

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté Par :

BOUTERAA Zakaria, NEHAL Karima

-THEME-

**Modélisation et optimisation du réseau de
collecte d'Amassak**

Soutenue le : 05/06/2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président : M. FROUHAT Rachid

Enseignant

Univ. Ouargla

Examineur : M. ARBAOUI Mohamed Ali

Enseignant

Univ. Ouargla

Rapporteur : M. CHETTI Djamel Eddine

Enseignant

Univ. Ouargla

Co-encadreur: M. Med Elhadi Atlili

Enseignant

Univ. Ouargla

Remerciement

En préambule, nous remercions tout d'abord Allah, notre créateur le tout puissant pour nous avoir la force, la santé et la volonté pour accomplir ce travail.

Nous remercions tout d'abord notre encadreur M. CHETTI DJAMEL EDDINE, qui nous avons guidé à réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier notre Co-encadreur M. ATLILI MOHAMED EL HADI, pour son aide, ses orientations et ses conseils

Nous présentons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des membres de jury, pour avoir accepté d'examiner ce travail. Sans oublier de remercier tous les enseignants du département de production d'hydrocarbures.

Nos remerciements vont également à M. LECHLEG MOHAMED de la division Engineering & Production pour l'aide qu'il nous avons apporté malgré ses occupations.

Comme nous tenons à remercier tout le personnel de la Division E&P de la Direction régionale de TFT pour leur énorme aide.

Enfin nous remercions toutes les personnes qui ont contribuées de près ou de loin à l'achèvement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mes chers parents, la source de mes joies, le secret de ma force, pour tous leurs sacrifices, leurs amours, leurs soutiens et leurs prières tout au long de mes études. C'est à vous que je dois dédier cette réussite et je suis fière de vous l'offrir. Merci d'être tout simplement mes parents.

Au héros de ma vie "Amine", Quand je parle du bonheur de ma vie, je vais commencer par mon frère qui ne m'a rien épargné, qui ne me laisse jamais souffrir par son soutien, la personne unique qui n'est jamais remplacé par personne. Tu es toujours dans mon cœur et mes prières.

A mes chères sœurs "Nesrine, Ahlem " et spécialement "Amina " et son mari "Nabil "et toute la famille "Hamdi ".

A l'amour "Amira " qui m'a appris la patience et la gestion des situations difficiles, chaque minute que j'ai passée avec toi est un bon souvenir.

A mes chères amies "Nadjeh, Imane, Amel, Maroua ", je vous aime.

A mon ami "Amir " et toute la famille "Mellah ".

A mon binôme "Bouteraa Zakaria "

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

Karima

Dédicace

Je dédie ce modeste travail Accompagné avec un grand amour :

*A la personne la plus précieuse de ma vie, « **ma mère** ».*

*A celui qui a fait de moi un homme, « **mon père** ».*

*A mes chers frères « **Zinou** », « **Mouha** », « **Bahi** » et sœurs « **Rafika** », « **Mouna** », « **Abir** » et la
petite « **Ritadj** ».*

*A mon club : « **Hamza** », « **Sadek** » et « **Laakoubi** »*

*A mes amis : « **Khaled** », « **Nounou** », « **Yazid** » « **Abousalah** », « **Mimou** », « **Salah** »,
« **Redouane** », « **Muslim** », « **Mouiz** », « **Chouaib** », « **Narimen** », « **Milad** » et « **Asma** ».*

*Sans oublier les enseignants que ce soit du primaire du moyen et du secondaire et de l'enseignement
supérieur spécialement « **M. Atili** ».*

Zakaria

Résumé

RESUME

Dans cette étude, on a proposé un modèle de réseau de collecte du champ d'Amassak. Pour établir la modélisation et l'optimisation du champ en question, on a utilisé le logiciel Pipesim. Cela nous a permis d'optimiser les duses utilisées, les diamètres de collecteurs, la pression de séparation et d'autres paramètres. La production est nettement améliorée et nous avons même proposé par la suite des recommandations en fonction des résultats obtenus.

Mots clés : pipesim, réseau de collecte, production, champ Amassak

ABSTRACT

In this study, a model of the Amasak field network was proposed. To establish the modeling and optimization of the field concerned, the Pipesim software was used. This allowed us to optimize the chokes used, the collector's diameters, the separation pressure and other parameters. The production is significantly improved and we have proposed recommendations based on the results obtained.

Key words: pipesim, network, production, Amassak field

الملخص

في هذه الدراسة، تم اقتراح نموذج لشبكة تجميع حقل Amassak لإنشاء نموذج وتحسين الحقل المعني، استخدام برنامج Pipesim سمح لنا بتحسين الاختناقات المستخدمة وأقطار الانابيب وضغط الفصل واعدادات اخرى. تم تحسين الإنتاج بشكل ملحوظ وقد اقترحنا توصيات بناءً على النتائج التي تم الحصول عليها.

الكلمات المفتاحية: pipesim، شبكة التجميع، الإنتاج، حقل Amassak

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II.III
Résumé	IV
Liste des abréviations	V
Liste des tableaux	VI
Liste des figures	VIII
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Présentation du champ d'Amassak	
I.1. PRESENTATIO DU CHAMPS DE TFT :	2
I.2. PRESENTATION DU CHAMPS D'ETUDE D'AMASSAK :	5
I.3. HISTORIQUE DES ETUDES REALISE :	6
I.4. DEVELOPPEMENT :	6
Chapitre 2 : Généralités sur le réseau de collecte	
INTRODUCTION :	12
II.1 DEFINITION DU RESEAU DE COLLECTE :	12
II.2 TYPES DU RESEAU DE COLLECTE :	12
II.3 AUTRES TYPES DU RESEAU DE COLLECTE	14
II.4 Collectes enterrées et aériennes :	15
II.5 LES ACCESSOIRES DES COLLECTES :	15
II.6 LA PROTECTION DU RESEAU DE COLLECTE CONTRE LA CORROSION :	22
II.7 RESEAU DE COLLECTE ET CENTRE DE SEPARATION D'AMASSAK	22
Chapitre 3: Généralité sur l'écoulement polyphasique	
INTRODUCTION :	26
III.1 DIFFERENTS TYPES D'ECOULEMENTS :	26
III.2 PRINCIPAUX CONCEPTS THEORIQUES :	28
III.3 PERFORMANCE DE RESERVOIR ET CALCUL DES PERTES DE CHARGE :	32
III.4 L'ANALYSE NODAL :	34
Chapitre 4: Modélisation du reseau de collecte d'Amassak	
INTRODUCTION :	44
IV.1 PRESENTATION DU LOGICIEL PIPESIM :	44

IV.1 ALGORITHME SOLUTION UTILISE PAR PIPESIM :	44
IV.3 Présentation des puits à étudier :	46
IV.4 MODELISATION D'UN PUIT : :	47
IV.5 ETUDE DES SENSIBILITES :	55
IV.2 MODELISATION DU RESEAU DE COLLECTE D'AMASSAK SUR PIPESIM :	57

Chapitre 5: Différente application pour améliorer la production d'Amassak

INTRODUCTION :	63
V.1 PREMIERE APPLICATION : DIMINUTION DE LA PRESSION DE SEPARATEUR HP :	63
V.2 Deuxième application : Ajouter une canalisation en parallèle (looping) à la canalisation existante HP Ø 8'' du manifold MFDS 4 :	65
V.3 Troisième application : Diminution de la pression aux séparateur HP et BP et d'ajouter un looping HP Ø 8'' au manifold MFDS 4 :	66
V.4 QUATRIEME APPLICATION : AUGMENTATION DU DIAMETRE DES DUSES PUIT : :	69
V.5 CONCLUSION :	81
Conclusion générale et recommandations	85
Bibliographie	
Annexe	

Liste des abréviations

GOR: Gas Oil Ratio.

TFT: Tin Fouyé Tabankort.

AMA: Amassak.

TY: Tin Yagin.

PPH : Puit de Production d’Huile.

PIE : Puit Injecteur d’Eau.

CPC TFT : centre principal de collecte.

HP : Haute pression.

BP : Basse pression.

UTGA : Unité de traitement de gaz associé.

CS1: Centre de séparation 1

Psi: Pound per square inch.

Ft: Feet.

Pt ou Ptbg : Pression de la tête du puit.

Pp ou Pad : Pression aval duse.

Pr : Pression du réservoir.

Pwf : Pression du fond dynamique. IPR: inflow performance relationship.

Qo: Debit d’huile.

Psep : Pression au séparateur.

AOFP ou Q_omax : Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle($P_{wf} = 0$).

MD: Measured Depth

TVD : Total Vertical Depth

MFDS: Manifold satellite.

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Les manifolds d' Amassak.....	24
Tableau III.1 : Les corrélations.....	31
Tableau IV.1 : L'état actuel des puits.....	45
Tableau IV.2 : Propriétés du fluide produit.....	47
Tableau IV.3 : Données de calibration PVT.....	47
Tableau IV.4 : Données utilisées pour générer l'IPR du puits AMA62.....	48
Tableau IV.5 : Données de complétion.....	48
Tableau IV.6 : Données de test utilisées pour le choix de corrélation des pertes de charge...49	
Tableau IV.7 : Comparaison entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés.....	51
Tableau IV.8 : Données du test de jaugeage (AMA62).....	52
Tableau IV.9 : Comparaison entre les débit mesurés et calculés.....	52
Tableau IV.9 : Comparaison entre les mesures et les résultats de calculs pour les puits ouverts.....	58
Tableau IV.10 : Comparaison entre les mesures et les résultats de calculs pour les manifolds.....	60
Tableau IV.11 : Les résultats de calcul sur Pipesim et de mesure après ouverture des puits forts à GOR.....	61
Tableau IV.12 : Les résultats de calculs sur Pipesim pour les MFDS après l'ouverture des puits à forts GOR.....	62

Tableau V.1 : Résultat simulation de l'application 1.....	64
Tableau V.2 : Résultat des différents diamètres du looping HP MFDS4.....	65
Tableau V.3 : Résultat simulation de l'application 3.....	66
Tableau V.4 : Le régime d'écoulement au niveau de chaque duse aux têtes des puits (Pad/Ptbg).....	67
Tableau V.5 : Résultat simulation des puits (changement des diamètre duse).....	71
Tableau V.6 : Résultat simulation des manifolds	72
Tableau V.7 : Résultat d'une simulation sur différents diamètre d'un looping	73
Tableau V.8 : Résultat d'une simulation de la pompe à vis.....	75
Tableau V.9 : Résultat simulation looping BP MFDS 4 et 5.....	76
Tableau V.10 : Les résultats de la simulation pour chaque puits	77
Tableau V.10 : les résultats de la simulation des différentes pressions de séparation.....	79
Tableau V.11 : Résultat de la simulation du 2 ^{eme} étage de la séparation.....	81
Tableau V.12 : Les résultats au niveau des puits par l'augmentation des diamètres des duses,avec un looping Ø 8'' au collecteur HP MFDS 4.....	83
Tableau V.13 : Les résultats au manifold par l'augmentation des diamètres des duses puits, avecun looping Ø 8'' au collecteur HP MFDS 4.....	84

Liste des figures

Figure I.1 : Situation Géographique de TFT.....	2
Figure I.2 : Les périmètres de la région de TFT.....	3
Figure I.3 : Développement étape 1.....	7
Figure I.4 : Développement étape 2.....	8
Figure I.5 : Développement étape 3.....	9
Figure I.6 : Carte localisation des puits d'Amassak.....	11
Figure II.1 : collecte par lignes individuelles.....	13
Figure II.2 : Collecte avec manifolds satellites.....	14
Figure II.3 : Joint isolent À brides.....	16
Figure II.4 : Manchon isolant à souder.....	16
Figure II.5 : Les Racleurs.....	17
Figure II.6 : Architecture de manifold	18
Figure II.7 : Séparateur de production	20
Figure II.8 : Ancrage d'une collecte.....	21
Figure II.9 : Massif d'ancrage.....	21
Figure II.10 : Réseau du collecte d'Amassak	23
Figure II.11 : Schéma du centre de séparation d'Amassak.....	25
Figure III.1 : Les types d'écoulement	27
Figure III.2 : Le diagramme établi par G.E Alves.....	28
Figure III.3 : Schéma d'inclinaison du pipe.....	29

Figure III.4 : liquide Hold-up.....	30
Figure III.5 : Régimes d'écoulement à travers la duse.....	32
Figure III.6 : Variation de l'IP en fonction de régime d'écoulement.....	34
Figure III.7 : Perte de charge possible dans un système de production	34
Figure III.8 : Les différentes positions possibles des nœuds.....	36
Figure III.9 : Courbe d'outflow et inflow.....	37
Figure III.10 : l'effet de la pression de séparation	38
Figure III.11 : l'effet du diamètre de la duse.....	39
Figure III.12 : l'effet du diamètre du flowline.....	40
Figure III.13 : Effet des différentes courbes IPR	41
Figure III.14 : L'effet du diamètre de tubing	41
Figure III.15 : l'effet du déclin de la pression du réservoir	42
Figure IV.1 : Division de chaque pipeline en segments.....	44
Figure IV.2 : RMS totale pour chaque corrélation (Résultats PIPESIM)	50
Figure IV.3 : Modélisation du puits AMA62 sur PIPESIM.....	50
Figure IV.4 : Courbes IPR et Outflow du puits AMA62	51
Figure IV.5 : Nouvelle courbes IPR et Outflow du puits AMA62.....	52
Figure IV.6 : Débits actuels & AOFP des puits en service.....	53
Figure IV.7 : Modèle du puits AMA62 sur PIPESIM	54
Figure IV.8 : Données de profil de pression du puits AMA62.....	54
Figure IV.9 : Influence de diamètre de la duse sur le débit de production.....	55

Figure IV.12 : manifold satellite MFDS 6.....	56
Figure IV.13 : Réseau d'AMASSAK modélisé	59
Figure V.1 : Augmentation du débit MFDS4 en fonction du diamètre.....	65
Figure V.2 : Débit MFDS 4 en fonction du diamètre	73
Figure V.3: Modélisation pompe à vis.....	74
Figure V.4 : L'augmentation du débit en fonction de ΔP de la pompe.....	75
Figure V.5 : Courbes IPR et Outflow du puits AMA 32.....	77
Figure V.6 : Courbes IPR et Outflow du puits TRNW 2.....	78
Figure V.7 : Courbes IPR et Outflow du puits AMA 22	78
Figure V.8 : Modélisation d'un séparateur placé au MFDS 4.....	79
Figure V.9 : Modélisation du 2 ^{eme} étage de séparation HP BP installé au MFDS 4.....	80
Figure V.10 : L'augmentation de la production en fonction des différentes applications simulées dans le logiciel Pipesim.....	82

Introduction générale

Le domaine des hydrocarbures est considéré comme la source dominante de l'énergie en Algérie d'où une exploitation optimisée doit être prise en considération, cette exploitation implique une série d'étapes successives, parmi ces étapes la canalisation des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement. Ces opérations sont effectuées respectivement par un réseau de collecte.

Parmi les champs producteurs de pétrole on trouve le champ d'Amassak. Au début de l'exploitation du champ en 1974, le réseau de collecte avec une capacité normale pouvait recevoir la production totale (la production a été assurée par déplétion naturelle principalement grâce à l'énergie du gaz-cap). Durant cette phase plusieurs puits ont été fermés à la suite d'une invasion de gaz. Depuis 1995, le champ a été soumis à une injection périphérique d'eau destinée à maintenir la pression et à balayer l'anneau d'huile.

Actuellement après 48 années d'exploitation, le réseau d'Amassak présente de nombreux problèmes, dont les pertes de charges figurent en tête.

Les causes majeures de ces problèmes :

- Un grand nombre de puits et de manifolds satellites.
- Réseau de surface complexe.
- Le freinage des puits à faibles débit suite à la suppression des manifolds.
- L'augmentation du GOR au niveau des puits

L'objectif de cette étude est la réalisation d'un modèle de surface « réseau d'Amassak », en cherchant des variantes pour réduire les pertes de charge au niveau du réseau de collecte, et étudier la possibilité d'optimiser le réseau pour augmenter la production d'huile au niveau du champ.

Le travail est subdivisé en cinq chapitres :

Le premier est consacré à une présentation du champ d'Amassak

Des généralités sur le réseau de collecte sont présentées au deuxième chapitre.

L'écoulement polyphasique est traité au troisième chapitre.

Le quatrième chapitre décrit les étapes de modélisation du réseau de collecte d'Amassak

L'optimisation de la production d'Amassak est détaillée au dernier chapitre

Enfin une conclusion et des recommandations.

**Chapitre I : Présentation du champ
d'Amassak**

I.1. PRESENTATIO DU CHAMPS DE TFT :

I.1.1. Position géographique :

La Région de Tin Fouyé Tabankort est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'illizi, plus précisément à 300 km au Nord - Ouest d'In-Amenas, à 500 km au Sud-est de Hassi – Messaoud sur la route national №3, à 1300Km d'Alger et dépend administrativement de la W. d'illizi.

