GS39	25	0,18	146,28	125,27	28	0,26	132,67	132,96
GS44	16	0,34	219,91	21,29	24	0,49	198,53	23,96
GS50	16	0,28	201,01	11,45	20	0,41	174,85	13,40
GS55	20	0,05	333,69	199,98	42	0,09	263,90	553,33
GS56	17	0,07	254,28	101,43	40	0,11	137,60	184,37

Tab VI.2. Le point de fonctionnement des puits avant et après le changement de D_{duse}

Le changement de diamètre des duses engendre un bon gain de production et provoque en contre partie des pertes de charge excessives.

Les figures VI.5 et VI.6 illustrent l'histogramme de chute de pression le long des branches entre puits et manifolds et des collecteurs entre les manifolds après le changement de diamètre des duses.

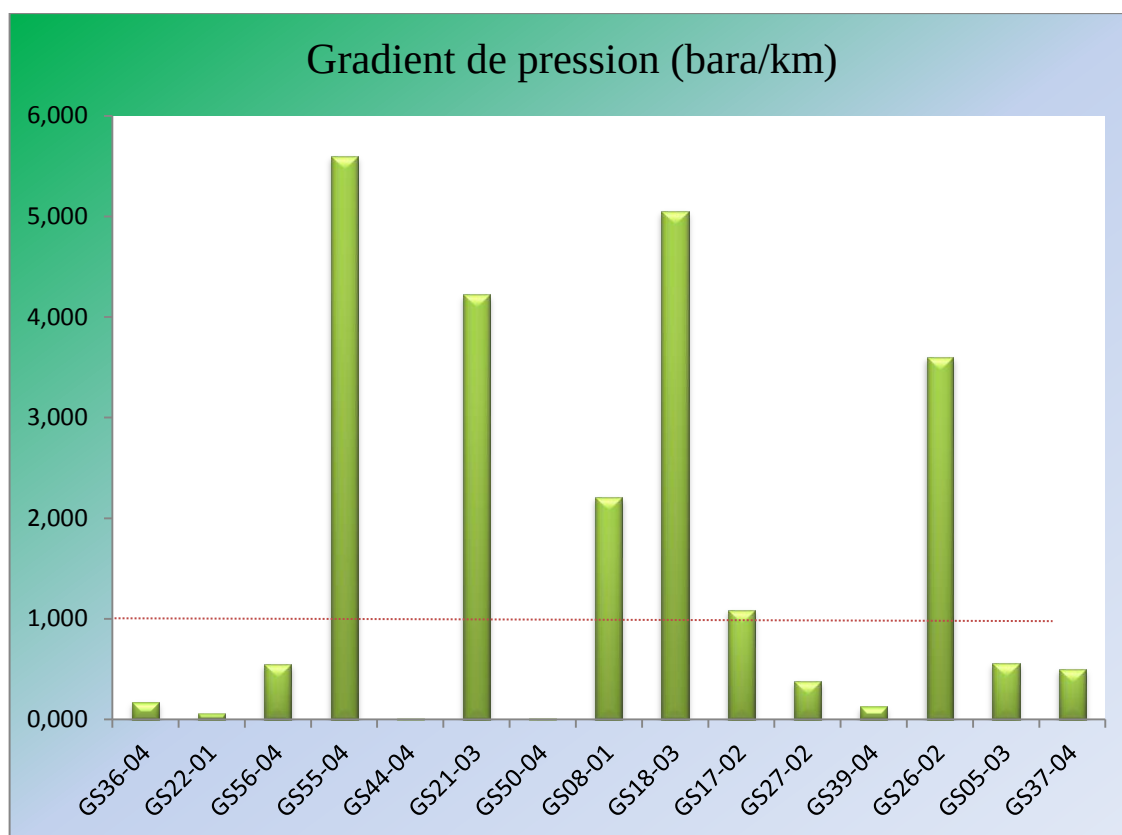


Figure VI.5 : Les pertes de charge le long des branches après le changement de D_{duse}

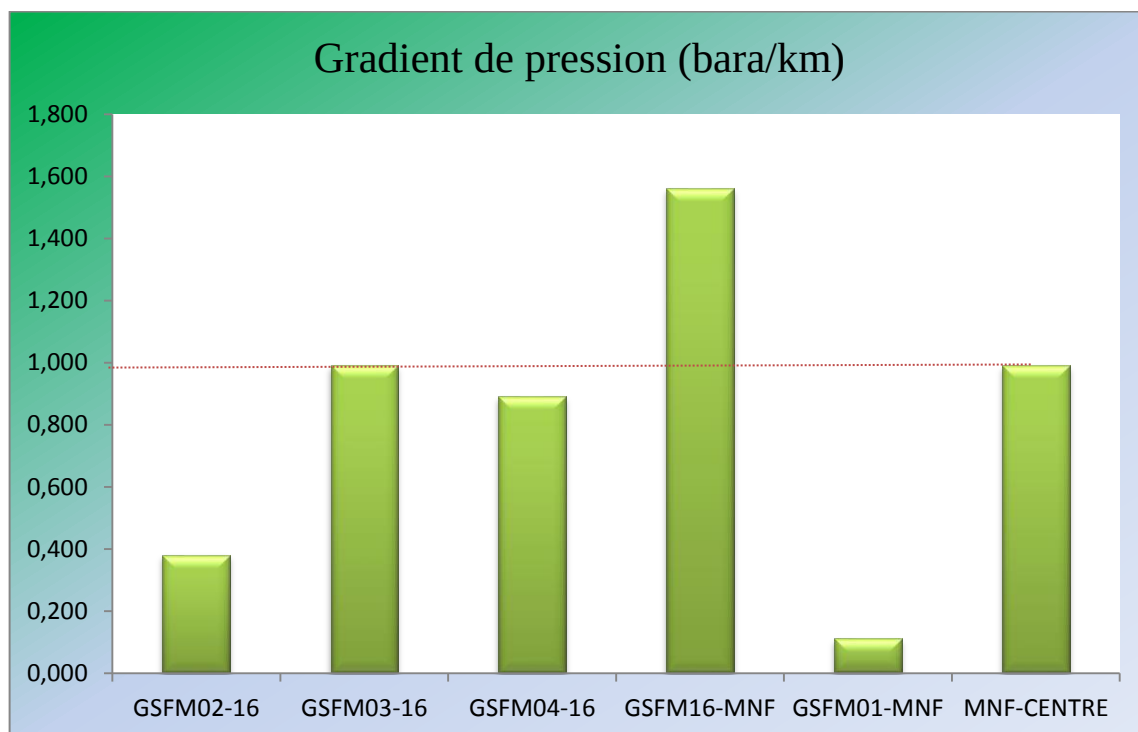


Figure VI.6 : Les pertes de charge le long des collecteurs après le changement de D_{duse}

IV.2.2.3 Option 4 : Mise à niveau des pipelines et changement de diamètre des duses

Les résultats de cette option sont illustrés dans le tableau Tab VI.3.