La région se trouve sur une altitude de 432 m avec une température ambiante qui varie entre 0°C et 45°C durant l'année.[1]

Superficie et coordonnées : Superficie : 4000Km² environ. Coordonnées :

Y1=3110000

Y2=3900000

X1=3100000

X2=400000

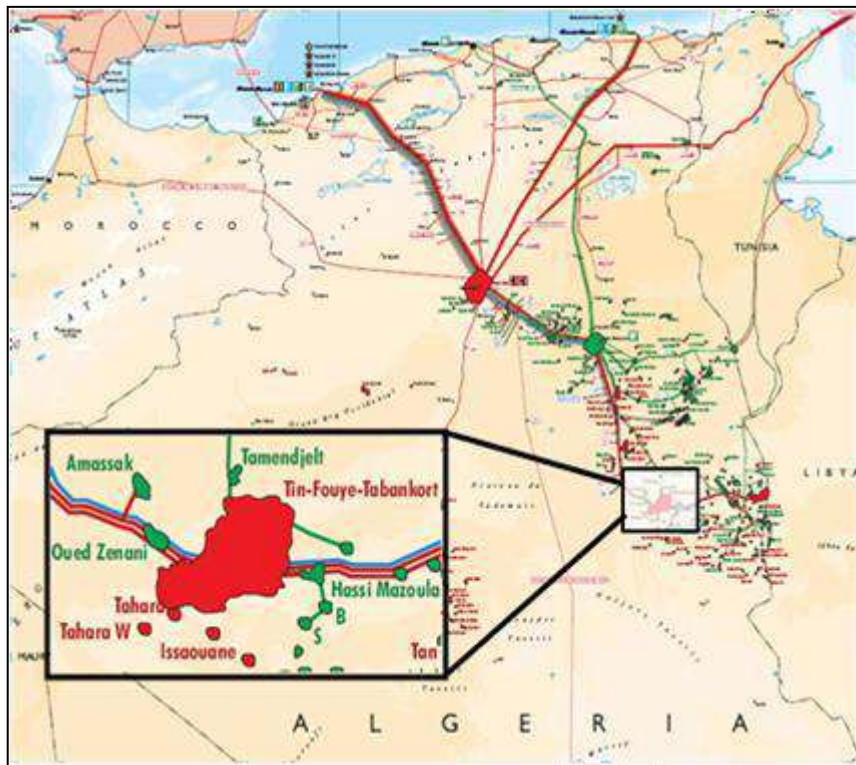


Figure I.1 : Situation géographique de TFT

La région comporte actuellement 15 périmètres d'exploitation. Figure I.2 :

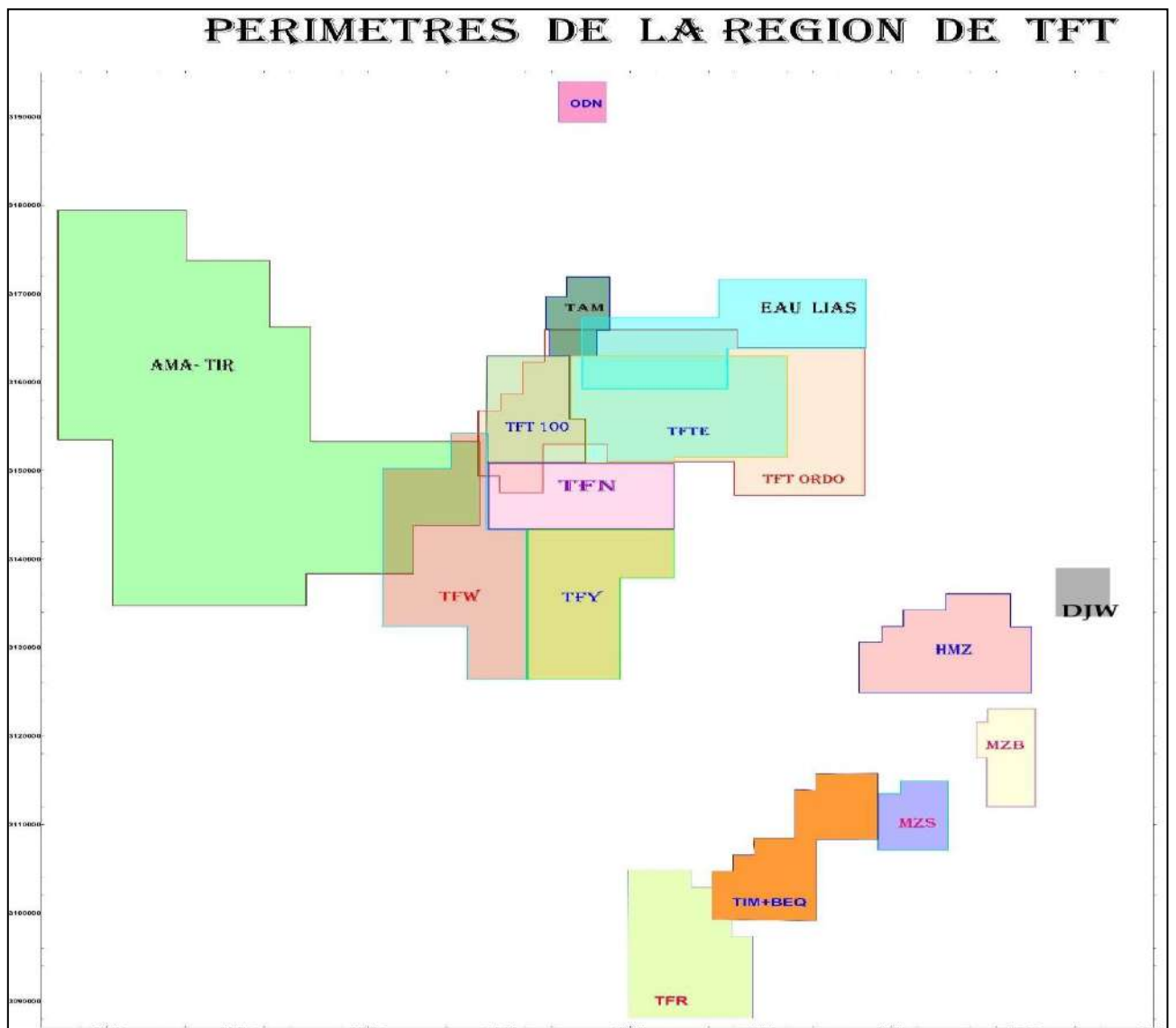


Figure I.2 : les périmètres de la région de TFT.

TFT : Tin Fouyé Tabankort Ordovicien

AMA-TIR : Amassak-Tiririmine (30 km à l'Ouest Nord-Ouest de TFT)

TAM : Tamendjelt (6 km au Nord-Ouest de TFT)

TFTE : TFT Zone Est

TFT100 : TFT 100 puits

TFY : Tin Fouyé

TFN : Tin Fouyé Nord

TFW : Tin Fouyé Ouest (20 km au Sud-Ouest de TFT)

DJW : Djoua (30 km au Sud-Est de TFT)

HMZ : Hassi Mazoula Nord (30 km au Sud de TFT)

HMB : Hassi Mazoula B (35 km au Sud de TFT)

HMS : Hassi Mazoula Sud (35 km au Sud de TFT)

TIM : Tin Mesanguene.

BEQ : Birel Quatara.

TFR : Tifernine nouveau périmètre qui était exploité en association, il est à environ 10 km au sud de TFT.

Il est exploité à 100% par Sonatrach depuis 2014

I.1.2. Partie gisement :

Le gisement de TFT a deux réservoirs productifs : le dévonien et l'ordovicien.

L'ordovicien est le principal gisement, il a été découvert en 1967. Ce réservoir est une colonned'huile sous forme d'un anticlinale surmonté par le gaz-cap au sud et d'huile au nord, le réservoir s'étend sur 7 à 15 Km du nord au sud et 25 km d'est à l'ouest, il est de profondeur de 200m en moyenne.

Le dévonien est un réservoir d'huile à une profondeur de 1400 m, il est non éruptif.

La région TFT est devisée en deux secteurs : le secteur sud et le secteur nord.

Le secteur nord regroupe les champs du TFT ordovicien et dévonien (TAM, AMA, Djoua)

Le secteur sud comprend, les champs de Tin-Fouyé et Mazoula. [1]

Le champ d'Amassak, objectif de notre étude, est situé à l'Ouest Nord-Ouest du champ de TFT, plus précisément dans la partie Ouest du plateau de TINHERT qui se prolonge au Nord sous les dunes de l'Erg oriental.

I.2. PRESENTATION DU CHAMPS D'ETUDE D'AMASSAK :

Le gisement d'AMASSAK est situé à 25 km à l'Ouest Nord-Ouest du gisement de TFT. Le réservoir ordovicien se présente comme un monoclinale vers le Nord – Est.

Découvert en 1958, L'exploitation sismique a été effectuée au champ d'Amassak en 1966 et ce n'est qu'en 1969 que la réinterprétation a été réalisée. Elle aboutit à la découverte de la structure d'Amassak.

En Juin 1970 le puits AMA1 a été foré au sommet de cette structure, il a confirmé les résultats structuraux de la sismique. Le forage a révélé l'existence des hydrocarbures.

Les puits AMA2 et AMA3 ont été forés au Sud-Est de AMA1 sur le flanc Est de la structure dans le but de détecter un éventuel anneau d'huile.

Effectivement le puits AMA2 a rencontré l'anneau d'huile, mais le puits AMA3 n'a rien donné en test malgré les indices sur la carotte, et ce n'est qu'après la stimulation que celui-ci est devenu producteur d'huile. Les plans des fluides étaient jusque-là indéterminés.

Par la suite, les puits TY1, AMA4 et AMA5 ont été forés comme puits de développement, ils vont alors préciser la structure géologique du champ et rechercher les plans des fluides pour délimiter l'anneau d'huile.

Dans ce sens les forages AMA6 à AMA20 ont été orientés et les plans des fluides ont été rencontrés par plusieurs forages dans différents blocs du champ.

Le champ a été développé selon les étapes suivantes.:

1974 : Mise en production par 05 puits producteurs (AMA1, 2, 3, 4 et 5) ;

1992 : Arrêt du forage des puits producteurs (première phase de développement) ;

1995 : Chute de pression de 20 bars. Mise en injection d'eau avec 08 puits injecteurs ;

2003-2009 : La reprise du projet de développement (forage des puits AMA44 à AMA59). Réactivation des opérations de fracturation (12 puits fracturés) ;

2009-2021 : Forage de 08 puits destinés à la production d'huile.[1]

I.3. HISTORIQUE DES ETUDES REALISE :

L'anneau d'huile surmonté d'un gaz-cap a été découvert en Juin 1960 par le forage d'Oued Zenani 1 (OZN1). L'anneau d'huile lui-même a été mis en évidence en Juillet 1970 par le forage du puits AMA1 et a été mis en production en Juin 1974 après la construction du centre de séparation et du pipe 8'' reliant Amassak au stockage de TFT.

La vie du champ se décompose en deux phases : depuis sa mise en production le 1er Juin 1974 jusqu'à fin 1994, la production a été assurée par déplétion naturelle principalement grâce à l'énergie du gaz-cap. Le support de l'aquifère semble être négligeable. Durant cette phase plusieurs puits ont été fermés à la suite d'une invasion de gaz. Depuis 1995, le champ a été soumis à une injection périphérique d'eau destinée à maintenir la pression et à balayer l'anneau d'huile. Cette injection a repoussé le gaz-cap et a entraîné la fermeture de plusieurs puits atteints par le front d'eau.

Un projet qui consiste à activer les puits d'Amassak en gaz-lift a été lancé en 2006 pour procurer une assistance non négligeable à la production.[1]

I.4. DEVELOPPEMENT :

ÉTAPE 1 : 1970 / 1992

- Découverte du gisement d'Amassak par SOPEFAL dans 3 unités de l'Ordovicien & le gisement secondaire de Tiraremine, extension de la structure d'Amassak vers le Sud, est rattachée au périmètre d'AMA.
- 43 PPH sont forés en 2 phases & produisant en éruptif.
- Fermeture de puits fort GOR.
- Mise en service du centre de séparation en 1974.
- Les puits sont raccordés à 3 manifolds satellites ou bien directement au manifold d'entrée du centre.
- La production est envoyée vers le CPC de TFT à l'aide de 2 pompes Burton à travers une ligne 8'' avec gare-râcleurs.
- En 1981, extension de la capacité du centre avec l'ajout d'un séparateur HP (2000m³/j) & les 2 anciens séparateurs sont utilisés en BP en parallèle. Des réglages (vannes de régulation gaz) étaient parfois nécessaires pour équilibrer la charge.
- Le gaz est entièrement torché.[1]

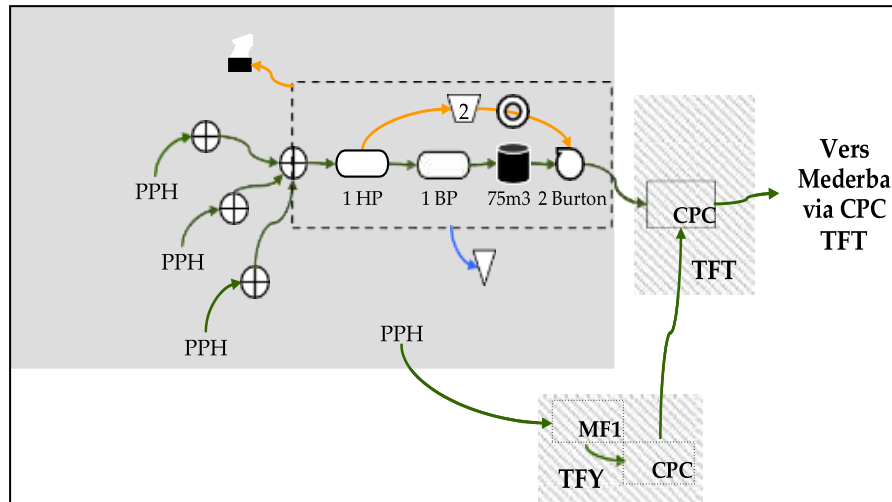


Figure I.3 : Développement étape 1.

ÉTAPE 2 : 1992 / 2003

- Déclin de pression de gisement & percées d'eau
- **En 1995**, début du maintien de pression par injection d'eau périphérique par 6 PIE & centralisée par 2 PIE. **Faible injectivité** des PIE obligeant une injection sous pression importante (210 bars).
- 9 PPH envoyés suite aux percées d'eau engendrant des opérations de reprise pour changement de complétion.
- Opérations pour isoler les zones à eau par la pose d'un bouchon de ciment.
- Raccordement des nouveaux puits en collectes 4''.
- Mise en place d'un manifold dédié à l'injection d'eau avec des lignes 2'' partant vers les PIE.
- Raccordement **en 1994** d'une ligne 12'' pour récupérer les gaz HP torché vers l'UTG via CS1, envoyé par la pression de séparation.
- Rajout d'une pompe d'injection d'eau à TAM Eau dédiée à l'expédition de l'eau vers AMA à travers un pipe 8''.
- **Apparition de sulfate de baryum** au niveau du manifold d'entrée & au niveau des vannes de sécurité à l'entrée BP.

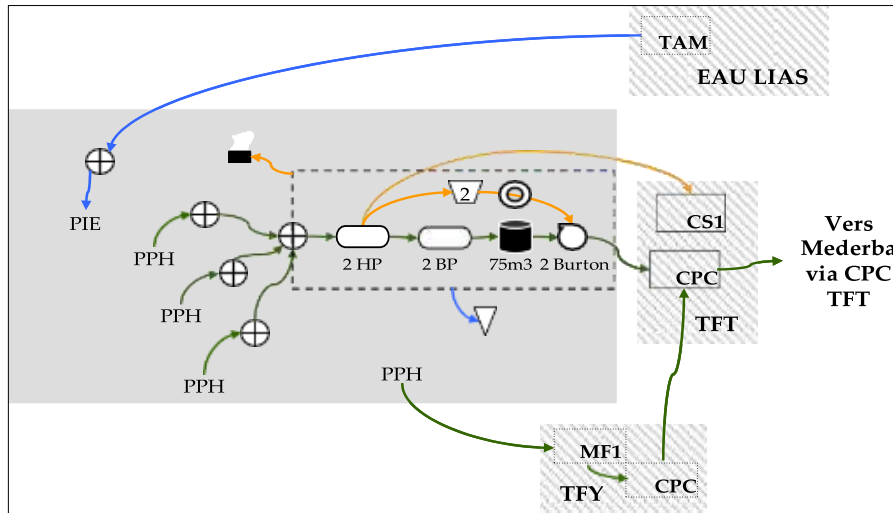


Figure I.4 : Développement étape 2.

ÉTAPE 3 : 2003 / 2008

- Stabilisation de la pression de gisement & diminution du GOR.
- **Maintien de pression** par injection d'eau périphérique & centralisée par 1 PIE.
- Deux PIE sont fermées pour réduire les quantités d'eau injectées & dû à leur proximités PPH.
- **Forage de 14 PPH** en 2 phases produisant en éruptif.
- Ajout d'un manifold satellite à proximité du centre.
- Ajout d'une 3ème pompe Burton pour l'expédition vers le CPC de TFT.
- Mise en service d'une batterie de séparation supplémentaire (HP & BP) dédiée initialement à la séparation sélective.
- **Dépôts de sulfate de baryum** au niveau du centre causant des changements de manchettes d'entrée séparateur BP & de vanne automatique d'entrée.
- Le gaz BP est torché & **HP partiellement torché.**

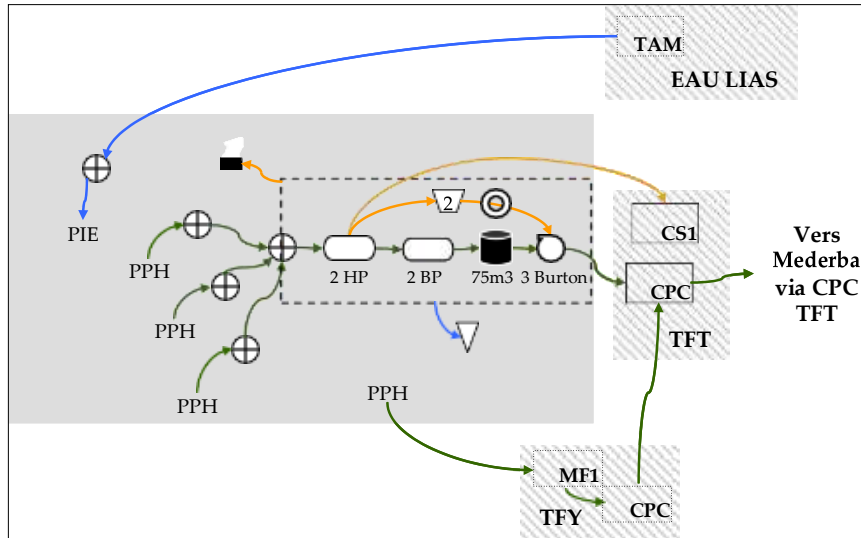


Figure I.5 : Développement étape 3.

Actuellement le champ compte 65 puits plus les puits de TRNW, 41 puits en production plus TRNW (1,2). Les différents puits sont reliés au 5 manifolds satellites (MFDS 2,3,4,5,6)

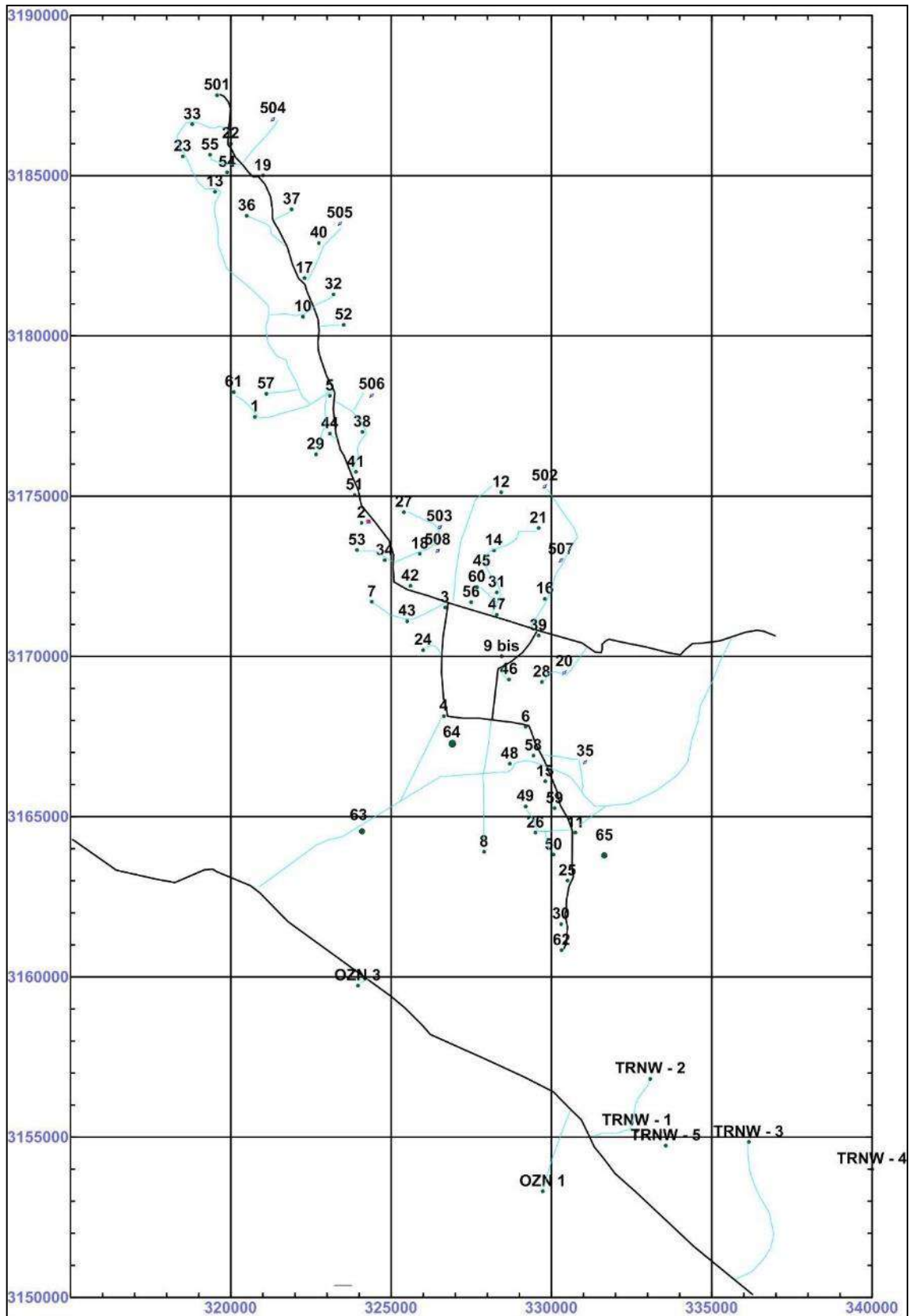


Figure I.6 : Carte localisation des puits d'Amassak.[1]

Chapitre II: Généralités sur le réseau de collecte

INTRODUCTION :

La production de surface constitue la dernière phase de l'amont pétrolier et le premier passage vers le procédé de traitement du brut, l'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers le centre de traitement par un réseau de conduites munies d'accessoires appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes. [2]

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison au client de produits conformes aux normes définies. [3]

II.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.

Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement. [3]

La pression de fonctionnement de ce dernier dépend d'une façon générale du type du fluide transporté, par exemple la pression est élevée dans le cas du gaz ou bien de l'huile à fort GOR

II.2 TYPES DU RESEAU DE COLLECTE :

II.2.1 Liaisons individuelles :

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

Cette formule offre d'importants avantages techniques :

Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt.

Vérification du fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et de température d'arrivée.

Rapidité de passage en essais avec éventuelle possibilité de modification du régime par intervention au niveau de manifold.

Commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée.

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.[3]

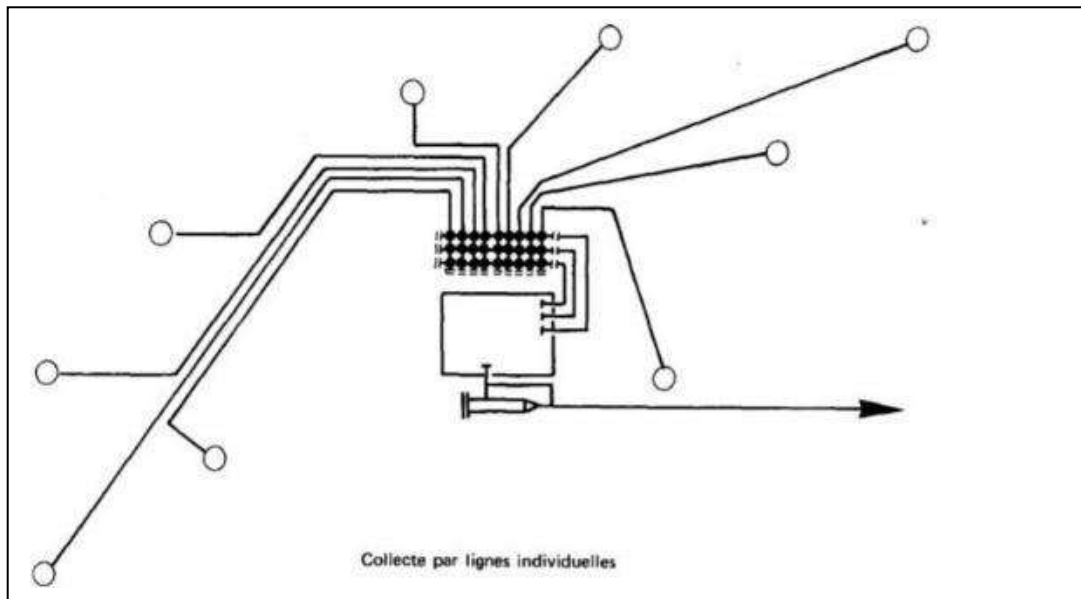


Figure II.1 : Collecte par lignes individuelles.[3]

II.2.2 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 courts possibles et présentent la minimum perte de charges sur la ligne. Les effluents sont acheminés par un collecteur unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

Au point de groupement, on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur d'essais où s'effectuent les contrôles périodiques dans le cas où le séparateur de test se trouve sur le champ, mais si le séparateur de test se trouve au centre de traitement, il faut doubler le collecteur par une ligne de « test » y aboutissant. [3]

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. Ceci n'est plus le cas des petits champs où la collecte individuelle est bien souvent préférable. (Il faut en outre savoir que la formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que techniques :

❖ **Inconvénient financier**

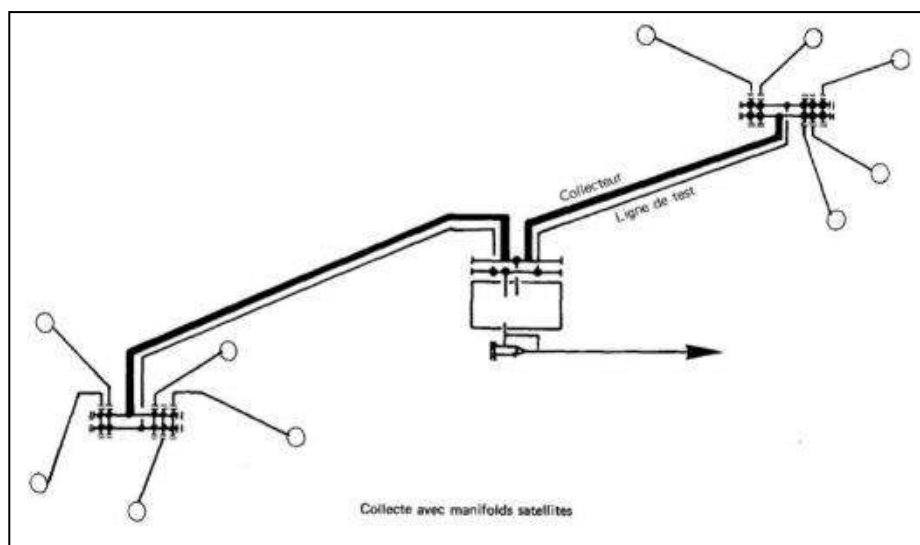
Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement total est engagé avant que le champ n'ait rien produit.

❖ **Inconvénient technique**

La capacité des conduites doit être calculée sur des données prévisionnelles d'où le risque d'erreurs d'estimation.

La production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau.

Le puits à fort GOR ou le puits le plus important peut freiner la production du puits le plus faible qui se



trouve à sa proximité.[3]

Figure II.2 : Collecte avec manifolds satellites.[3]

II.3 AUTRES TYPES DU RESEAU DE COLLECTE

Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold un séparateur d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on se rencontre même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. On réduit ainsi l'investissement mais on alourdit les frais d'exploitation.

Dans la seconde solution, sur les gros champs, 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 personnel relativement nombreux ou une automatisation avancée et donc une bonne rentabilité de l'exploitation.[4]

II.4 Collectes enterrées et aériennes :

Les règlements de sécurité imposent en général d'enterrer les conduites. Cependant, il est parfois possible de laisser certaines lignes à la surface du sol, en zone désertique notamment. On économise ainsi des dépenses de génie civil et souvent de revêtement. L'inconvénient est que le tube non abrité est soumis à de grands écarts de température qui, en modifiant sans cesse l'équilibre polyphasique des fluides transportés, nuisent à la qualité du traitement.

Des refroidissements importants favorisent en outre les dépôts de paraffine ou de sels et, dans les conduites de gaz, amorcent parfois un processus de formation d'hydrates.[3]

II.5 LES ACCESSOIRES DES COLLECTES :

II.5.1 Les joints isolants :

Leur rôle est d'isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent (tête de puits et centre de traitement), car il est plus facile d'assurer la protection cathodique sur des ensembles séparés.

Il existe deux types de joints :

◆ Joints isolants à brides

L'isolation est obtenue par l'interposition entre les deux brides d'un joint d'étanchéité torique en matériaux isolante. Figure (II.3).

Les joints isolants à brides sont fragiles et posent souvent des problèmes d'étanchéité à haute pression.

◆ Les manchons isolants

La pièce est assemblée en usine et moins fragile que le raccord à brides. Le montage sur la conduite est réalisé soit par brides, soit par soudure. Ce type de raccord est d'un prix plus élevé que le précédent [3]. Figure (II.4)

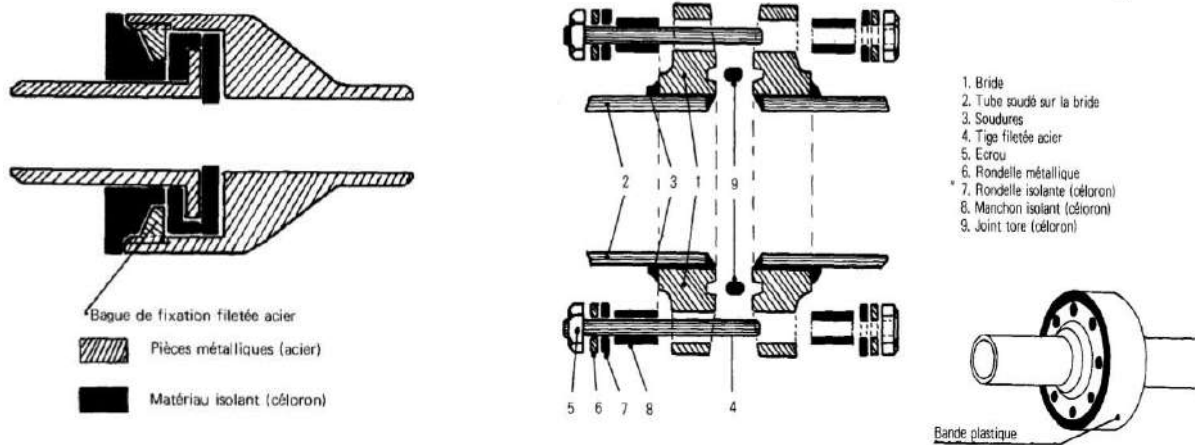


Figure II.3 : Joint isolant à brides. [3]

Figure II.4 : Manchon isolant à souder.[3]

II.5.2 Les racleurs :

Les racleurs ou « go devils » sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide. Figure (II.5).

IL existe des nombreux modèles conçus pour répondre à tous les besoins particuliers :

- * Des pistons à pastilles radioactives, pour localiser un blocage de racleur.
 - * Des racleurs de nettoyage ou de maintenance. Ils sont munis de brosses métalliques. On les utilise pour enlever les dépôts de sels et de paraffine.
 - * Des racleurs à lames en carbure de tungstène, ces racleurs sont envoyés avant la première pour éliminer les gouttes de soudure formant aux joints des tubes.
 - * Des racleurs de grande dimension sont articulés pour pouvoir passer à travers des courbures
- [3]

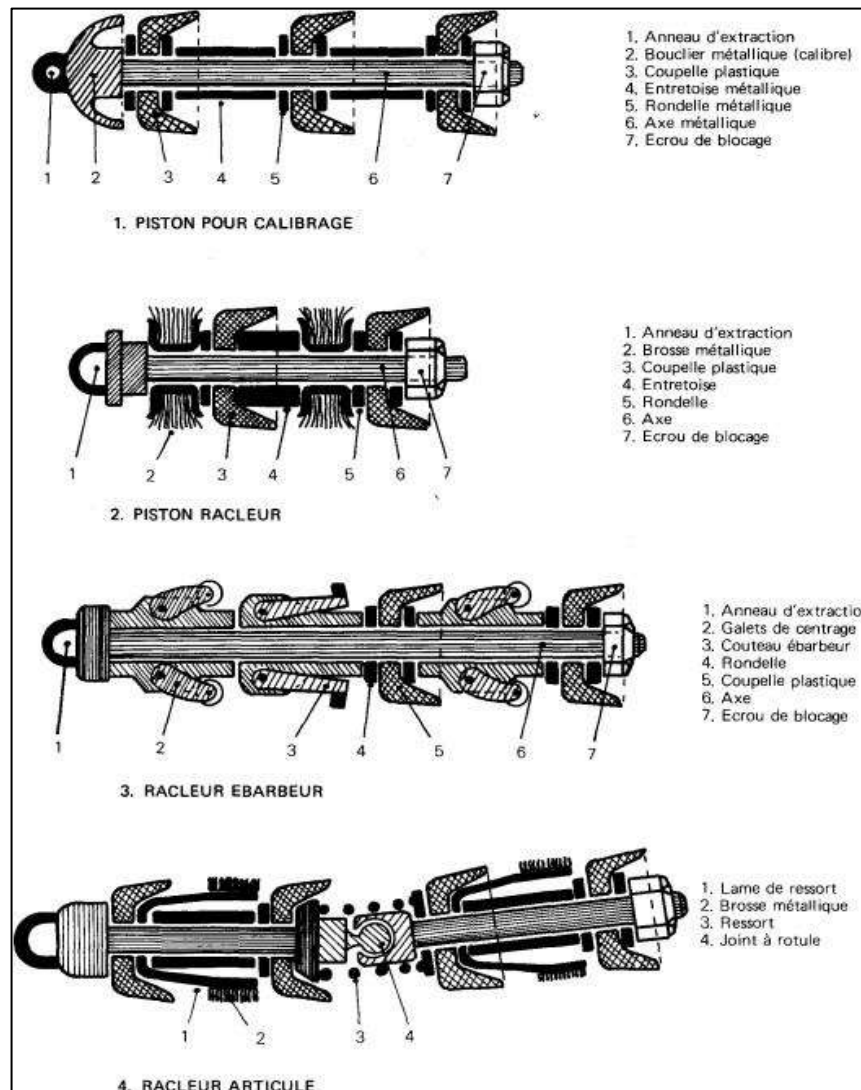


Figure II.5 : LES RACLEURS.[3]

→ Les gares-racleurs : ces gares sont utilisées pour le lancement et d'autres pour la réception des racleurs.

II.5.3 Les manifolds :

Ensemble des vannes et pipes groupées permettant de « diriger » la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usine et livrés en éléments portables montés sur châssis. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées où même plus. On utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. [2]

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

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

La Figure II.6 montre un exemple d'architecture de manifold.