Name	Type	$V_{mél}$ (m/s)	ΔP (bara/km)	Nouveau D (Inch)	Nouv D_{duse} (/64 ")
GS36-04	INLET	4,468	0,268		24
GS36-04	OUTLET	4,251			
GS22-01	INLET	1,529	0,136	4	64
GS22-01	OUTLET	1,363			
GS56-04	INLET	5,282	0,840		40
GS56-04	OUTLET	5,384			
GS55-04	INLET	5,677	0,785	10	42
GS55-04	OUTLET	5,383			
GS44-04	INLET	1,344	0,019		24
GS44-04	OUTLET	1,236			
GS21-03	INLET	5,864	0,201	12	40
GS21-03	OUTLET	5,672			
GS50-04	INLET	1,344	0,016		20
GS50-04	OUTLET	1,241			
GS08-01	INLET	3,332	0,560	8	30
GS08-01	OUTLET	4,638			
GS18-03	INLET	5,105	0,218	14	90
GS18-03	OUTLET	4,883			
GS17-02	INLET	4,210	0,155	10	64
GS17-02	OUTLET	3,662			
GS27-02	INLET	4,297	0,420		100
GS27-02	OUTLET	4,201			
GS39-04	INLET	2,375	0,192		28
GS39-04	OUTLET	2,123			
GS26-02	INLET	5,598	0,135	12	30
GS26-02	OUTLET	5,380			
GS05-03	INLET	5,106	0,589		36
GS05-03	OUTLET	5,040			
GS37-04	INLET	4,698	0,179	8	28
GS37-04	OUTLET	4,523			
GSFM02-16	INLET	5,499	0,366	16	
GSFM02-16	OUTLET	5,921			
GSFM03-16	INLET	5,490	0,026	20	
GSFM03-16	OUTLET	5,514			
GSFM04-16	INLET	5,569	1,694	16	
GSFM04-16	OUTLET	5,654			
GSFM16-MNF	INLET	5.891	0,150	28	

GSFM16-MNF	OUTLET	6,000			
GSFM01-MNF	INLET	2,140	0,111		
GSFM01-MNF	OUTLET	2,197			
MNF-CENTRE	INLET	5.784	0,001	30	
MNF-CENTRE	OUTLET	5.915			

Tab VI.3. Résultat des pertes de charge et vitesses de fluide de l'option 4

Les figures VI.7 et VI.8 montrent les histogrammes de chute de pression le long des branches entre puits et manifolds et des collecteurs entre les manifolds après la mise à niveau des pipelines et le changement de diamètre des duses.