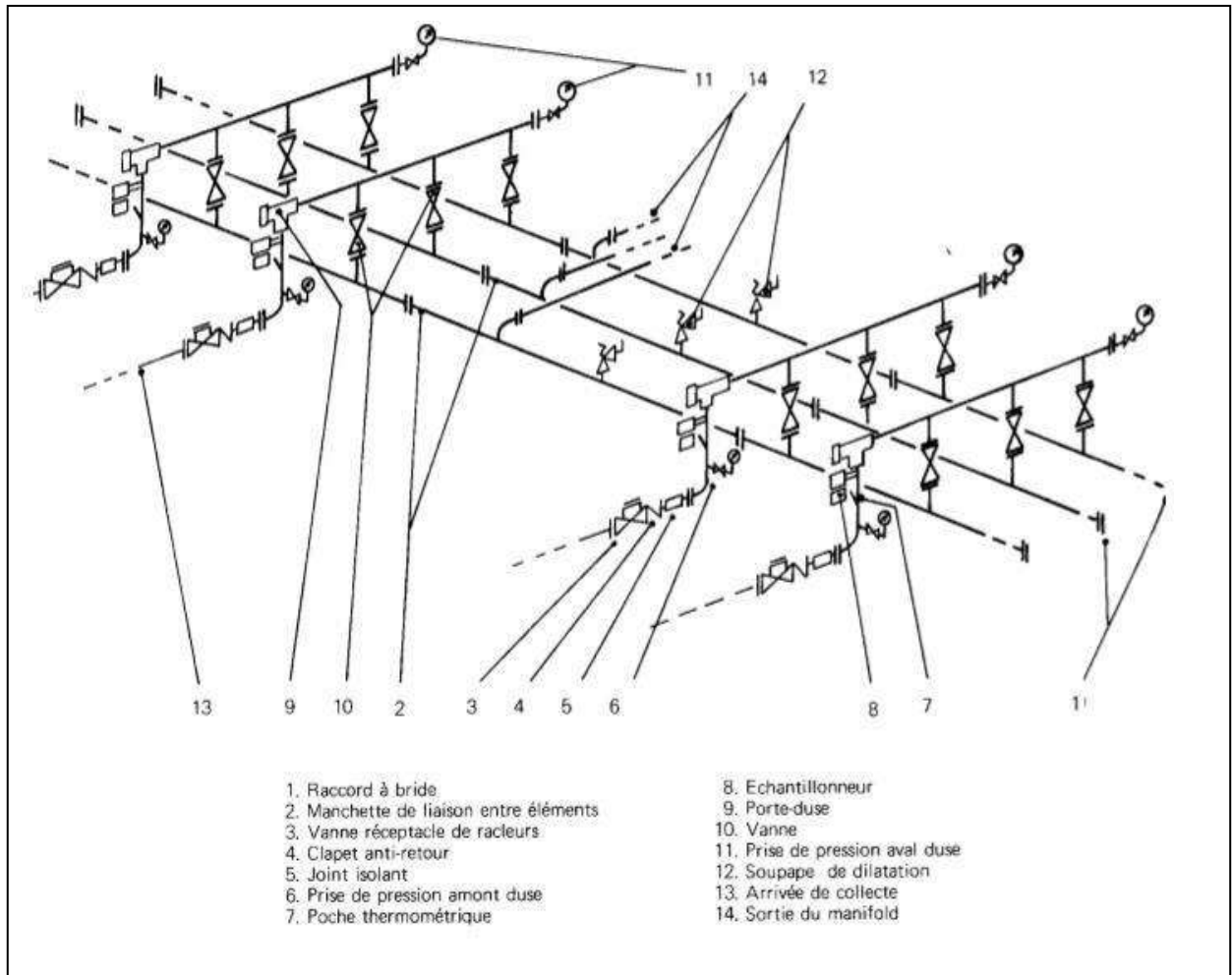


Figure II.6 : Architecture de manifold.[3]

II.5.4 Les vannes : il est possible de distinguer trois types des vannes selon l'usage et leur position dans l'installation :

- Les vannes montées en ligne placées aux extrémités de la conduite et permettent le passage direct qui ne provoquent qu'une minimum perte de charges
- Les vannes auxiliaires ce sont les vannes de soutirage ou de purge.
- Les vannes automatiques de régulation et de sécurité [5]

II.5.5 Purgeurs et séparateurs :

Il est parfois nécessaire de soutirer du gaz ou de l'eau sur une conduite, soit pour réduire la charge d'une ligne devenue insuffisante, soit pour limiter des phénomènes de corrosion favorisés par la présence d'eau, soit enfin pour prévenir la formation de bouchons d'hydrates.

Soutirage de gaz :

Les accumulations de gaz qui se forment dans les points hauts augmentent les pertes de charge surtout si le parcours est accidenté.

Il est possible de soutirer ce gaz en plaçant des purges automatiques sur les points élevés du parcours. Ces appareils de conception simple sont posés en appendice sur la conduite et ne sont pastraversés par le fluide principal. Ils ne provoquent donc pas de pertes de charge. Leur efficacité est néanmoins suffisante quand le gaz libre ne se présente pas en quantité trop importante. En présence de GOR très élevés.

La meilleure efficacité est alors obtenue en ne maintenant dans le séparateur que le minimum de pression nécessaire pour chasser le liquide. Pour ce faire, la vanne régulatrice de pression agissant sur la décharge de gaz est commandée par un contrôleur qui maintient constant le niveau de liquide.

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

Ces appareils sont utilisés pour le traitement des effluents où la phase principale est liquide, les liquides s'accumulent dans le bas et le gaz s'échappe par le haut. Ils sont généralement du type cylindrique, horizontal ou sphérique [3]. Figure (II.7).

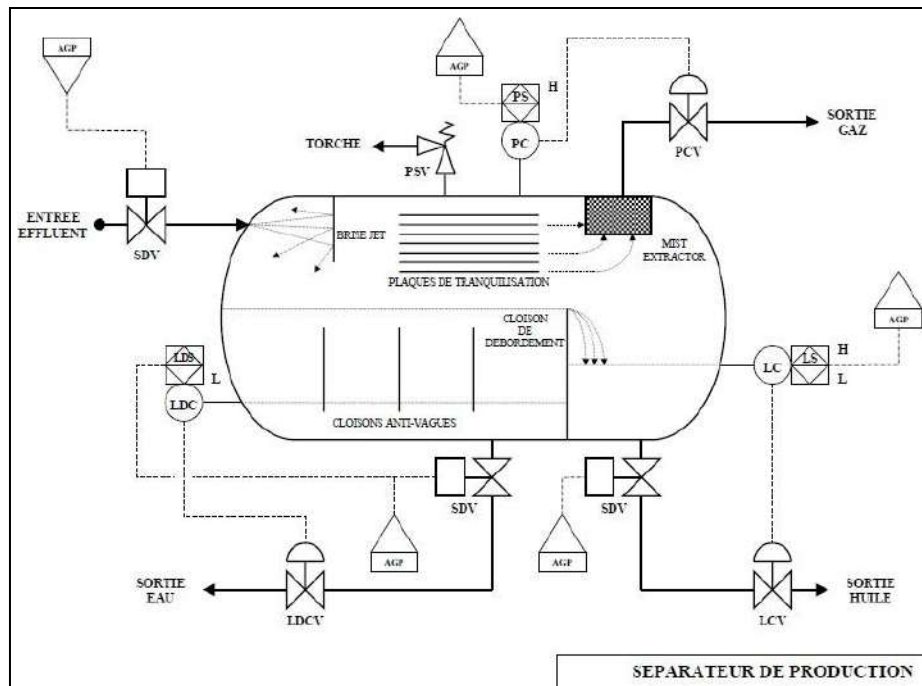


Figure II.7 : Séparateur de production.[3]

❖ Effets de la dilatation, ancrages :

Une ligne de collecte est toujours soumise à des variations de température dues aux conditions saisonnières et au fluide transporté. Sous l'effet de la dilatation, des contraintes mécaniques se créent, qui sont parfois dangereuses. Il faut les prévoir et prendre les dispositions utiles pour les éviter.

- **Conduites en tension** : une tension, se manifeste si le raccordement du tube est fait après qu'il ait été échauffé par le soleil. Il est recommandé de procéder à l'ajustement de la conduite pendant les heures fraîches de la journée.
- **Conduites en compression** : c'est le cas des conduites affectées au transport d'un fluide très chaud. La dilatation peut être telle que le tube s'arrache du sol et sorte de sa tranchée. Pour éviter cet accident, on peut placer des lyres de dilatation de loin en loin.
- **Efforts sur les installations** : ils se produisent aux points de raccordement, On évite ces efforts en ancrant la conduite sur une masse fixe juste avant le point de jonction, un "S" de grande amplitude qui sera autant que possible enterré. Figure (II.8)
- **Glissement d'une conduite** : lors du passage d'une dénivellation importante, des mouvements dus aux phénomènes de dilatation et à la force de gravité, tendent à faire glisser la conduite vers le bas. Quand un refroidissement survient, le métal ne peut pas reprendre son élongation, surtout si la canalisation est enterrée. La tension prend rapidement une valeur très élevée en amont de la pente et la rupture peut survenir.

- On prévient le glissement en ménageant sur la pente un certain nombre de points d'ancrage. Les ancrages sont constitués de massifs en béton. Figure (II.9)

La conduite est fixée par des colliers et des plaquettes métalliques soudées sur le tube font office de butées.

- Surveillance des contraintes** : Il est possible de surveiller l'état de tension ou de compression d'une conduite en plaçant aux points les plus exposés, des manchettes extensibles dont on mesure périodiquement la longueur.[3]

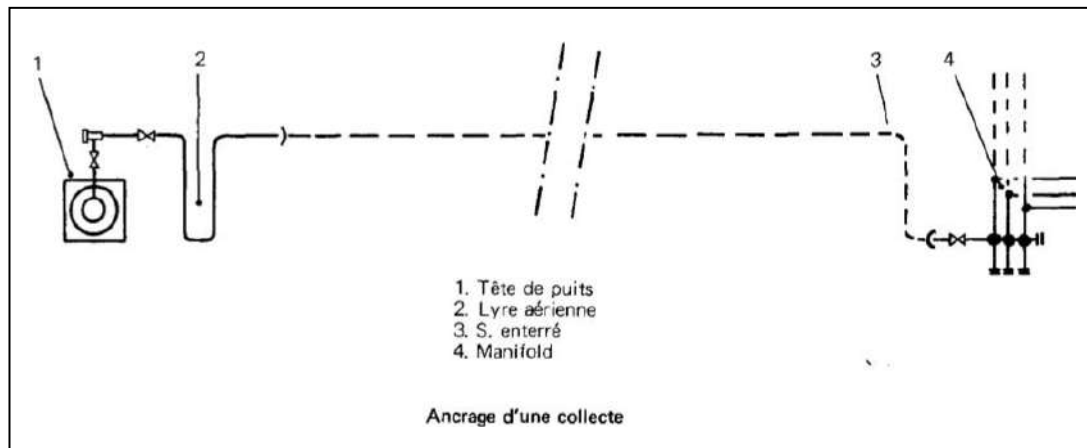


Figure II.8 : Ancrage d'une collecte.[3]

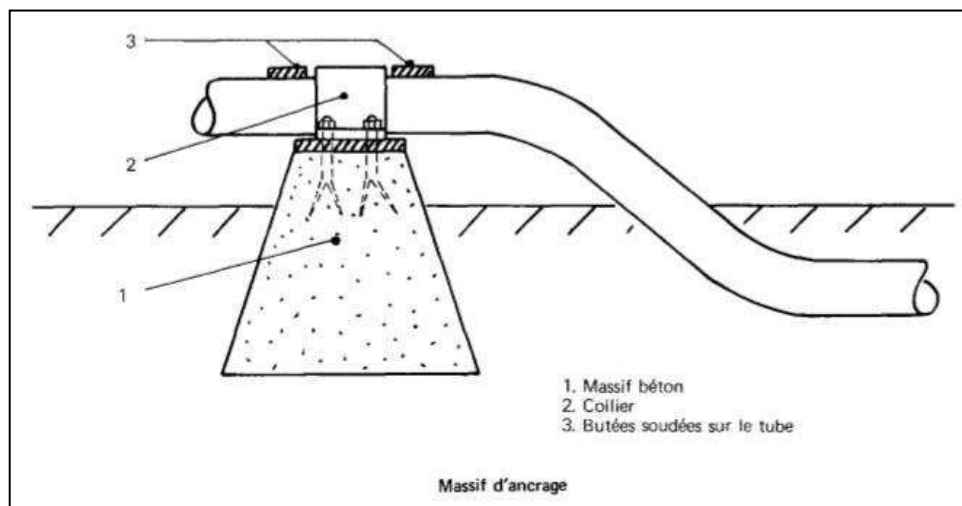


Figure II.9 : Massif d'ancrage.[3]

II.6 LA PROTECTION DU RESEAU DE COLLECTE CONTRE LA CORROSION :

Les canalisations enterrées doivent être enrobées dans un revêtement qui les protège contre les agents corrosifs du sol et surtout contre l'action des courants vagabonds, générateurs de corrosion électrolytique.

II.6.1 La protection passive :

Elle consiste à isoler électriquement la conduite en l'enrobant dans un revêtement qui présente une bonne caractéristique diélectrique et en plaçant à chacune de ces extrémités un joint isolant.

Il existe également sur le marché des bandes plastiques adhésives, applicables à froid, qui assure une isolation convenable et sont d'un emploi très commode. Le revêtement peut être exécuté en usine, en atelier de chantier ou en ligne après soudure.

II.6.2 Protection active :

Si l'on maintient un point d'une conduite à un potentiel légèrement inférieur à celui du sol, tous les courants circulant dans cette conduite sont drainés vers ce point.

Le phénomène d'électrolyse change de sens et la conduite devenant cathodique, la corrosion disparaît. On dispose pour cela d'un générateur de courant continu dont on relie la borne négative (-) au réseau à protéger et la borne positive (+) à une masse métallique noyée dans un sol humide. Cette anode subit seule la corrosion. Un tel dispositif est appelé le poste de soutirage. Un potentiel négatif d'une fraction de volt sur la conduite est suffisant pour garantir une bonne protection.[3]

II.7 RESEAU DE COLLECTE ET CENTRE DE SEPARATION D'AMASSAK

Le réseau d'Amassak est constitué de 5 manifolds satellite MFDS (3,4,5,6,7) plus un manifold du centre. Chaque manifold contient un collecteur HP et un autre BP avec une ligne test.

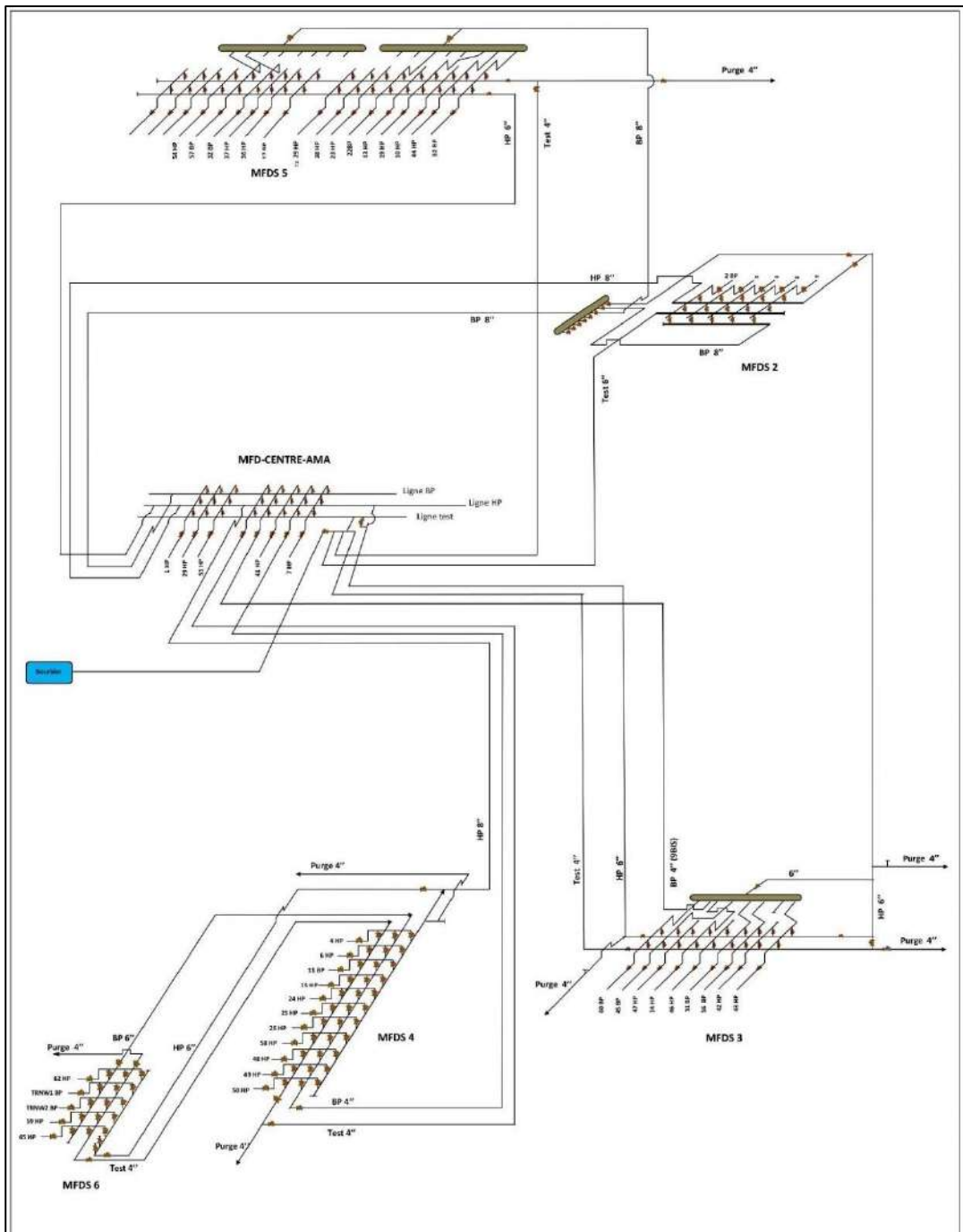


Figure II.10 : Réseau du collecte d'Amassak.[1]

Les détails des manifolds se trouvent sur le tableau suivant :

Tableau II.1 : Les manifolds d'Amassak.

Manifolds	Pression de Manifold		Puits raccordés	Manifold	Longueur Puits-MFD [m]	OD [Inches]	Epaisseur [mm]	ID [inches]	Type de séparation	Statut actuel	Observations
	BP (Bar)	HP (Bar)									
MFDS 05 Longueur 4700 m (A côté d'AMA05)	5.51	13	AMA10	MFD-5	3500	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA13	MFD-5	7500	4	4.78	3.812	HP	F	Fermé pour GOR élevé
			AMA17	MFD-5	4500	4	4.78	3.812	BP	F	Fermé Attente Gas-lift
			AMA19	MFD-5	8000	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA22	MFD-5	9200	4	4.78	3.812	BP	O	En production
			AMA23	MFD-5	9000	4	4.78	3.812	HP	F	Fermé pour GOR élevé
			AMA32	MFD-5	4500	4	4.78	3.812	BP	O	En production
			AMA52	MFD-5	3300	4	4.78	3.812	BP	O	En production
MFDS 04 Longueur 7712 m (A côté d'AMA04)	7.58	18	AMA04	MFD4	100	4	4.78	3.812	HP	F	Fermé pour GOR élevé
			AMA06	MFD4	1500	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA11	MFD4	4500	4	4.78	3.812	BP	O	En production
			AMA15	MFD4	3000	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA24	MFD4	4500	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA25	MFD4	6500	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA26	MFD4	5000	4	4.78	3.812	HP	F	Fermé pour GOR élevé
			AMA48	MFD4	2200	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA49	MFD4	4500	4	4.78	3.812	HP	F	Fermé pour GOR élevé
			AMA50	MFD4	6000	4	4.78	3.812	HP	O	En production
MFDS 06 Longueur 4380 m	10	20	AMA65	MFD-6	2120	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA59	MFD-6	5300	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA62	MFD-6	9000	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			TRNW1	MFD-6	15000	4	4.78	3.812	BP	O	En production
			TRNW2	MFD-6	13500	4	4.78	3.812	BP	O	En production
MFDS 03 Longueur 4376 m (A côté d'AMA03)	5.51	14	AMA43	MFD-3	3200	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA46	MFD-3	4000	4	4.78	3.812	BP	F	En production
			AMA47	MFD-3	3500	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA56	MFD-3	3200	4	4.78	3.812	BP	O	En production
MFDS 02 Longueur 180 m (A côté d'AMA02)	3.44	/	AMA02	MFD-2	300	4	4.78	3.812	BP	O	En production
MFDS01 (à L'intérieur du Centre AMA)	2.4	11	AMA1	MFD-Centre	2807	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA51	MFD-Centre	1089	4	4.78	3.812	HP	O	En production
			AMA29	MFD-Centre	2906	4	4.78	3.812	HP	O	En production

Le centre de séparation d'Amassak a un manifold positionné au niveau du centre, ce dernier est constitué de trois collecteurs HP/BP/Test.

Le brut qui arrive de collecteur HP subit une séparation au premier étage HP dans les deux séparateurs HP à une pression 10.5 Bar.

Après il subit une deuxième séparation au niveau du deuxième étage BP dans les trois séparateurs BP à une pression de 2.4 Bar.

Le brut qui arrive de collecteur BP subit une séparation dans les trois séparateurs BP, avec le brut qui vient du 1^{er} étage de séparation HP.

Le brut après séparation est collecté dans un bac tampon, ou il va être stocké momentanément pour décantation, avant son expédition à l'aide de deux pompes volumétriques Burton vers le centre principal de collecte CPC TFT.

Le gaz obtenu des séparateurs HP est envoyé à L'UTGA, et celui qui sort des séparateurs BP est torché.

L'eau obtenue au niveau de tous les séparateurs est envoyée au borbier.

+

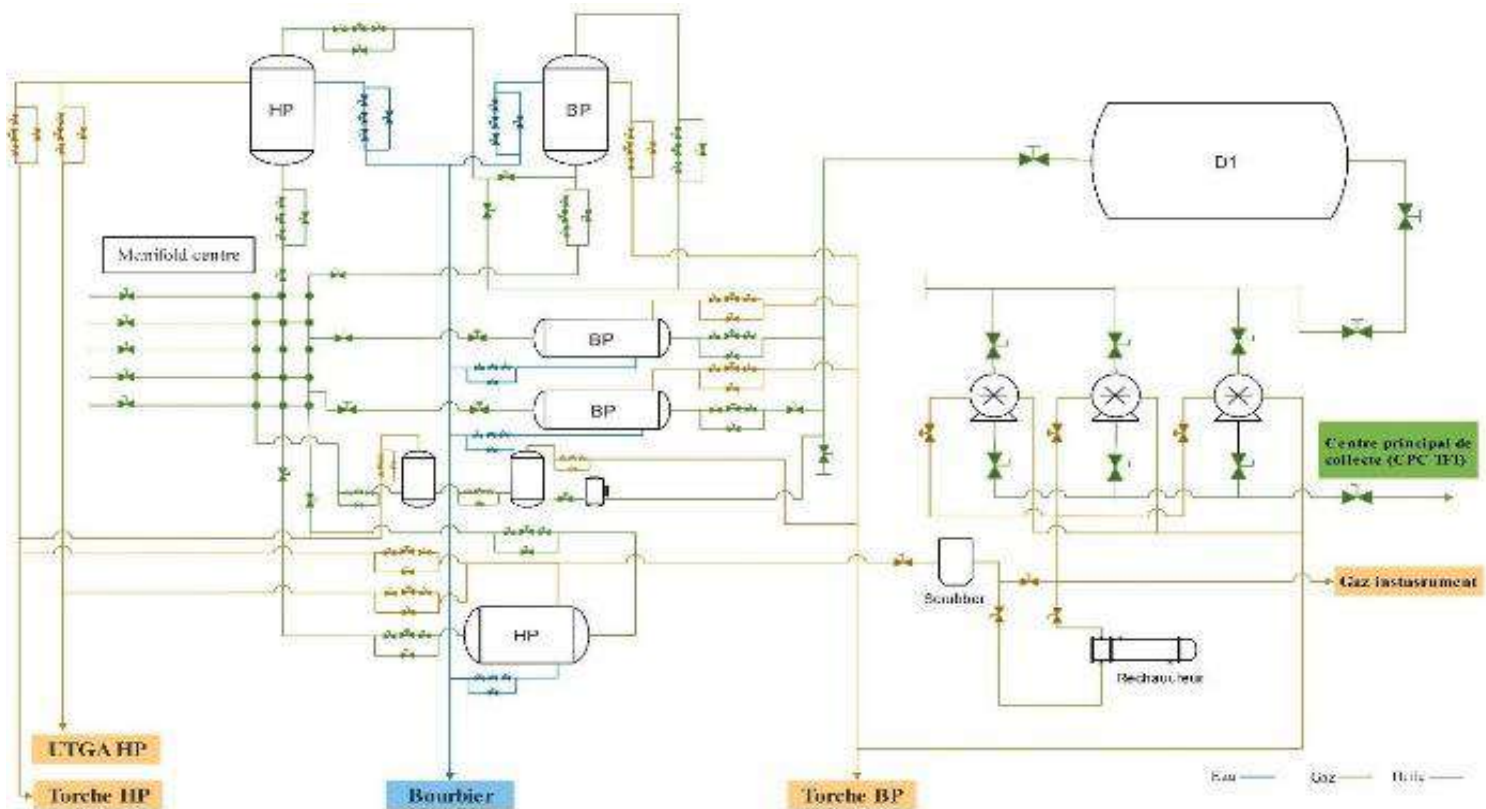


Figure II.11 : Schéma du centre de séparation d'Amassak.[1]

Chapitre III : Généralité sur l'écoulement polyphasique

INTRODUCTION :

Les lignes de collecte transportent un effluent presque toujours polyphasique.

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...).[6]

III.1 DIFFERENTS TYPES D'ÉCOULEMENTS :

On distingue sept types d'écoulement qui sont représentés sur la figure (III.1) dans l'ordre d'augmentation progressive de GOR ce sont :

1. Écoulement avec bulles (Bubble flow) : Le gaz, en petites quantités, se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite 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.
2. Écoulement avec bouchons (plug flow) : La phase gazeuse croît. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite. L'écoulement se fait avec alternance de bouchons de liquide et de gaz.
3. Écoulement stratifié (stratified flow) : Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite, le liquide la partie inférieure. Les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface gaz liquide est plan.
4. 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 apparaissent sur l'interface.
5. Écoulement avec vagues moutonnantes (slug flow) : Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi du 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.
6. 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.
7. Écoulement en brouillard (spray flow) : L'importance de la phase liquide est faible par rapport à celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voire sa totalité est entraînée sous forme de brouillard.[3]

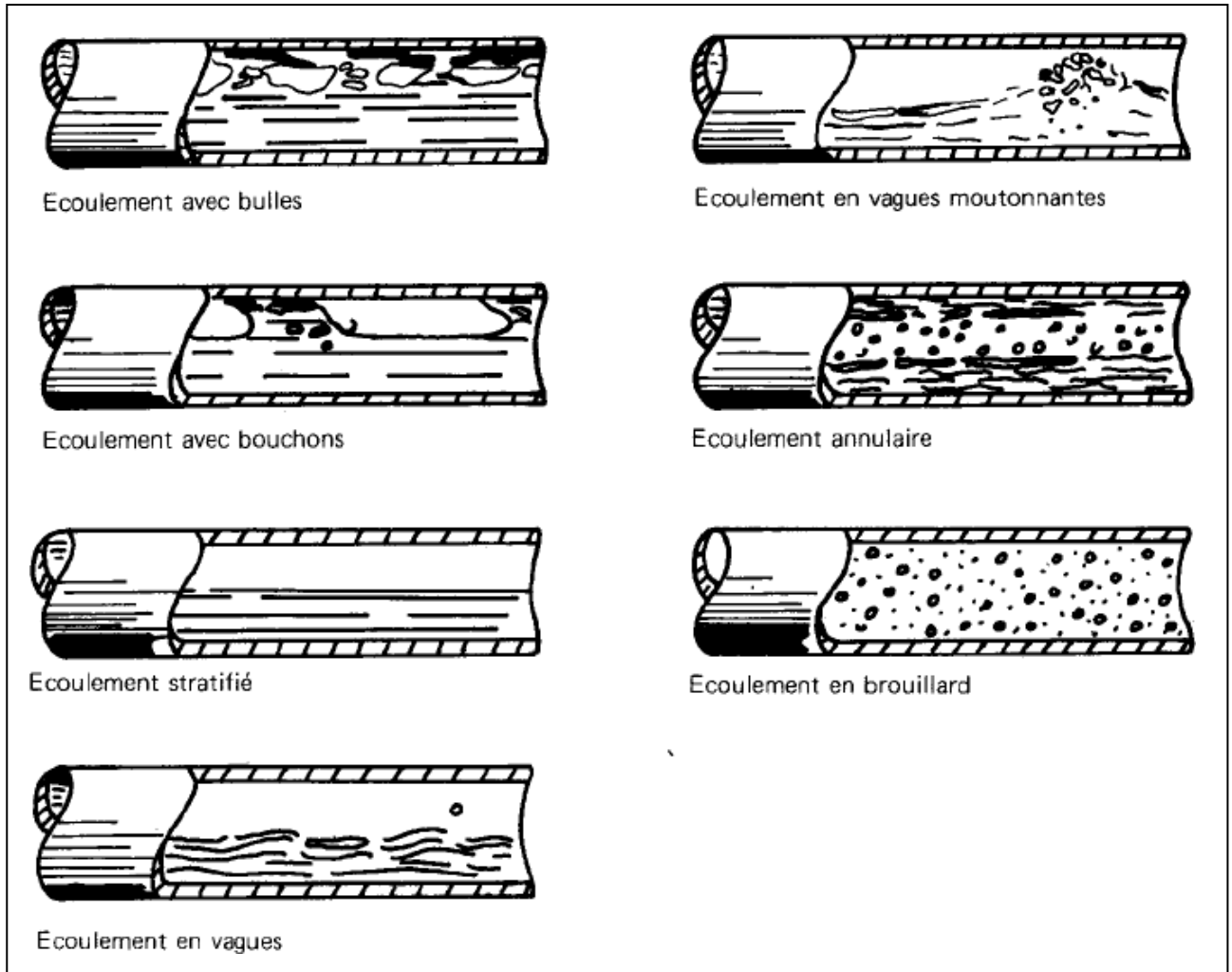


Figure III.1 : Les types d'écoulement.[3]

Les types d'écoulement sont déterminés à partir des diagrammes de la vitesse superficielle du liquide par rapport à la vitesse superficielle du gaz.

Le diagramme établi par G.E Alves est utilisé pour identifier le type d'écoulement. Ce diagramme, établi expérimentalement pour de l'eau et de l'air, a été corrigé en fonction des paramètres G/λ en ordonnée, et $L\lambda\psi/G$ en abscisse. En calculant ces valeurs pour le problème posé, on situe un point sur le diagramme, ou des courbes délimitent les sept zones qui correspondent aux types d'écoulement. Figure (III.2)

Où :

G : Vitesse massique du gaz en kilogrammes par heure par centimètre carré.

L : Vitesse massique du liquide en kilogrammes par heure par centimètre carré.

ρG : masse spécifique du gaz en grammes par centimètre cube (conditions moyennes de la conduite).

ρ_L : masse spécifique du liquide en grammes par centimètre cube

λ : $(833,5 \cdot \rho_G \cdot \rho_L)^{0,5}$

γ : tension superficielle du liquide en dynes par centimètre.

μ_L : viscosité du liquide en centpoises (condition moyennes de la conduite)

$$\psi : \frac{73}{\gamma} \left[\mu_L \left(\frac{0,99904}{\rho_L} \right)^2 \right]^{1/3}$$

Il convient de se montrer prudent si le point calculé tombe à proximité immédiate d'une limite de zone. Il est alors préférable de se placer dans le cas le plus défavorable.

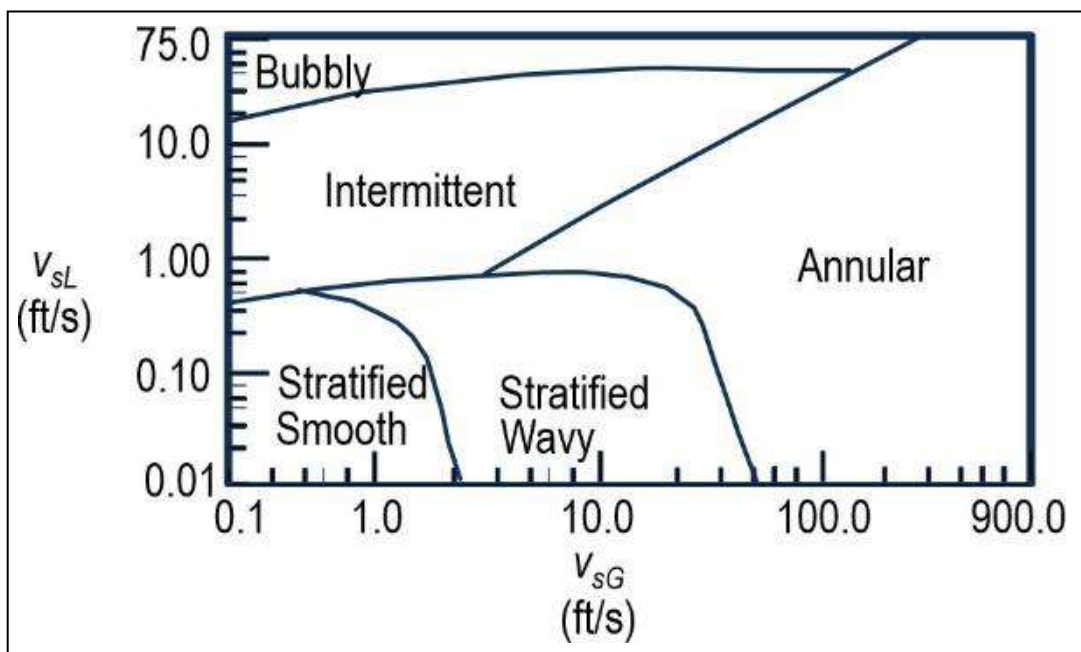


Figure III.2 : Le diagramme établi par G.E ALVES.

III.2 PRINCIPAUX CONCEPTS THEORIQUES :

Les concepts théoriques suivants doivent être introduits pour comprendre le comportement des écoulements multiphasiques. Ces concepts sont en effet très utilisés dans les corrélations des pertes de charge.

III.2.1 Equation générale des pertes de charge :

Les pertes de charge totales d'un fluide sont dues aux variations de l'énergie potentielle et cinétique de ce fluide, mais également aux frottements sur les parois d'une conduite. Par conséquent, l'équation générale des pertes de charge est la suivante [7] :

Perte de charge totale = perte par frottement + perte par élévation + perte par accélération

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important.

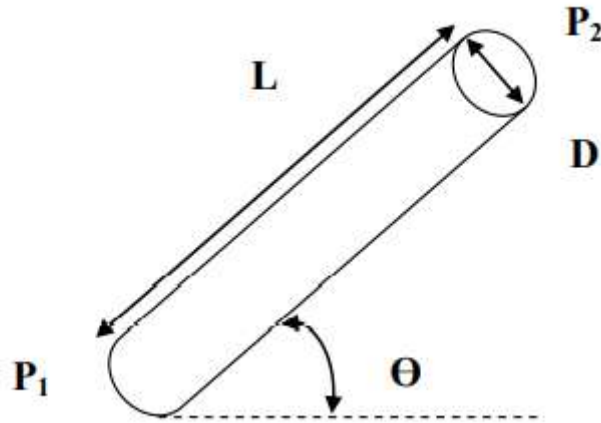


Figure III.3 : Schéma d'inclinaison du pipe.

Si on prend la perte de charge ΔP apparue sur une distance ΔL . On peut écrire une équation en termes de gradient de pression en psi/ft.

L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quelle inclinaison du pipe Figure 3.3 est donnée par :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\acute{e}lev} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{frott} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (III.1)$$

L'équation la plus spécifique pour un écoulement polyphasique peut s'écrire comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = \frac{g}{g_c} \cdot \rho_m \cdot \sin \theta + \frac{f_{tp} \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot v_m \cdot dv_m}{g_c \cdot dL} \quad (III.2)$$

Où :

dp/dL : Gradient de pression

v : La vitesse.

d : Diamètre du pipe.

g : Accélération de la gravité.

g_c : Facteur de conversion.

f : Facteur de frottement.

m : Propriétés du mélange.

ρ : La densité.

θ : pente de la conduite.

Le terme d'élévation dans un écoulement vertical ou incliné représente 70 à 98% des pertes de charge. Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques. Pour cela, il faut trouver le Hold-up de liquide qui est une fonction de plusieurs facteurs comme le débit du gaz et du liquide, la viscosité, etc.

Le **Liquide HOLDUP** est le taux de présence locale de liquide dans la conduite, il est nécessaire de connaître le contenu liquide de chaque tronçon de conduite pour déterminer les vitesses volumiques moyennes du Gaz et du liquide.