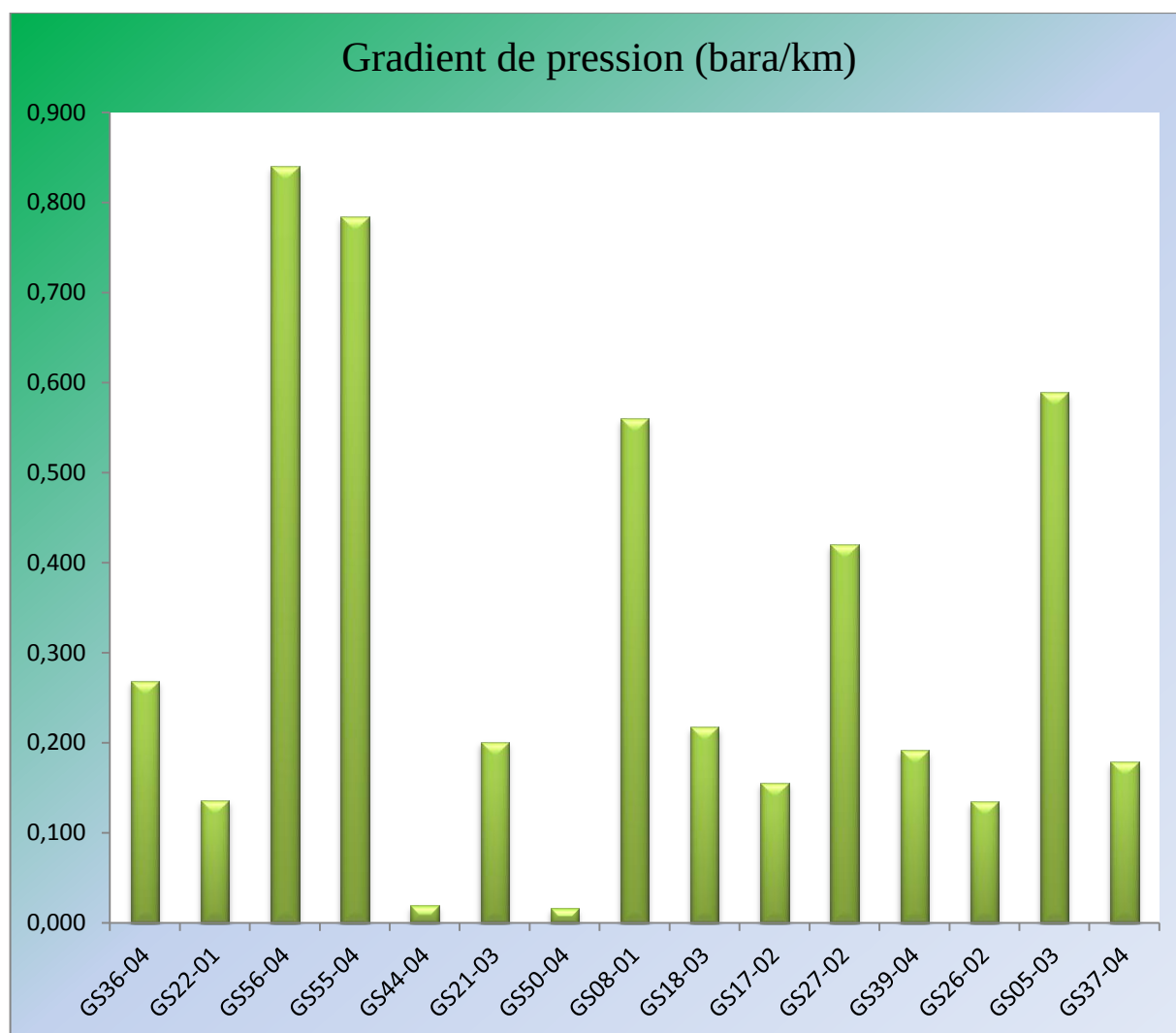


Figure VI.7 : Les pertes de charge le long des branches de l'option 4

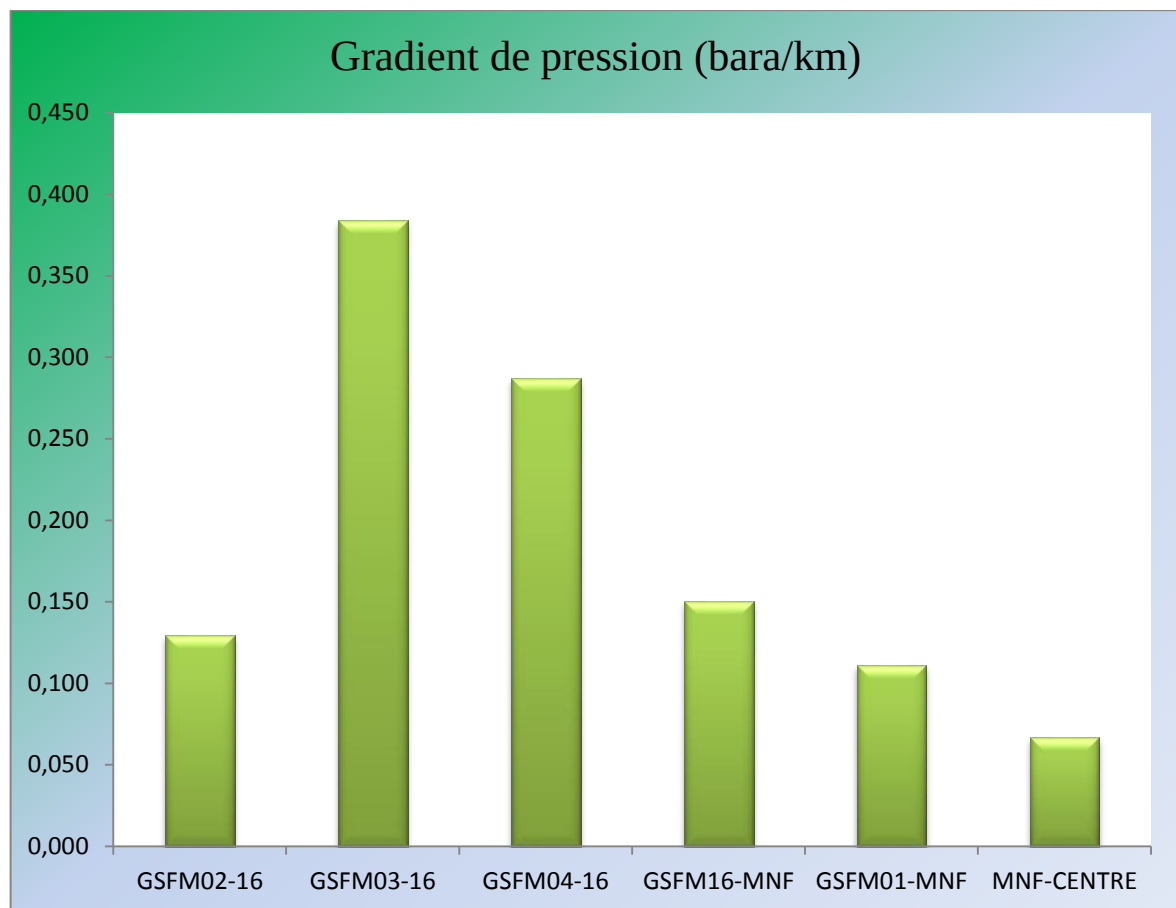


Figure VI.8 : Les pertes de charge le long des collecteurs de l'option 4

Nous remarquons que les pertes de charges et les vitesses de fluides se situent dans l'intervalle de sécurité.

Pour plus de détails, voir l'Annexe D Tab D.1.

VI.2.3 CONCLUSION

Le tableau ci-dessous Tab VI.4 résume le gain de chaque option.

Option	Débit de production (m^3/d)	Gain (%)
1	1904,3	0
2	1945,5	2,67
3	2527,7	30
4	2566,5	35

Tab VI.4. Gain de production des scénarios de production

A partir des différents scénarios d'optimisation considérés ci-dessus, les résultats montrent que :

- ❖ Option 2 : Le gain de production est d'environ 3%, les pertes de charge le long des pipelines et les vitesses de mélange sont dans la tolérance admise.
- ❖ Option 3 : Le gain de production est élevé (30%) mais les pertes de charge le long des pipelines et les vitesses du fluide augmentent pouvant provoquer des bouchages et des fuites dans les pipelines.
- ❖ Option 4 : La mise à niveau des pipelines et le changement de diamètre des duses présentent des pertes de charge minimal par rapport aux autres scénarios et donne un maximum de gain de la production d'huile d'environ 35% ($662.2 \text{ m}^3/\text{d}$).

Cette dernière option est le scénario optimum de notre étude, permettant une exploitation rationnelle, mais il faut faire tout d'abord une évaluation technico-économique de celle-ci, afin de pouvoir juger la rentabilité de ce scénario de production.

Chapitre VII :

Approche técnico- económica

VII.1 INTRODUCTION

La résolution d'un problème technique industriel doit tenir compte d'un grand nombre de contraintes de natures différentes : techniques, financières, juridiques, humaines ...etc.

Dans tous les cas, elle doit prendre en compte les coûts de la solution proposée et son délai de réalisation, l'analyse économique peut être utilisée pour assister le processus de prise de décisions rationnelles, et de savoir si l'option technique sera rentable pour l'entreprise ou non, afin d'attribuer le nécessaire budget pour le nouveau projet.

VII.2 HYPOTHESES ET METHODOLOGIE

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

- ❖ Calculer le coût total de l'œuvre.
- ❖ Additionner le coût de tous les pipelines nécessaires.
- ❖ Considérer le coût dû à la suspension temporaire de quelques puits.

VII.3 LES COUTS TECHNIQUES DU PROJET

Le coût technique total du projet inclue le CAPEX et l'OPEX :

- ❖ CAPEX (Capital expenditures) : Les dépenses en immobilisations se composent du coût de l'équipement et du coût de toute l'œuvre.
- ❖ OPEX (Operating expenditures) : Les dépenses de fonctionnement tiennent compte de la perte de production due à la suspension temporaire de quelques puits.

Les CAPEX des nouveaux pipelines sont présentés dans le tableau Tab D.2 de l'Annexe D et le tableau ci-dessous Tab VII.1 montre les coûts totaux de changement des pipelines.

	Prix
CAPEX (\$)	3489421,425
OPEX (\$)	778487,424
Cout technique (\$)	4267908,849

Tab VII.1. Le coût technique total du projet

D'après le tableau Tab VII.1, on constate que l'investissement total du changement des pipelines est estimé à environ 4,27 millions de dollar.

VII.4 PAY OUT TIME

Il est l'un des indicateurs économiques, il correspond à la période de récupération qui est le temps nécessaire pour retrouver tous les investissements de l'entreprise dans la réalisation du nouveau projet.

$$\text{Pay out time (day)} = \frac{\text{l'investissement}}{\text{Gain}}$$

Le tableau suivant Tab VII.2 indique le pay out time pour différents prix du brut.

Gain de production		Prix de brut		Gain	Pay out time
m ³ /day	bbl/day	\$/bbl	\$/day		day
662,2	4164,78	50	208238,99		20
662,2	4164,78	65	270710,69		16
662,2	4164,78	80	333182,39		13
662,2	4164,78	95	395654,09		11

Tab VII.2. Pay out time du projet pour différents prix de brut

D'après les résultats présentés dans le tableau ci-dessus, on constate que le changement du prix du brut affecte directement le pay out time:

- ❖ La période de récupération devrait être seulement de 20 jours pour le cas le plus probable estimé (prix actuel du pétrole brut).
- ❖ Cette période est prévue à environ 11 jours pour le cas optimiste estimé.

En général, le pay out time est trop court, ce qui est normal en ce qui concerne le montant d'investissement (4,27 millions de dollars) et le gain de production.

VII.5 CONCLUSION

Le délai d'amortissement du projet très efficace nous permet d'affirmer que notre investissement est bénéfique.

CONCLUSION

La présente étude nous permet de conclure les points suivants :

❖ Toutes les données de puits disponibles, y compris les derniers tests de build up et de jaugeage ont été utilisées pour la modélisation et le calage. Comme les paramètres du réservoir changent sans cesse dès le début de la production, les données les plus récentes ont été utilisées pour la vérification de corrélation des puits.

❖ La corrélation de Beggs & Brill est celle requise pour cette étude, elle a été trouvée la meilleure pour le calcul de pertes de charge vertical et horizontal.

❖ Sur la base de l'analyse des pipelines du réseau de collecte, les points suivants ont été trouvés:

- Quelques branches de diamètre 6" et 12" doivent être remplacés par (4", 8", 10", 12" ou 14") et par (16" ou 20") respectivement.
- Quelques collecteurs de diamètre 12", 16" et 18" doivent être remplacés par (16" ou 20"), 28" et 30" respectivement.
- Tous les collecteurs sont dans l'intervalle acceptable de la chute de pression.

❖ Sur la base de l'étude de simulation du système, les résultats suivants ont été trouvés:

- La mise à niveau de quelques pipelines va générer un gain de production de 2.67% avec des pertes de charge minimale.
- Le changement de diamètre des duses engendre un gain de production de 30% et provoque une augmentation des pertes de charge et de la vitesse de fluides.
- L'option de mise à niveau des pipelines et le changement de diamètre des duses permettra d'améliorer la production totale de 35% et minimise les pertes de charge dans les pipelines.