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquid Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit

La section de passage des conduits et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.[6]

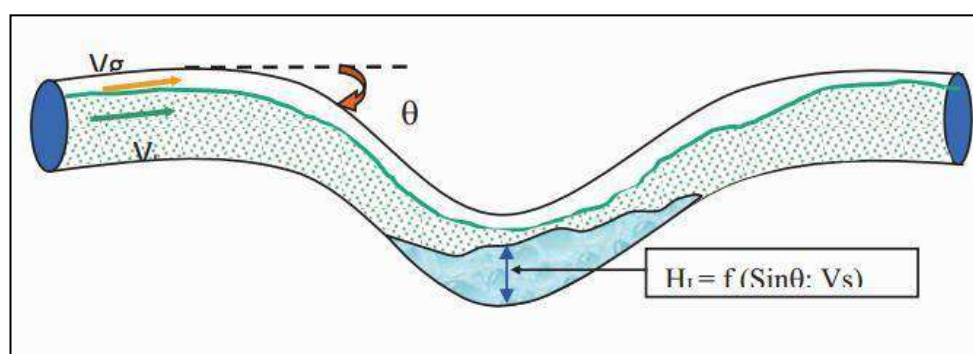


Figure III.4: Liquide hold-up.

III.2.2 Introduction de différentes corrélations :

Différentes corrélations de pertes de charge développées par divers auteurs ont été étudiées. 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. Elles sont soit applicables dans une conduite horizontale ou verticale, soit parfois dans les deux cas.

Un tableau récapitulatif pour quelques corrélations :

Tableau III.1 : Les corrélations.[6]

Corrélations	Conduite	
	Horizontale	Verticale
Ansari		X
Beggs & Brill Original	X	X
Beggs & Brill Revised	X	
Duns & Ros		X
Hagedorn & Brown		X
Mukherjee & Brill		X
No slip Assumption		X
Orkiszewski		X
Oliemans	X	

III.2.3 Ecoulement multiphasique à travers la duse :**➤ Régime critique :**

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur au point critique 0,5, le débit est fonction de la pression de tête seulement :

$$Q = A \cdot P_t \quad \text{et} \quad Q = \frac{\emptyset^{1.8}}{1000 k} P_t \quad (\text{III.3})$$

Q : débit d'huile (m^3/h).

\emptyset : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

➤ Régime transitoire :

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

$$0.5 < P_p/P_t < 0.75$$

➤ **Régime non critique :**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite non critique lorsque la pression amont duse (P_t) et le débit huile varient avec la variation de la pression aval duse (P_p) et toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits.[8]

Un régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport P_p/P_t est supérieur à 0,75., toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits.

Où :

$$Q = \frac{\phi^{1.8}}{1000 k} P_t \quad F(x) = 2.667 * \frac{P_p}{P_t \sqrt{1 - \left(\frac{P_p}{P_t}\right)}} \quad (\text{III.4})$$

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

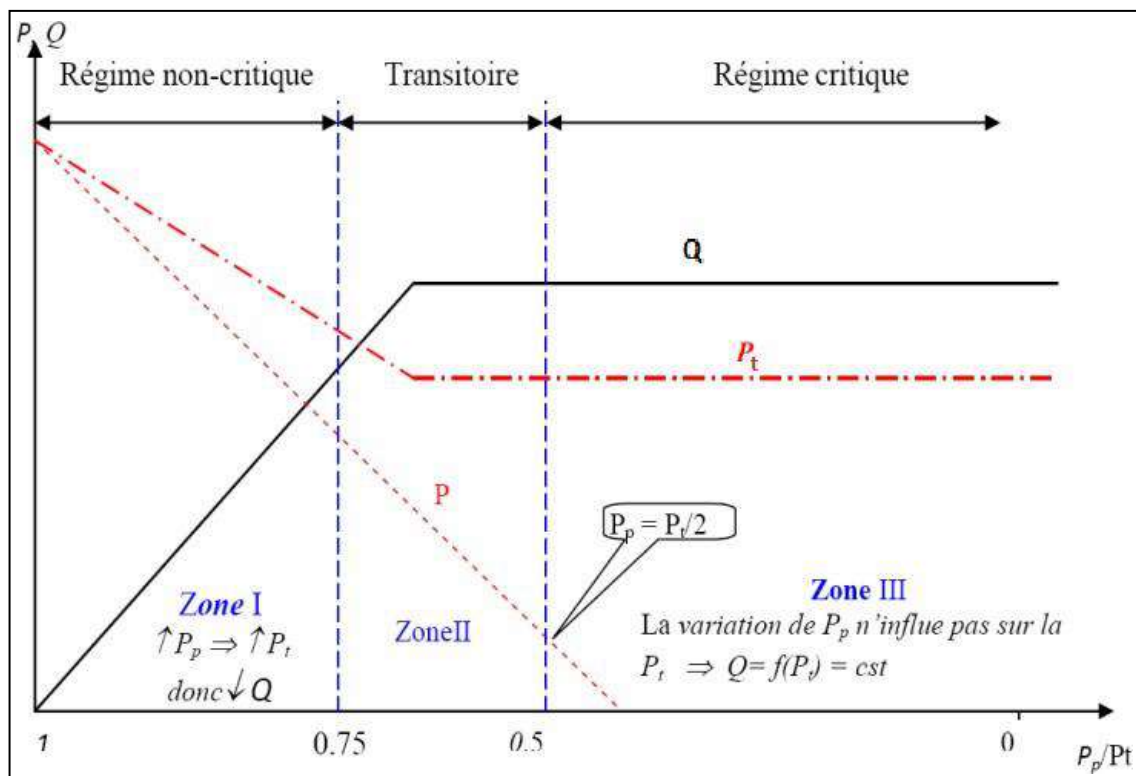


Figure III.5 : Régimes d'écoulement à travers la duse.[8]

III.3 PERFORMANCE DE RESERVOIR ET CALCUL DES PERTES DE CHARGE :

III.3.1 Introduction sur performance de réservoir :

L'un des composants les plus importants du système de production est le réservoir. C'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée d'hydrocarbures (huile et/ou gaz) limitée par une barrière de roche imperméable et qui est caractérisée par un système de pression unique.

L'écoulement vers le puits dépend de différence de pression dans le réservoir ($P_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche et celles des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, et le skin.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance ». La représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelée « inflow performance Relationship » ou IPR, il est défini comme la relation fonctionnelle entre le débit de production et la pression de fond, généralement cette relation est présentée sous une forme graphique, en traçant les pressions de fond sur l'axe des ordonnées et les débits de productions sur l'axe des abscisses. La combinaison d'une courbe IPR et d'une courbe reflétant la performance de la colonne de production (le tubing) identifie le point de fonctionnement du puits. [9]

III.3.2 Notion d'indice de productivité :

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits à produire. Il est défini par le symbole J qui est le rapport entre le débit entrant au puits et la chute de pression dans le réservoir pour une production de l'huile sans eau, l'indice de productivité est donné par [9] :

$$J = \frac{q_o}{p_r - p_{wf}} \quad (\text{III.5})$$

Où :

q_o : le débit de production de l'huile, STB/jour.

J : L'indice de productivité, STB/jour/psi.

P_r : La pression moyenne de l'aire de drainage (pression statique).

P_{wf} : La pression de fond, psi

L'indice de productivité est mesuré généralement pendant un essai de production sur le puits. Il est important de noter que l'indice de productivité est une mesure valide du potentiel de productivité de puits seulement si le puits coule au régime pseudo-steady state comme illustré sur la figure (III.6) :

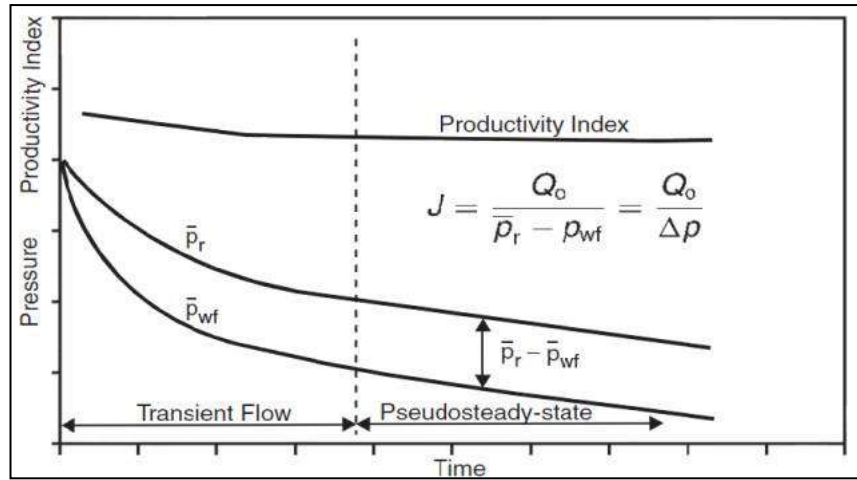


Figure III.6 : variation de l'IP en fonction de régime d'écoulement.

III.4 L'ANALYSE NODAL :

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production global (commençant par la pression statique du réservoir, et finissant avec celle de séparateur). C'est une technique d'optimisation employée pour analyser les problèmes de production et pour améliorer les performances du système de plusieurs de puits. Cette méthode est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent. La figure (III.7) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production

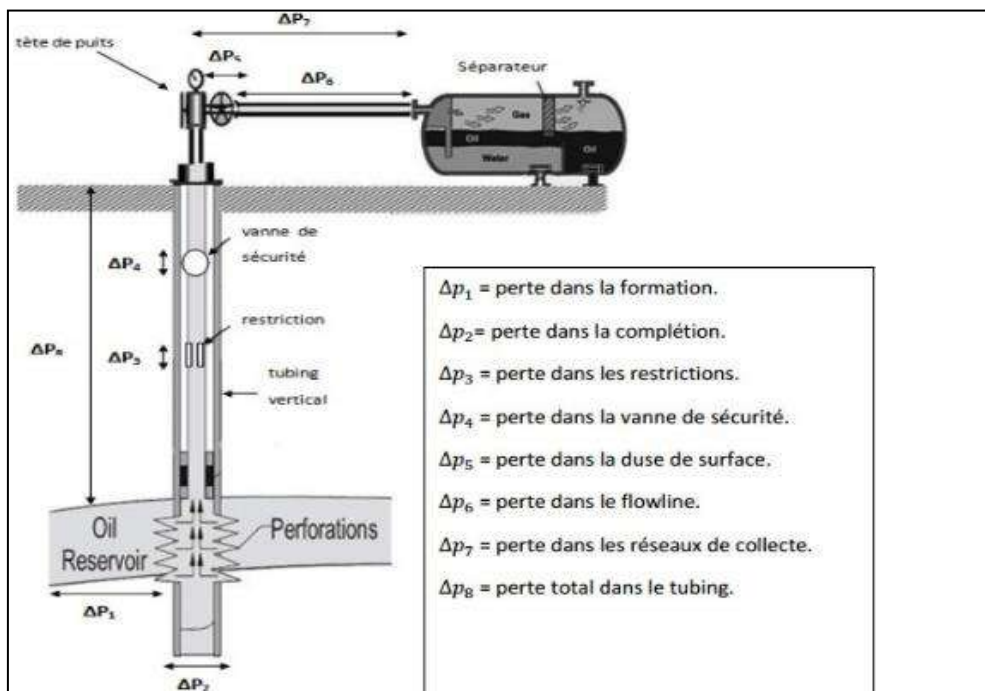


Figure III.7 : perte de charge possible dans un système de production.[9]

Les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

- ◆ L'écoulement dans le milieu poreux,
- ◆ Complétion,
- ◆ L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé,
- ◆ L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).[9]

III.4.1 Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits sera repris ou abandonné.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement le débit de production).
- Permettre l'identification rapide des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

III.4.2 Application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et degaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants :

- Diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau
- Choix du diamètre de la duse de surface
- Pression de tête du puits ou de séparateur.
- L'effet de la complétion.
- Le skin du puit

III.4.3 Concept de l'analyse nodale :

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations.

La Figure 3.7 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de pression dans l'une peut changer le comportement de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.[9]

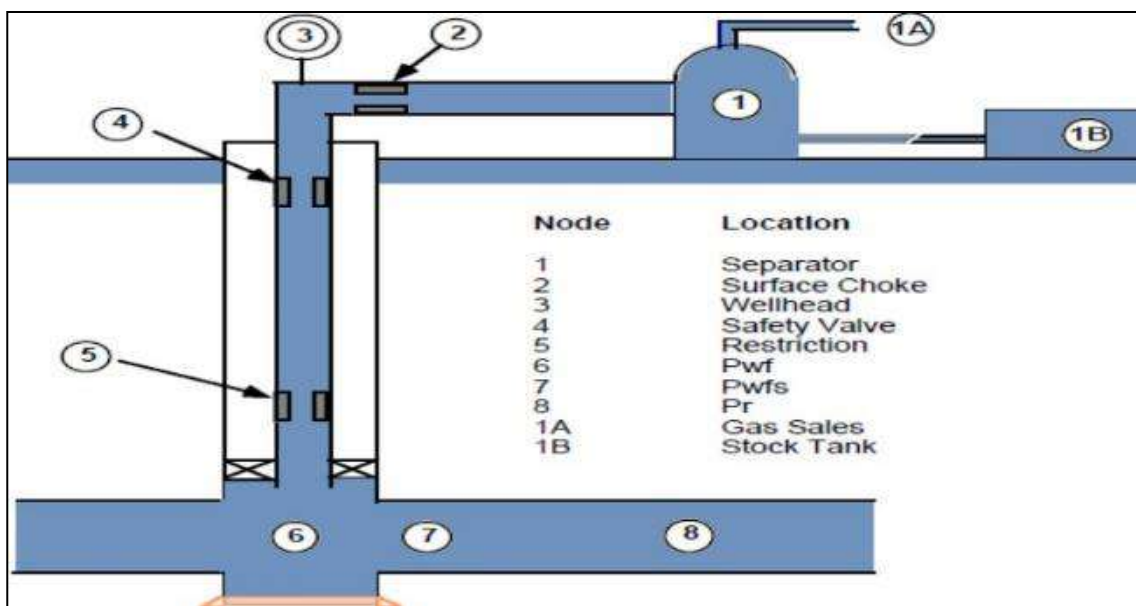


Figure III.8: les différentes positions possibles des nœuds.[9]

III.4.4 Procédure d'application de l'analyse nodale :

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.

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. 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 à ce dernier est déterminée par :

$$\text{Inflow: } P_{\text{node}} = P_r - dP$$

$$\text{Outflow: } P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + dP$$

$$\text{Où : } P_{\text{node}} = P_{\text{tête}} + dP$$

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'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.[9]

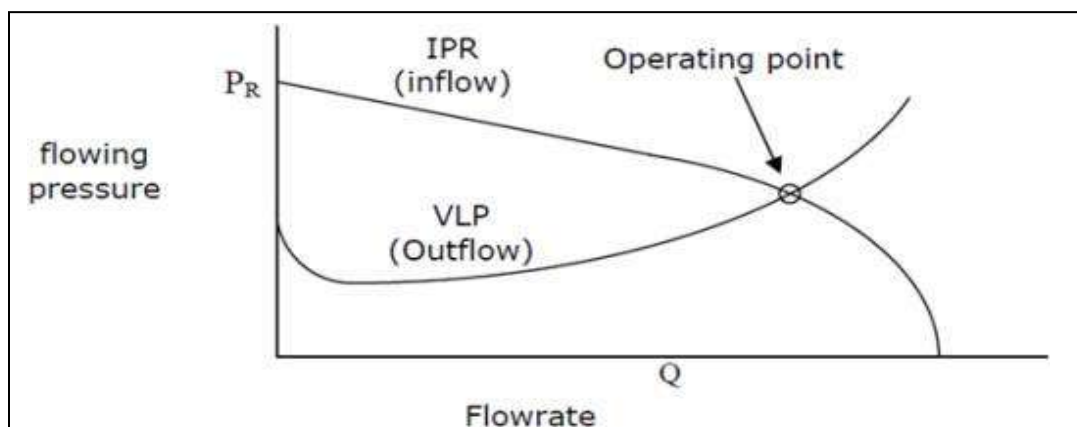


Figure III.9 : Courbe d'outflow et inflow.[9]

❖ **Choix des nœuds [10]**➤ **Nœud 1** : (séparateur)

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

Les données nécessaires sont :

- IPR mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.

La figure (III.10) montre l'effet des différentes valeurs de la pression de séparateur sur le débit de production du puits ; il est clair que la production est maximale si la pression de séparateur est aussi faible que possible.

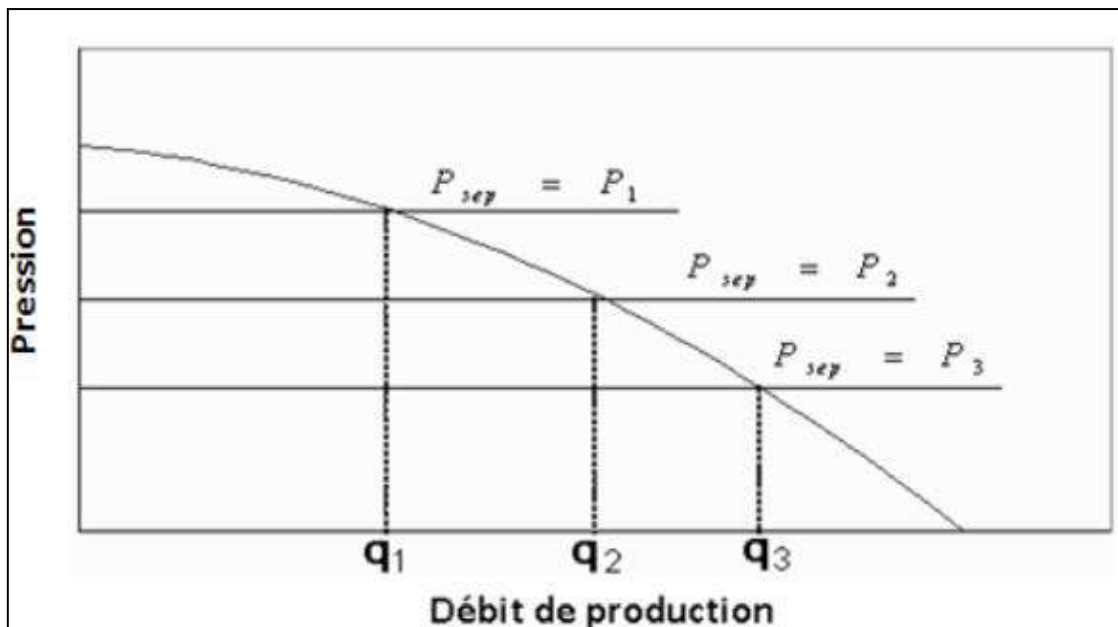


Figure III.10 : L'effet de la pression de séparation.

➤ **Nœud 2 :** (duse)

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

Les données nécessaires sont :

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.

La figure (III.11) montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits. L'augmentation du diamètre des duses est suivie par une augmentation de débit de production.

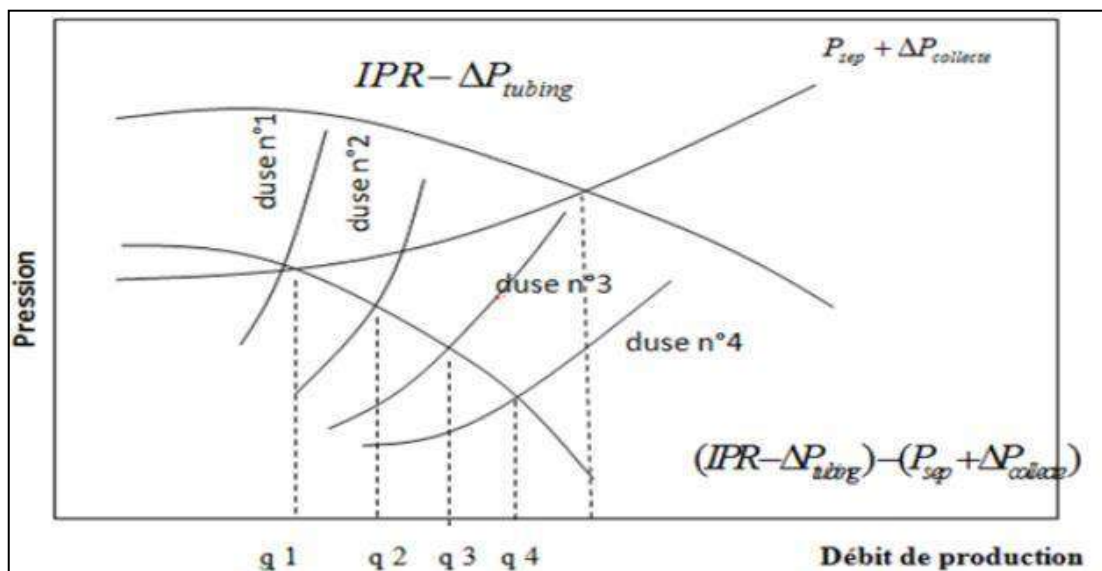


Figure III.11 : L'effet du diamètre de la duse.

➤ **Nœud 3 :** (tête du puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des conduites sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont :

- IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression du tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure (III.12) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits ; l'augmentation du diamètre de la collecte ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est suivie par une augmentation de débit de production ($q1 \rightarrow q2 \rightarrow q3$).

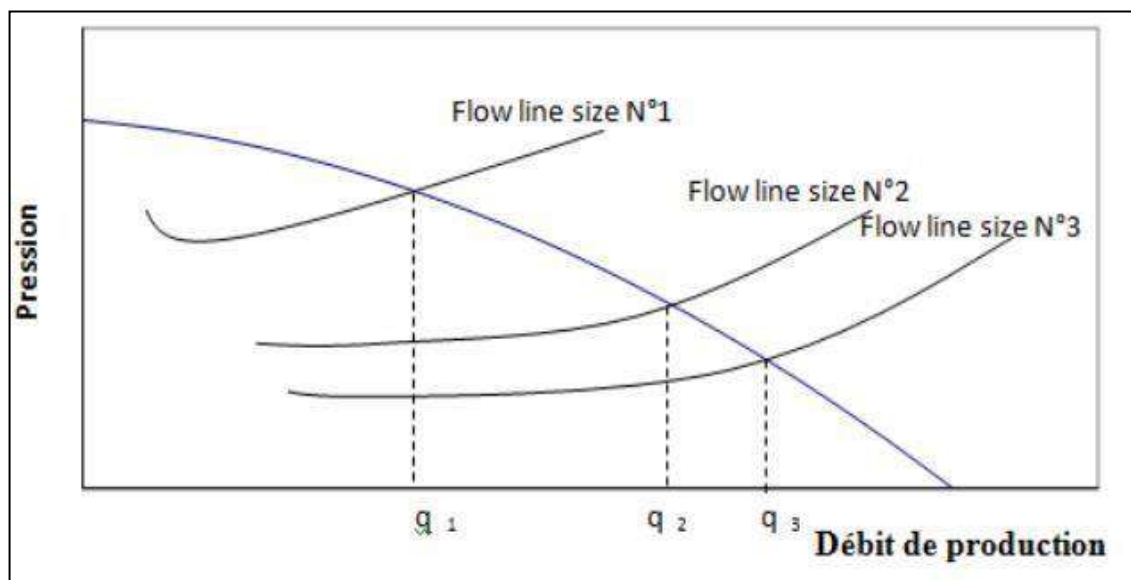


Figure III.12 : l'effet du diamètre du flowline.

➤ **Nœud 4** : (fond du puits) :

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

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure (III.13) montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits. On suppose que :

- IPR (1) : courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2) : courbe IPR pour une couche non colmatée ; non stimulée.
- IPR (3) : courbe IPR pour une couche stimulée.

Ces courbes indiquent le bénéfice de stimulation d'un puits.

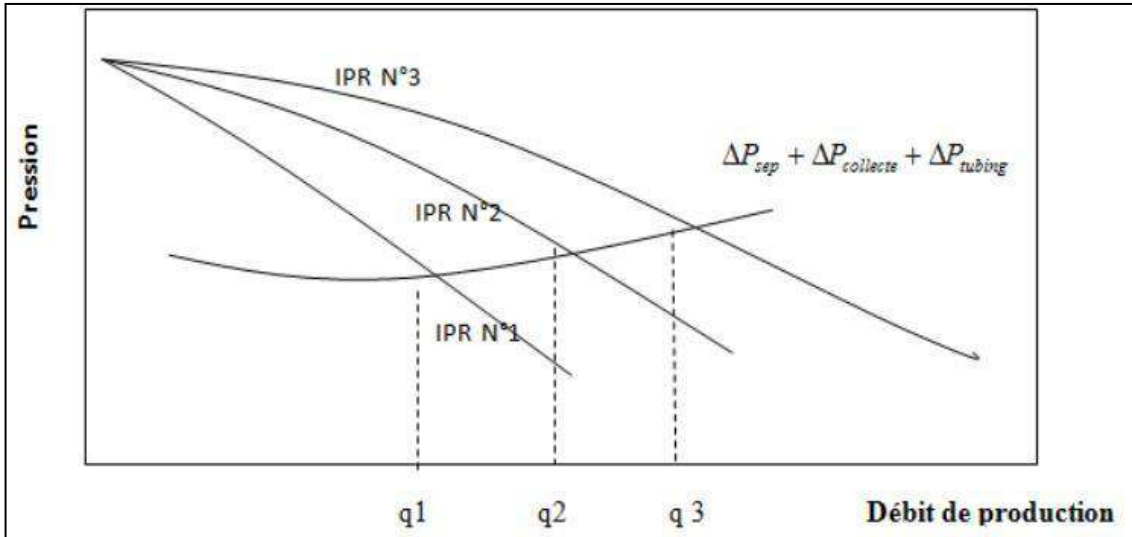
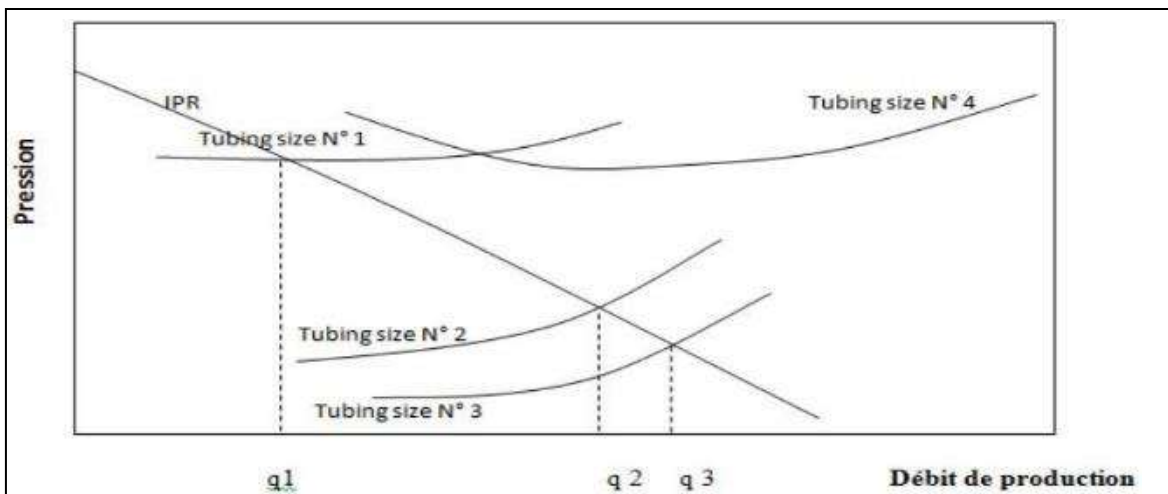


Figure III.13 : L'effet des différentes courbes IPR.

La figure (III.14) montre l'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits : l'augmentation du diamètre de tubing de (D1->D2->D3) est liée par une augmentation de débit sauf pour D4 qui a tué le puits, donc le D2 (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre



optimal du tubing pour ce puits.

Figure III.14 : L'effet du diamètre de tubing.

➤ **Nœud 5** : (réservoir)

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

Les données nécessaires sont :

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure (III.15) montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

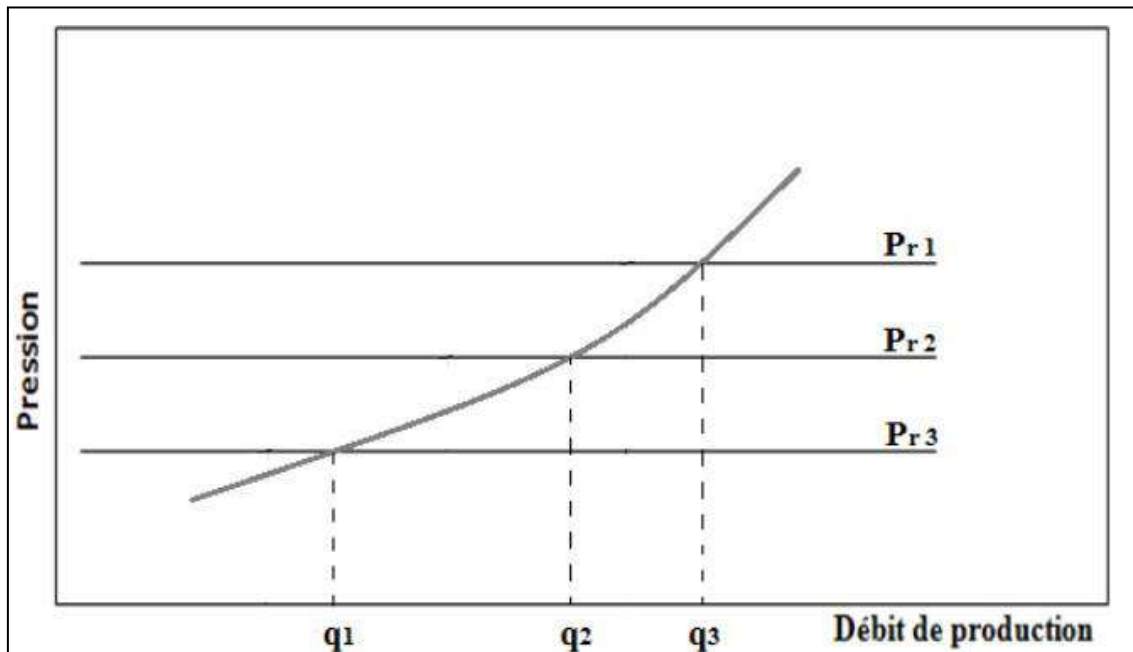


Figure III.15 : l'effet du déclin de la pression du réservoir.

Chapitre IV : Modélisation du réseau de collecte d'Amassak

INTRODUCTION :

Schlumberger a une grande expérience dans la conception et l'optimisation des systèmes de production de pétrole et de gaz en particulier dans le transport des fluides d'hydrocarbures. Le développement de la collecte, et le transport de fluides d'hydrocarbures nécessite une combinaison de connaissances théoriques détaillées et une expérience pratique du comportement complexe des mélanges d'hydrocarbures multiphasique.

Schlumberger est à la pointe du développement de logiciels pour l'industrie du pétrole et du gaz avec le logiciel de production Avocet qui inclut PIPESIM, OFM et DECIDER ! Ces outils ont été appliqués avec succès par la plupart des grandes compagnies pétrolières.[11]

IV.1 PRESENTATION DU LOGICIEL PIPESIM :

PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur d'écoulement polyphasique utilisé dans la conception et l'analyse diagnostique des systèmes de production pétrolières et gazières.

C'est un outil de modélisation du réservoir vers la tête de puits, de complexes puits individuels à de vastes réseaux de production, le simulateur PIPESIM permet une optimisation de la production au cours du cycle de vie complet.[11]

IV.1 ALGORITHME SOLUTION UTILISE PAR PIPESIM :

PIPESIM peut aider à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec précision. Les calculs de sensibilité nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de ce système. Par la fonction Matching, PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système est réglé aux vraies données du champ, PIPESIM peut être utilisé pour modéliser le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres.

Pour réaliser l'objectif de notre travail, nous avons utilisé les modèles suivants :

- ◆ *Well Performance Analysis* : Ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le modèle du réseau.
- ◆ *Network Analysis* : Ce modèle nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout un réseau de puits et d'étudier l'effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits.

Algorithme Solution utilisé par PIPESIM dans le calcul des pertes de charge est :

- a. Calculer la solution dans le sens d'écoulement.
- b. Divisez chaque pipeline en segments déterminés automatiquement.
- c. Pression d'équilibre et de l'énergie dans chaque segment.
- d. Calculer les propriétés des fluides à des conditions moyennes dans chaque segment.
- e. Déterminer le régime d'écoulement du gaz et des vitesses superficielles liquides.
- f. Faire des itérations jusqu'à ce que la convergence soit atteinte avant de passer au segment suivant.

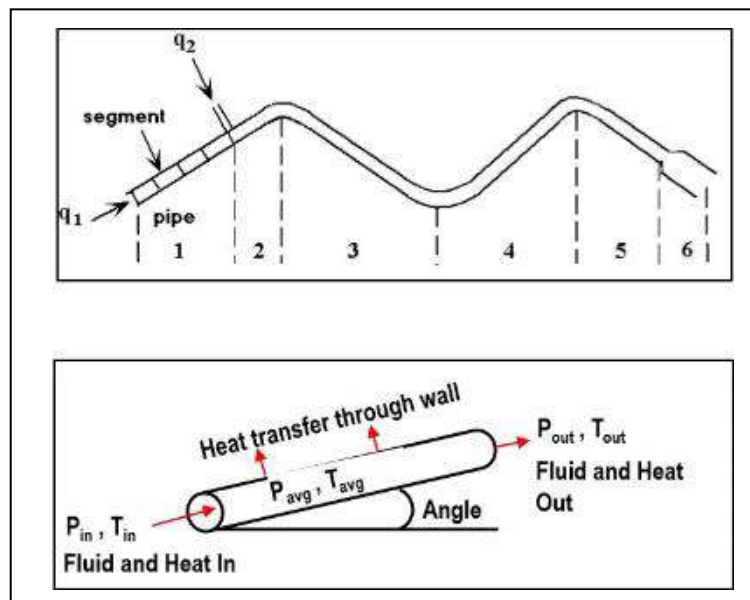


Figure IV.1 : Division de chaque pipeline en segments.[11]

Dans PIPESIM il est introduit des corrélations empiriques d'écoulement en vertical (V), Horizontal (H), et de tous les tuyaux avec inclinaison (A). Comme :

- Duns & Ros (V).
- Orkiszewski (V).
- Hagedorn & Brown (V)
- Oliemans (H)
- Beggs & Brill (A).
- Mukherjee & Brill (A).

Chaque corrélation empirique d'écoulement a été mise au point pour certains fluides, sous certaines conditions d'écoulement et à une précision associée.[11]

Chaque corrélation d'écoulement présente des zones d'application et des limites. L'utilisation des corrélations de flux à l'extérieur de ces zones d'application peut entraîner des erreurs importantes.

IV.3 Présentation des puits à étudier :

Le champ d'Amassak compte actuellement 41 puits plus les 2 puits de TRNW, destinés à être producteurs d'huile. Dont 25 puits en exploitation. Le tableau suivant représente l'état actuel des puits :

Tableau IV.1 : L'état actuel des puits.