❖ L'étude technico-économique du projet montre que:

- Pour le cas le plus probable estimé (prix actuel du pétrole brut), un pay out time de 20 jours est nécessaire pour récupérer l'investissement du projet.
- Pour le cas le plus optimiste estimé, 11 jours est nécessaire pour la récupération de tous les coûts techniques du projet.

RECOMMANDATION

On dit qu'un grand problème est la conséquence de l'accumulation de plusieurs petits problèmes non résolus. C'est le cas du Réseau collecte d'El Gassi. Dans ce contexte, on peut recommander les points suivants :

❖ Mise à niveau des pipelines pour satisfaire les conditions cinétique et potentielle, il est recommandé de changer :

-Un seul pipeline de 6" à 4"

-Deux pipelines de 6" à 8", deux à 10", un pipeline à 12" et un autre à 14".

-Deux pipelines de 12" à 16", un autre à 20".

-Un seul pipeline de 16" à 28".

-Un seul pipeline de 18" à 30".

❖ Procéder à une inspection non-destructive de l'épaisseur des conduites ayant des problèmes de pertes de métal (corrosion et érosion).

❖ Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds.

❖ Etudier l'historique du puits afin d'identifier le type de l'endommagement existant et l'établissement d'un diagnostic adéquat au problème.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] *Document SONATRACH Hassi Massoud-Gassi El Agreb DP*
- [2] *GEA Operations Over view*
- [3] *J.D. Jansen and P.K. Currie Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production Systems Cours de : Delft University of Technology, 2004*
- [4] *Rapport Etude Flow Assurance-Steady State-Réseau de collecte (Doc N° S-000-1223-411)*
- [5] *H. Dale Beggs Production Optimization Using Nodal Analysis Copyright 1991 by Oil & gas consultants international INC*
- [6] *TOTAL-Exploration & Production Equipements-Le puits-SUPPORT DE FORMATION-Cours EXP PR-EQ010 Revision 0.1*
- [7] *L. Mailhe Cours de production tome 13 : Collecte-Traitement-Stockage Edition: technip ISBN : 2.7108-0239-2*
- [8] *Two Phase Flow IN Pipes by Dr James P.Brill, Dr H.Dale Beggs (1991) Sixth Edition Copyright 1978*
- [9] *Pipesim Fundamentals Version 2012-Schlumberge Information solutions December 20, 2013*
- [10] *Pipesim Artificial Lift Design and Optimisation Version 2012-Schlumberge Information solutions December 4, 2013*

LES ANNEXES

ANNEXE A

DATA DE MODELISATION

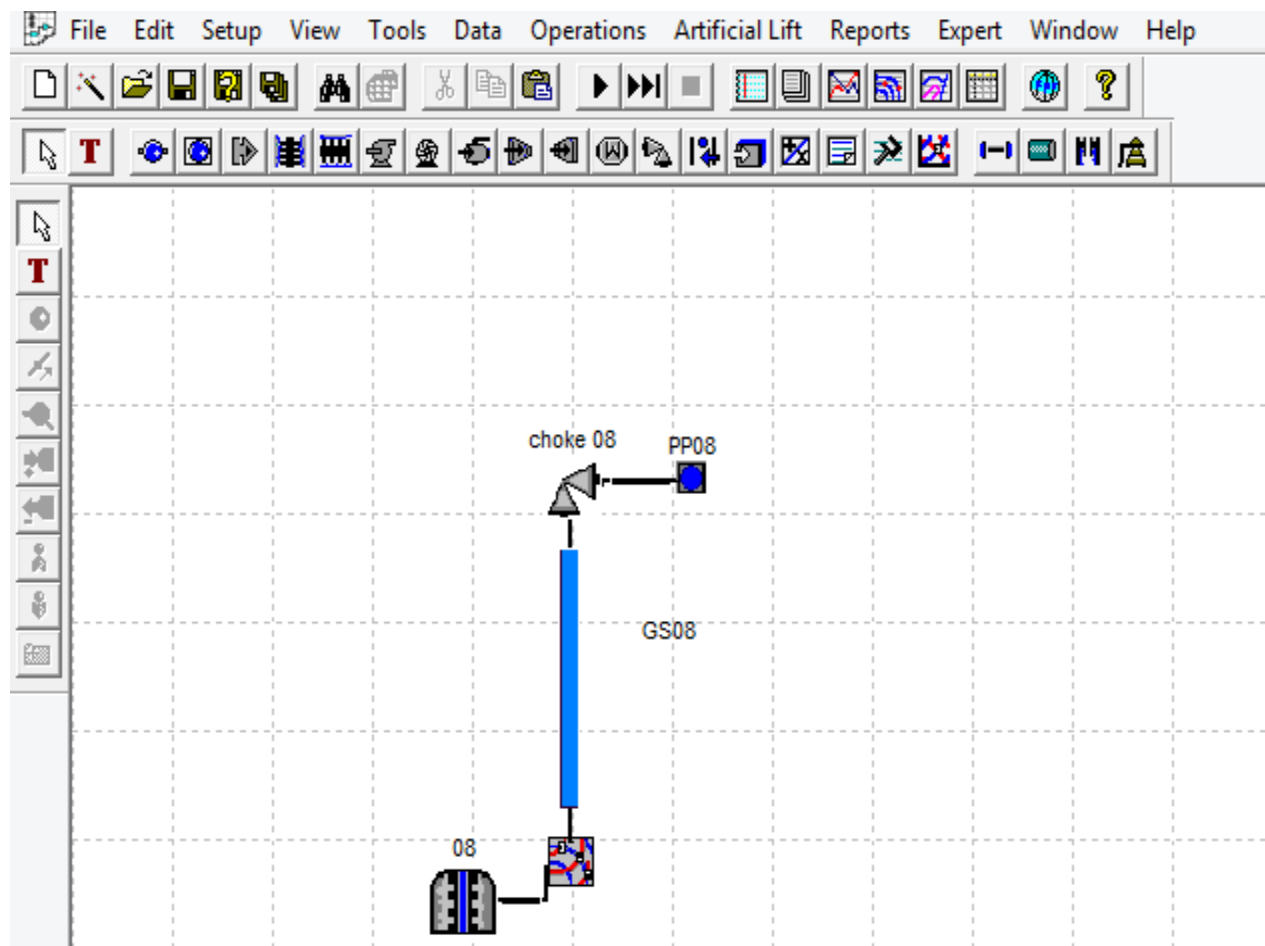


Figure A.1. La structure du puits GS08 sur Pipesim

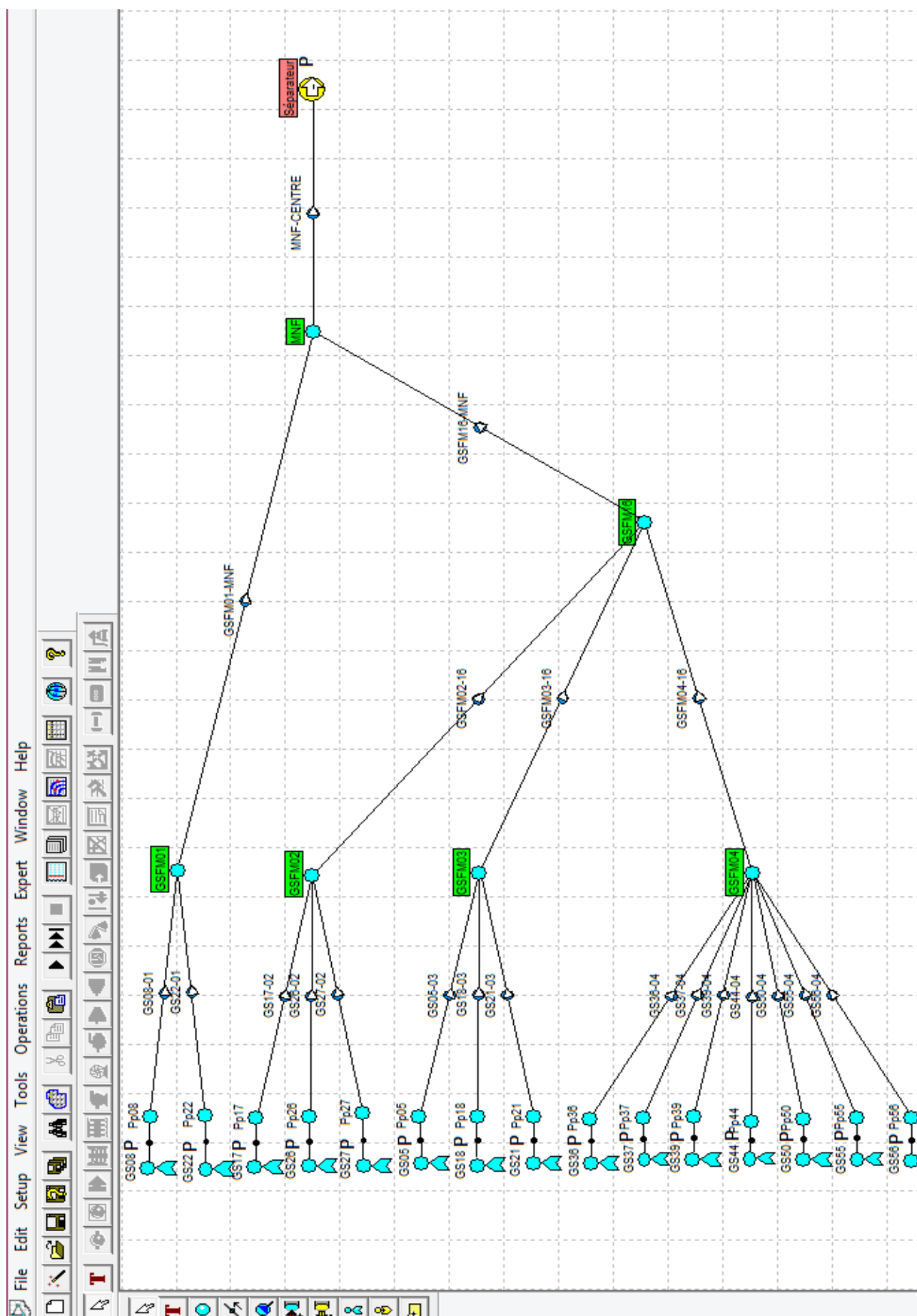


Figure A.2. La structure du réseau de collecte d'El Gassi sur Pipesim

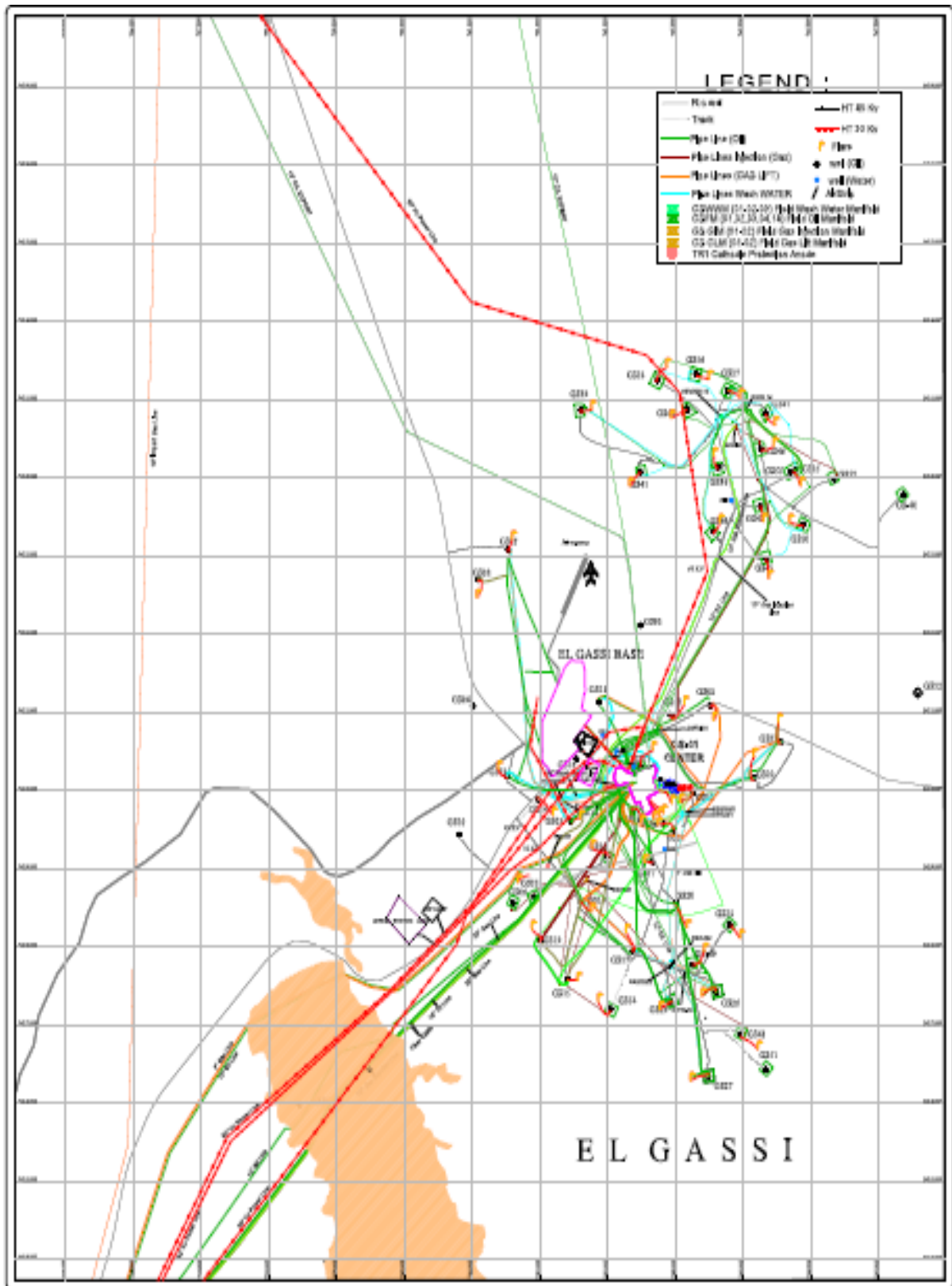


Figure A.3. Carte géographique des puits et Collecte d'El Gassi

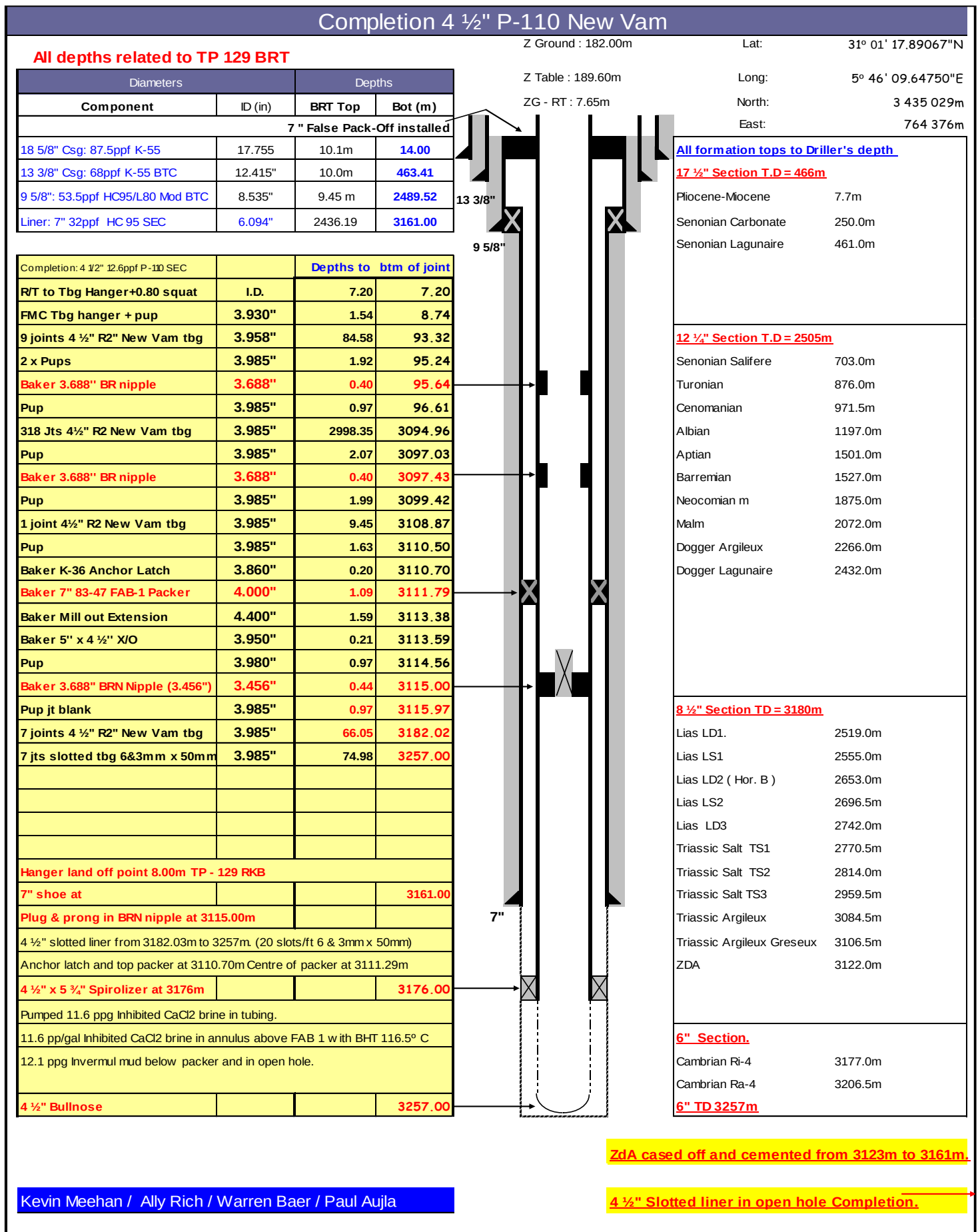


Figure A.4. Fiche technique d'un puits

Les Puits	P _f (bara)	P _r (bara)	T (°C)	P _t (bara)	P _p (bara)	Q _o (m ³ /h)	GOR	Q _w (m ³ /h)	W _{cut} %	PI
GS08	229,3	300,0	112,0	95	6	3,31	390	0	0	1,124
GS22	226,2	268	113	7	5	0,26	95	0	0	0,149
GS17	75	347	115	24	11	2,17	1859	3,54	61,94	0,815
GS26	167	330,0	104	80	7	7,30	709	0	0	1,075
GS27	170	330,0	110,0	6	5	2,34	230	0	0	0,351
GS05	158	189,0	113,0	30	6	3,90	200	0	0	3,019
GS18	69,2	252,0	111,0	13	7	16,32	333	0	0	2,143
GS21	201,3	255,0	108,0	110	7	6,29	859	0	0	2,811
GS36	212	344,6	113,5	98	7	5,02	488	0	0	0,909
GS37	265	392	112	118	7	4,38	698	0	0	0,825
GS39	172	368,2	112	33	6	5,64	91	0	0	0,690
GS44	214,5	356,6	113,8	23	5	1,09	433	0	0	0,184
GS50	201	318,7	114,4	18	7	0,48	529	0	0	0,098
GS55	316,3	372,4	116,0	168	7	9,34	417	0	0	3,998
GS56	315	371,8	113,7	157	7	8,28	312	0	0	3,497

Derniers tests de jaugeage								
Les puits	La date	Q _o (m ³ /h)	GOR	Q _w (m ³ /h)	W _{cut} (%)	T (°C)	P _t (bara)	P _p (bara)
GS08	Fév 2016	3,59	438	0	0	20	71	7
GS22	Fév 2016	1,00	125	0	0	19	9	5
GS17	Fév 2016	2,96	921	3,75	55,89	14	15	7
GS26	Fév 2016	7,06	779,80	0	0	25	138	7
GS27	Fév 2016	5,30	206	0	0	25	6	6
GS05	Fév 2016	5,05	247	0	0	18	34	5
GS18	Fév 2016	18,35	366	0	0	45	21	8
GS21	Fév 2016	7,09	812	0	0	17	106	8
GS36	Fév 2016	3,45	384	0	0	27	60	8
GS37	Fév 2016	4,30	562	0	0	14	105	8
GS39	Fév 2016	5,53	126	0	0	29	42	8
GS44	Fév 2016	0,95	426	0	0	23	21	7
GS50	Fév 2016	0,47	777	0	0	20	26	7
GS55	Fév 2016	8,42	467	0	0	15	188	9
GS56	Fév 2016	4,22	315	0	0	23	106	8

Tab A.1 et A.2. Les données utilisées pour la modélisation des puits

Propriétés des fluides	
Densité d'huile (°API)	47
Densité de gaz	0,98
Densité d'eau	1,222
Viscosité d'huile à 30°C (cp)	1,48
Viscosité d'huile à 50°C (cp)	1,13
Température ambiant (°C)	25 à 50

Tab A.3. Les propriétés des fluides utilisées dans le modèle Black Oil

Pipeline		Diamètre	Epaisseur	Elévation		L
Origine	Destination	(Inch)	(mm)	Origine	Destination	(m)
GS08	GSFM01	6	7,11	184	183	1030
GS22	GSFM01	6	7,11	182	183	1860
GS17	GSFM02	6	7,11	185	186	1240
GS26	GSFM02	6	7,11	189	189	563
GS27	GSFM02	6	7,11	189	186	1440
GS05	GSFM03	6	7,11	184	188	843
GS18	GSFM03	6	7,11	190	188	427
GS21	GSFM03	6	7,11	185	189	1200
GS36	GSFM04	6	7,11	184	182	1120
GS37	GSFM04	6	7,11	177	178	538
GS39	GSFM04	6	7,11	182	178	3070
GS44	GSFM04	6	7,11	189	183	1960
GS50	GSFM04	6	7,11	183	178	2030
GS55	GSFM04	6	7,11	177	178	1300
GS55	GSFM04	6	7,11	183	178	1090
GSFM02	GSFM16	12	10,31	186	191	2830
GSFM03	GSFM16	12	10,31	189	191	68,5
GSFM04	GSFM16	12	10,31	178	191	5900
GSFM16	MNF	16	12,7	191	189	217
GSFM01	MNF	12	10,31	183	190	1080
MNF	Séparateur	18	12,7	190	190	12

Tab A.4. Les données des pipelines de réseau d'El Gassi

Les Puits	$P_{p\ m}$ (bara)	$P_{p\ c}$ (bara)	$P_{pm} - P_{pc}$	Erreur
GS08	7	7,0023	-0,002	-0,033%
GS22	5	4,932	0,068	1,368%
GS17	7	7,2016	-0,202	-2,880%
GS26	7	7,2457	-0,246	-3,510%
GS27	6	6,3748	-0,375	-6,247%
GS05	5	5,3257	-0,326	-6,514%
GS18	7	7,1285	-0,129	-1,836%
GS21	8	8,2654	-0,265	-3,318%
GS36	7	7,405	-0,405	-5,786%
GS37	7	7,4415	-0,442	-6,307%
GS39	8	7,6373	0,363	4,534%
GS44	7	7,1726	-0,173	-2,466%
GS50	7	7,1719	-0,172	-2,456%
GS55	9	8,9632	0,037	0,409%
GS56	7	7,4153	-0,415	-5,933%

Tab A.5. Erreurs de pression des pipelines des puits

Manifolds	$P_{p\ m}$ (bara)	$P_{p\ c}$ (bara)	$P_{pm} - P_{pc}$	Erreur
GSFM1	5,1	4,8236	0,276	5,420%
GSFM2	5,7	5,7926	-0,093	-1,625%
GSFM3	5,2	4,9526	0,247	4,758%
GSFM4	7	7,1416	-0,142	-2,023%
GSFM16	5,1	4,8953	0,205	4,014%
MNF	4,9	4,7063	0,194	3,953%

Tab A.6. Erreurs de pression des pipelines des manifolds

ANNEXE C

ANALYSE DES RESULTATS DE MODELISATION DE L'ETAT ACTUEL

Name	Type	Q_g (m^3/d)	Q_o (m^3/d)	EVR	$V_{mél}$ (m/s)	P_p (bara)	(bara/km)
GS36-04	INLET	31995	83,3	0,145	3,874	7,405	0,226
GS36-04	OUTLET	31995	83,3	0,140	3,642	7,152	
GS22-01	INLET	3376,8	27,0	0,030	0,664	4,932	0,058
GS22-01	OUTLET	3376,8	27,0	0,028	0,575	4,824	
GS56-04	INLET	31950	101,4	0,156	3,965	7,415	0,246
GS56-04	OUTLET	31950	101,4	0,150	3,638	7,147	
GS55-04	INLET	93392	200,0	0,361	9,273	8,963	1,397
GS55-04	OUTLET	93392	200,0	0,387	10,648	7,147	
GS44-04	INLET	9067,3	21,3	0,040	1,127	7,173	0,013
GS44-04	OUTLET	9067,3	21,3	0,039	1,033	7,147	
GS21-03	INLET	138320	170,3	0,485	15,090	8,265	2,761
GS21-03	OUTLET	138320	170,3	0,599	23,005	4,953	
GS50-04	INLET	8896,6	11,5	0,034	1,101	7,172	0,012
GS50-04	OUTLET	8896,6	11,5	0,032	1,014	7,147	
GS08-01	INLET	37647	86,0	0,166	4,681	7,002	2,115
GS08-01	OUTLET	37647	86,0	0,194	6,413	4,824	
GS18-03	INLET	146200	399,5	0,680	18,137	7,129	5,096
GS18-03	OUTLET	146200	399,5	0,801	25,141	4,953	
GS17-02	INLET	65494	161,2	0,338	8,965	7,202	1,132
GS17-02	OUTLET	65494	161,2	0,346	9,403	5,798	
GS27-02	INLET	25979	126,1	0,161	3,819	6,375	0,393
GS27-02	OUTLET	25979	126,1	0,158	3,659	5,809	
GS39-04	INLET	15784	125,3	0,112	2,053	7,637	0,160
GS39-04	OUTLET	15784	125,3	0,105	1,792	7,147	
GS26-02	INLET	132750	170,2	0,485	15,781	7,246	2,571
GS26-02	OUTLET	132750	170,2	0,532	18,954	5,798	
GS05-03	INLET	29642	120,0	0,186	5,110	5,326	0,442
GS05-03	OUTLET	29642	120,0	0,183	4,917	4,953	
GS37-04	INLET	56917	101,3	0,225	6,576	7,442	0,547
GS37-04	OUTLET	56917	101,3	0,224	6,497	7,147	
GSFM02-16	INLET	224230	457,6	0,248	7,576	5,793	0,321
GSFM02-16	OUTLET	224230	457,6	0,270	8,945	4,885	
GSFM03-16	INLET	314180	689,8	0,377	12,573	4,953	0,836
GSFM03-16	OUTLET	314180	689,8	0,379	12,689	4,895	
GSFM04-16	INLET	248000	644,0	0,257	6,688	7,142	0,381

| LES ANNEXES

GSFM04-16	OUTLET	248000	644,0	0,312	9,842	4,895	
GSFM16-MNF	INLET	786390	1791,3	0,535	17,492	4,895	0,869
GSFM16-MNF	OUTLET	786390	1791,3	0,545	18,181	4,707	
GSFM01-MNF	INLET	41025	112,97	0,053	1,653	4,824	0,109
GSFM01-MNF	OUTLET	41025	112,97	0,054	1,695	4,706	
MNF-Sép	INLET	827420	1904,3	0,449	14,946	4,706	0,525
MNF-Sép	OUTLET	827420	1904,3	0,450	14,966	4,700	

Tab B.1. Résultat de modélisation de l'état actuel de réseau de collecte d'El Gassi

Condition potentielle $\Delta P < 1\text{bar/km}$

Name	ΔP (bara/km)	Remarque 1
GS36-04	0,226	Acceptable
GS22-01	0,058	Acceptable
GS56-04	0,246	Acceptable
GS55-04	1,397	Sous dimensionné
GS44-04	0,013	Acceptable
GS21-03	2,761	Sous dimensionné
GS50-04	0,012	Acceptable
GS08-01	2,115	Sous dimensionné
GS18-03	5,096	Sous dimensionné
GS17-02	1,132	Sous dimensionné
GS27-02	0,393	Acceptable
GS39-04	0,16	Acceptable
GS26-02	2,571	Sous dimensionné
GS05-03	0,442	Acceptable
GS37-04	0,547	Acceptable
GSFM02-16	0,321	Acceptable
GSFM03-16	0,836	Acceptable
GSFM04-16	0,381	Acceptable
GSFM16-MNF	0,869	Acceptable
GSFM01-MNF	0,109	Acceptable
MNF-Sép	0,525	Acceptable

Tab B.2. Analyse des pertes de charge le long des pipelines

Condition cinétique $1 \text{ m/s} < V_{\text{mél}} < 6 \text{ m/s}$

Name	Type	$V_{\text{mél}} \text{ (m/s)}$	Remarque 2
GS36-04	INLET	3,874	Acceptable
GS36-04	OUTLET	3,642	Acceptable
GS22-01	INLET	0,664	Surdimensionné
GS22-01	OUTLET	0,575	Surdimensionné
GS56-04	INLET	3,965	Acceptable
GS56-04	OUTLET	3,638	Acceptable
GS55-04	INLET	9,273	Sous dimensionné
GS55-04	OUTLET	10,648	Sous dimensionné
GS44-04	INLET	1,127	Acceptable
GS44-04	OUTLET	1,033	Acceptable
GS21-03	INLET	15,090	Sous dimensionné
GS21-03	OUTLET	23,005	Sous dimensionné
GS50-04	INLET	1,101	Acceptable
GS50-04	OUTLET	1,014	Acceptable
GS08-01	INLET	4,681	Acceptable
GS08-01	OUTLET	6,413	Sous dimensionné
GS18-03	INLET	18,137	Sous dimensionné
GS18-03	OUTLET	25,141	Sous dimensionné
GS17-02	INLET	8,965	Sous dimensionné
GS17-02	OUTLET	9,403	Sous dimensionné
GS27-02	INLET	3,819	Acceptable
GS27-02	OUTLET	3,659	Acceptable
GS39-04	INLET	2,053	Acceptable
GS39-04	OUTLET	1,792	Acceptable
GS26-02	INLET	15,781	Sous dimensionné
GS26-02	OUTLET	18,954	Sous dimensionné
GS05-03	INLET	5,110	Acceptable
GS05-03	OUTLET	4,917	Acceptable
GS37-04	INLET	6,576	Sous dimensionné
GS37-04	OUTLET	6,497	Sous dimensionné
GSFM02-16	INLET	7,576	Sous dimensionné
GSFM02-16	OUTLET	8,945	Sous dimensionné
GSFM03-16	INLET	12,573	Sous dimensionné
GSFM03-16	OUTLET	12,689	Sous dimensionné
GSFM04-16	INLET	6,688	Sous dimensionné
GSFM04-16	OUTLET	9,842	Sous dimensionné
GSFM16-MNF	INLET	17,492	Sous dimensionné
GSFM16-MNF	OUTLET	18,181	Sous dimensionné
GSFM01-MNF	INLET	1,653	Acceptable
GSFM01-MNF	OUTLET	1,695	Acceptable

MNF-Sép	INLET	14,946	Sous dimensionné
MNF-Sép	OUTLET	14,966	Sous dimensionné

Tab B.3. Analyse de la vitesse de fluide le long des pipelines

Analyse final des deux conditions				D	L	Nv D
Name	Remarque 1	Remarque 2	Remarque finale (Inch)	(m)	(Inch)	
GS36-04	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	1120	
GS22-01	Acceptable	Surdimensionné	Surdimensionné	6	1860	4
GS56-04	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	1090	
GS55-04	Sous dimensionné	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	1300	10
GS44-04	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	1960	
GS21-03	Sous dimensionné	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	1200	12
GS50-04	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	2030	
GS08-01	Sous dimensionné	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	1030	8
GS18-03	Sous dimensionné	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	427	14
GS17-02	Sous dimensionné	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	1240	10
GS27-02	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	1440	
GS39-04	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	3070	
GS26-02	Sous dimensionné	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	563	12
GS05-03	Acceptable	Acceptable	Acceptable	6	843	
GS37-04	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	6	538	8
GSFM02-16	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	12	2830	16
GSFM03-16	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	12	68,5	20
GSFM04-16	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	12	5900	16
GSFM16-MNF	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	16	217	28
GSFM01-MNF	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	12	1080	
MNF-Sép	Acceptable	Sous dimensionné	Sous dimensionné	18	12	30

Tab B.4. Analyse final de l'état actuel de réseau de collecte d'El Gassi

LES ANNEXES

ANNEXE C

SCENARIO OPTIMAL

Name	Type	Q_g (m^3/d)	Q_o (m^3/d)	EVR	$V_{mél}$ (m/s)	ΔP (bara/km)
GS36-04	INLET	33465	87,147	0,15908	4,468	0,268
GS36-04	OUTLET	33465	87,147	0,15518	4,251	
GS22-01	INLET	3359,2	26,874	0,069144	1,529	0,136
GS22-01	OUTLET	3359,2	26,874	0,06528	1,363	
GS56-04	INLET	58078	184,38	0,28548	5,282	0,840
GS56-04	OUTLET	58078	184,38	0,28747	5,384	
GS55-04	INLET	258410	553,32	0,37782	5,677	0,785
GS55-04	OUTLET	258410	553,32	0,39012	5,383	
GS44-04	INLET	9727,7	22,835	0,045548	1,344	0,019
GS44-04	OUTLET	9727,7	22,835	0,043683	1,236	
GS21-03	INLET	187690	231,15	0,20095	5,864	0,201
GS21-03	OUTLET	187690	231,15	0,19599	5,672	
GS50-04	INLET	9763,1	12,565	0,038867	1,344	0,016
GS50-04	OUTLET	9763,1	12,565	0,037348	1,241	
GS08-01	INLET	49750	113,58	0,11895	3,332	0,560
GS08-01	OUTLET	49750	113,58	0,14034	4,638	
GS18-03	INLET	162030	442,7	0,1575	5,105	0,218
GS18-03	OUTLET	162030	442,7	0,15403	4,883	
GS17-02	INLET	65500	161,21	0,13575	4,210	0,155
GS17-02	OUTLET	65500	161,21	0,1266	3,662	
GS27-02	INLET	26124	126,82	0,17142	4,297	0,420
GS27-02	OUTLET	26124	126,82	0,16951	4,201	
GS39-04	INLET	16753	132,96	0,12433	2,375	0,192
GS39-04	OUTLET	16753	132,96	0,11755	2,123	
GS26-02	INLET	166740	213,82	0,17098	5,598	0,135
GS26-02	OUTLET	166740	213,82	0,16813	5,380	
GS05-03	INLET	34949	141,49	0,22089	5,106	0,589
GS05-03	OUTLET	34949	141,49	0,21969	5,040	
GS37-04	INLET	64998	115,66	0,15036	4,698	0,179
GS37-04	OUTLET	64998	115,66	0,14753	4,523	
GSFM02-16	INLET	258370	501,86	0,16641	5,499	0,366
GSFM02-16	OUTLET	258370	501,86	0,17268	5,921	
GSFM03-16	INLET	384660	815,33	0,1608	5,490	0,026
GSFM03-16	OUTLET	384660	815,33	0,16114	5,514	
GSFM04-16	INLET	451200	1108,9	0,27079	5,569	1,694
GSFM04-16	OUTLET	451200	1108,9	0,31603	5,654	
GSFM16-MNF	INLET	1094200	2426	0,23068	5,891	0,150
GSFM16-MNF	OUTLET	1094200	2426	0,23143	6,000	

LES ANNEXES

GSFM01-MNF	INLET	53108	140,46	0,067777	2,140	0,111
GSFM01-MNF	OUTLET	53108	140,46	0,068667	2,197	
MNF-CENTRE	INLET	1147300	2566,5	0,21085	5.784	0,001
MNF-CENTRE	OUTLET	1147300	2566,5	0,21087	5.915	

Tab C.1. Résultat de scénario optimal

Name	L (m)	D (inch)	Prix de fourniture(\$)	Prix de pose(\$)	CAPEX (\$)
GS36-04	1120				
GS22-01	1860	4	21,29	21	78659,4
GS56-04	1090				
GS55-04	1300	10	42	28,5	91650
GS44-04	1960				
GS21-03	1200	12	79,93	29,3	131076
GS50-04	2030				
GS08-01	1030	8	52	27,5	81885
GS18-03	427	14	233,27	34,75	114444,54
GS17-02	1240	10	42	28,5	87420
GS27-02	1440				
GS39-04	3070				
GS26-02	563	12	79,93	29,3	61496,49
GS05-03	843				
GS37-04	538	8	52	27,5	42771
GSFM02-16	2830	16	255	45,33	849933,9
GSFM03-16	68,5	20	452,56	67,43	35619,315
GSFM04-16	5900	16	255	45,33	1771947
GSFM16-MNF	217	28	539,59	80,39	134535,66
GSFM01-MNF	1080				
MNF-CENTRE	12	30	579	86,26	7983,12
Total CAPEX (\$)					3489421,43

Tab C.2. CAPEX des nouveaux pipelines