Puits	Type	Statut actuelle	Observation
AMA1	HP	Ouvert	En production
AMA10	HP	Ouvert	En production
AMA11	BP	Ouvert	En production
AMA13	HP	Fermé	Fort GOR
AMA14	HP	Fermé	Entouré par des puits injecteurs
AMA15	HP	Ouvert	En production
AMA17	BP	Fermé	Attente Gas-lift
AMA19	BP	Ouvert	En production
AMA2	BP	Ouvert	En production
AMA22	BP	Ouvert	En production
AMA23	HP	Fermé	Fort GOR
AMA24	HP	Ouvert	En production
AMA25	HP	Ouvert	En production
AMA26	HP	Fermé	Fort GOR
AMA29	HP	Ouvert	En production
AMA31	BP	Fermé	Entouré par des puits injecteurs
AMA32	BP	Ouvert	En production
AMA38	HP	Fermé	100% d'eau
AMA4	HP	Fermé	Fort GOR
AMA41	HP	Fermé	100% eau
AMA42	HP	Fermé	Débit nul

AMA43	HP	Ouvert	En production
AMA44	HP	Fermé	Débit nul après frac
AMA45	BP	Fermé	Puits noyé
AMA46	BP	Fermé	Communication fracturé Fort Wcut
AMA47	HP	Ouvert	En production
AMA48	HP	Ouvert	En production
AMA49	HP	Fermé	Fort GOR
AMA50	HP	Ouvert	En production
AMA51	HP	Ouvert	En production
AMA52	BP	Ouvert	En production
AMA54	HP	Fermé	Après frac % d'eau élevé
AMA56	BP	Ouvert	En production
AMA57	BP	Ouvert	En production
AMA58	HP	Fermé	Candidat Short radieuse
AMA59	HP	Ouvert	En production
AMA6	HP	Ouvert	En production
AMA60	BP	Fermé	Puits noyé
AMA62	HP	Ouvert	En production
AMA65	HP	Ouvert	En production
AMA7	HP	Fermé	Débit nul
TRNW1	BP	Ouvert	En production
TRNW2	BP	Ouvert	En production

IV.4 MODELISATION D'UN PUIITS :

Le software PIPESIM sera utilisé pour la modélisation des différentes opérations d'optimisation.

Pour éviter d'encombrer cette thèse avec les figures et les tableaux, le puits AMA62 est choisi comme model de présentation, cela dit que ses données et résultats seront présentés en détails pour chaque opération. Pour les autres puits, seulement les résultats finaux seront présentés.

IV.4.1 Création du modèle de fluide (Black oil model) :

→ *Propriétés des fluides :*

Tableau IV.2 : Propriétés du fluide produit.

Type de fluide	Huile
Wcut %	4.51
GOR sm ³ /sm ³	195
Gas S.G	0.724
Water S.G	1.02
API	41.06

→ *Données de calibration avancée (Multi point calibration) :*

Tableau IV.3 : Donnés de calibration PVT.

P [Bar]	FVF (Bo)	Rs m ³ /m ³	μg [Cp]	μo [Cp]
1.01	1.028	0.00	0.0102	2.014
21.70	1.162	37.12	0.0119	1.212
42.38	1.200	51.83	0.0135	0.957
69.96	1.245	70.54	0.0145	0.724
104.43	1.303	95.25	0.0159	0.523
138.91	1.367	122.58	0.0177	0.385
161.81	1.413	142.72	0.0190	0.318
187.17	1.470	167.50	0.0200	0.259
194.75	1.466	167.50	0.0210	0.264
207.86	1.460	167.50	0.0217	0.272
242.33	1.444	167.50	0.0242	0.294
276.80	1.430	167.50	0.0264	0.316
311.28	1.417	167.50	0.0284	0.338
345.75	1.406	167.50	0.0304	0.360

Une fois ces données sont intégrées dans la section « Black Oil Properties », et après avoir trouvé les mêmes valeurs des paramètre FVF, Rs, μg, μo a la pression de bulle qui est 187.17Bar et à la température du réservoir qui est dans notre cas 80.5°C. Alors les donnée PVT de ce puits sont intégrées.

IV.4.2 Création modèle réservoir :

Les pressions statiques enregistrées dans l'ensemble des puits d'Amassak sont toutes inférieures à la pression de bulle (187.17 Bar). Le modèle IPR qui convient pour telles

conditions est le modèle Vogel pour les réservoirs d'huile saturé.

Tableau IV.4 : Données utilisées pour générer l'IPR du puits AMA62.

IPR model	Equation de Vogel	
Réservoir data	Pression statique [Barg]	141.359
	Température [°C]	80.5
AOFP calculation data	Débit de test [m ³ /j]	63.5
	Pression de fond dynamique [Barg]	68.457
	Pression de fond statique [Barg]	141.359

→ *Les données de complétion :*

AMA62 c'est un puits vertical équipé en complétion simple. Les données utilisées pour modéliser sa complétion sur PIPESIM sont les suivantes :

Tableau IV.5 : Données de complétion.

Simple tubing model	MD [m]	ID [inch]
Configuration tubing	1961.03	2.441
Configuration casing	1992.4	6.184
MD et TVD Perforation [m]	1992.4	
Réservoir Température [°C]	80.5	

IV.4.3 Choix de corrélation de pertes de charge pour les écoulements verticaux :

Les données de test utilisées pour la comparaison des corrélations des pertes de charge :

Tableau IV.6 : Données de test utilisées pour le choix de corrélation des pertes de charge

Test info		
Puits	AMA62	
Données de jaugeage		
Débits [m ³ /j]	63.5	
Pression de tête [Barg]	20	
GOR [sm ³ /sm ³]	195	
Water-cut [%]	4.51	
Données Amerada		
MD [m]	Pression [Barg]	Température [°C]
0	20	27.71
1992.4	68.457	79.37

Les corrélations à comparées :

- Ansari.
- Beggs & Brill Original.
- Duns & Ros.
- Hagedorn & Brown.
- Mukherjee & Brill.
- No Slip Assumption.

PIPESIM calcule pour chaque corrélation, l'erreur RMS totale (Root Mean Square) ainsi que les facteurs de friction, de liquid holdup et de transfert thermique. La corrélation à choisir est celle qui présente le taux d'erreurs le plus faible. Si certaines corrélations présentent des erreurs proches les unes des autres, on choisira celle dont les facteurs (friction, liquid-holdup & transfert thermique) sont proches de l'unité. La figure (IV.2) ci-après montre les résultats obtenus :

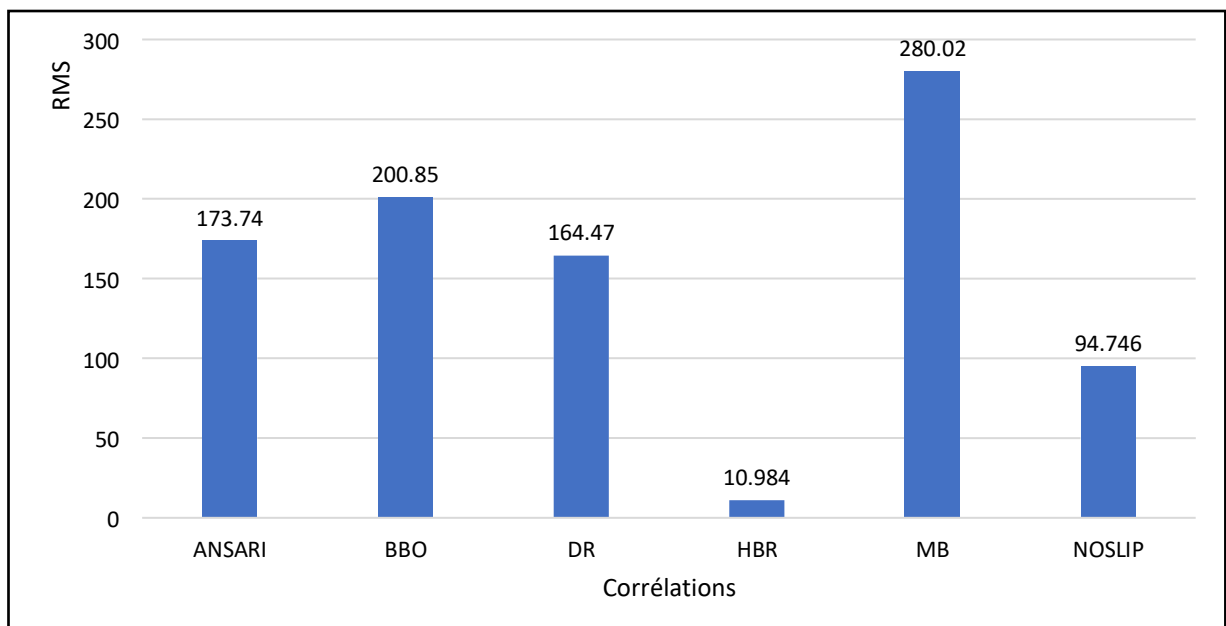


Figure IV.2 : RMS totale pour chaque corrélation (Résultats PIPESIM).

La corrélation « Hagedorn & Brown », présentent les erreurs les plus faibles, et tous ces paramètres sont meilleurs que les autres.

Alors la corrélation « Hagedorn & Brown » de l'écoulement vertical est celle qui convient le plus pour ce modèle.

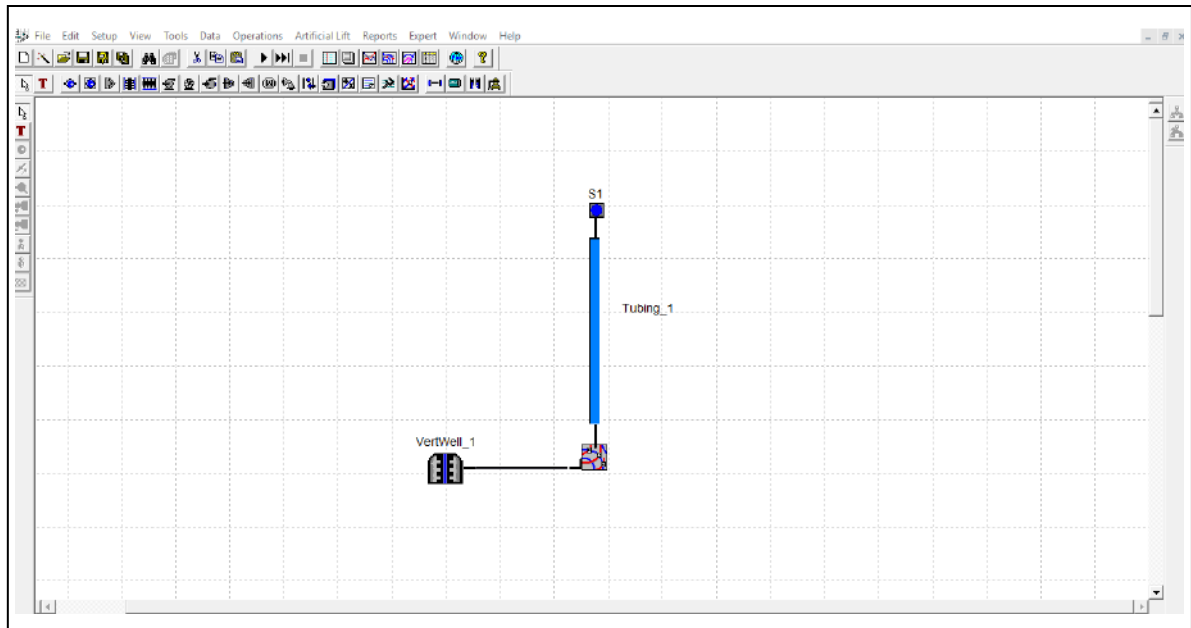


Figure IV.3 : Modélisation du puits AMA62 sur PIPESIM.

IV.4.4 Validation du modèle :

❖ Résultats de modélisation :

Les deux courbes IPR et Outflow du puits AMA62 sont représentées sur la figure (IV.4). Leur intersection donne les conditions de production. Le débit et la pression de fond calculés par PIPESIM sont très proches des données de test Tableau (IV.7), ce qui veut dire que le modèle créé est bien matché.

Tableau IV.7 : Comparaison entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés.

	Mesuré	Calculé	Erreur %
Débit [m3/d]	63.5	63.493	0.01
	Mesurée	Calculée	Erreur %
Pression de fond dynamique [Barg]	68.457	68.383	0.11

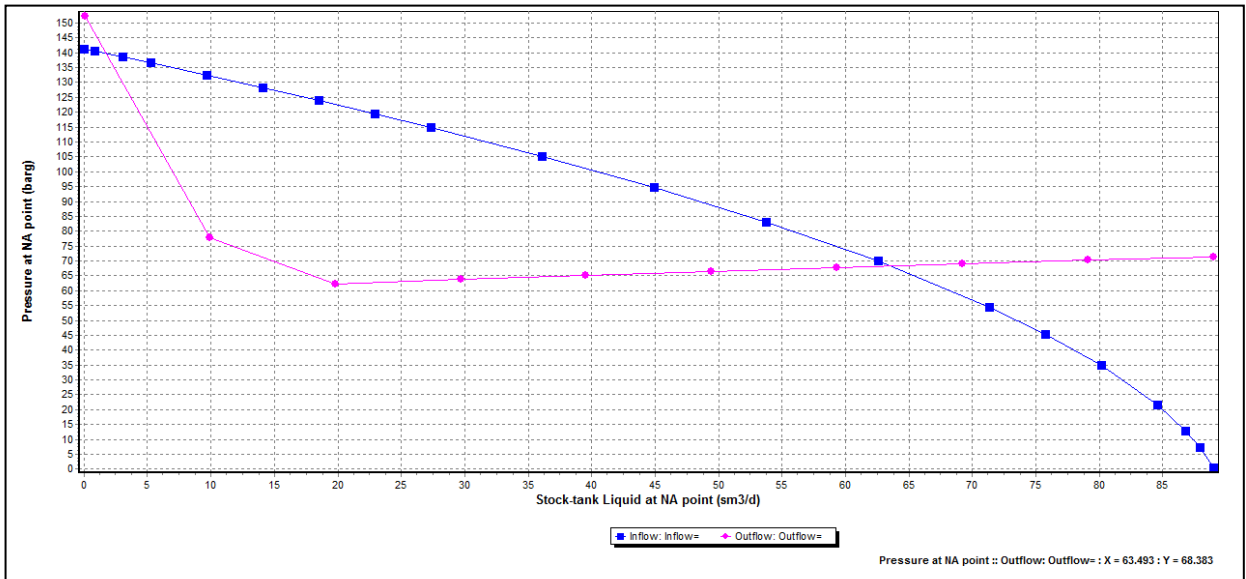


Figure IV.4 : Courbes IPR et Outflow du puits AMA62.

❖ **Validation :**

Après introduction de test de jaugeage (voir tableau IV.8). Le débit calculé est très proche du débit mesuré avec une erreur acceptable tableau (IV.9). Alors, le modèle est bien validé et est prêt à être utilisé.

Tableau IV.8 : Données du test de jaugeage (AMA62).

Débit d'huile [m3/j]	45.3
GOR [sm3/sm3]	856.5
Water-cut [%]	0
Pression tubing [barg]	44.2

Tableau IV.9 : Comparaison entre le débit mesuré et calculé.

Débit [m3/d]	Mesuré	Calculé	Erreur %
	45.3	45.228	0.16

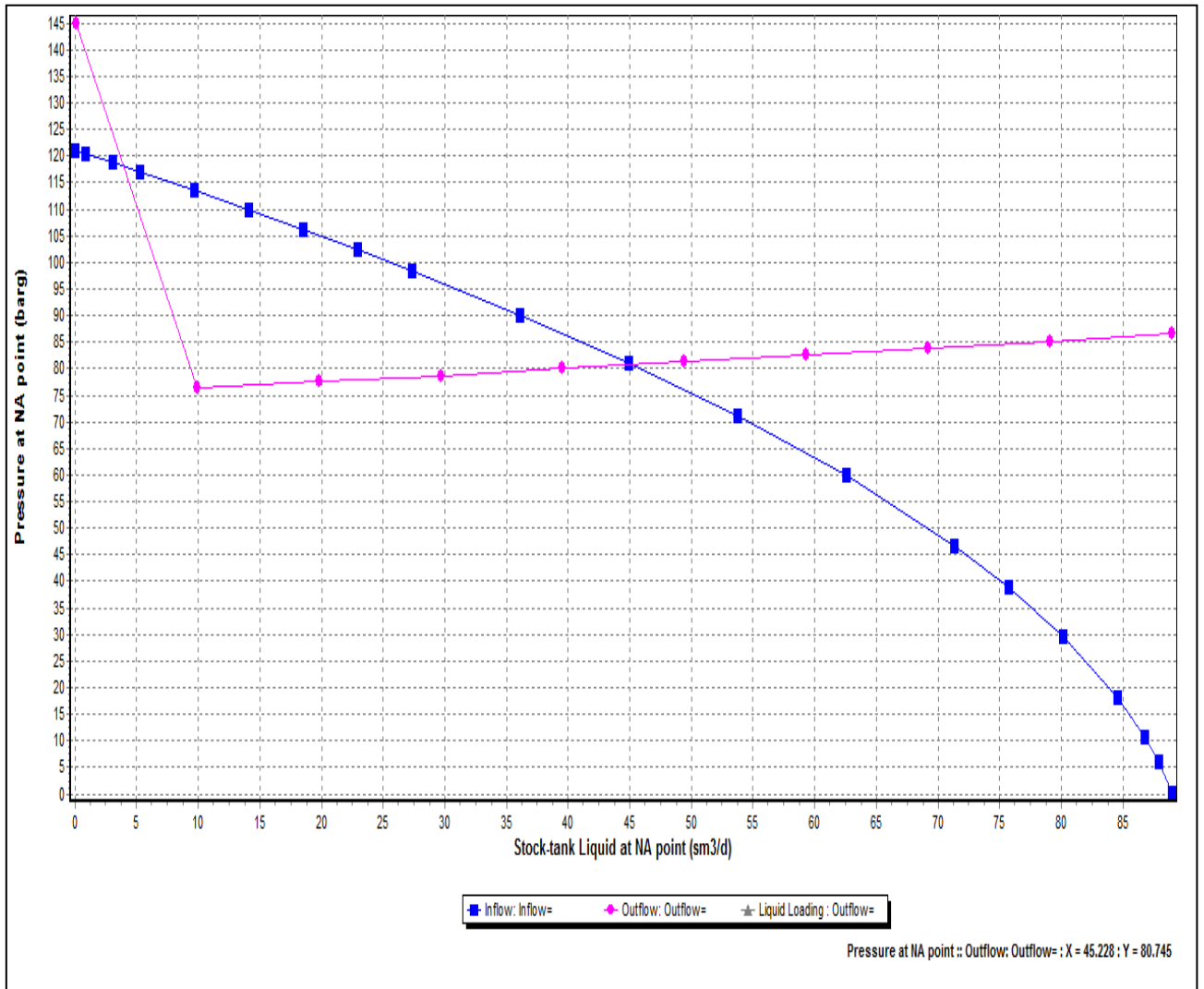


Figure IV.5 : Nouvelle courbes IPR et Outflow du puits AMA62

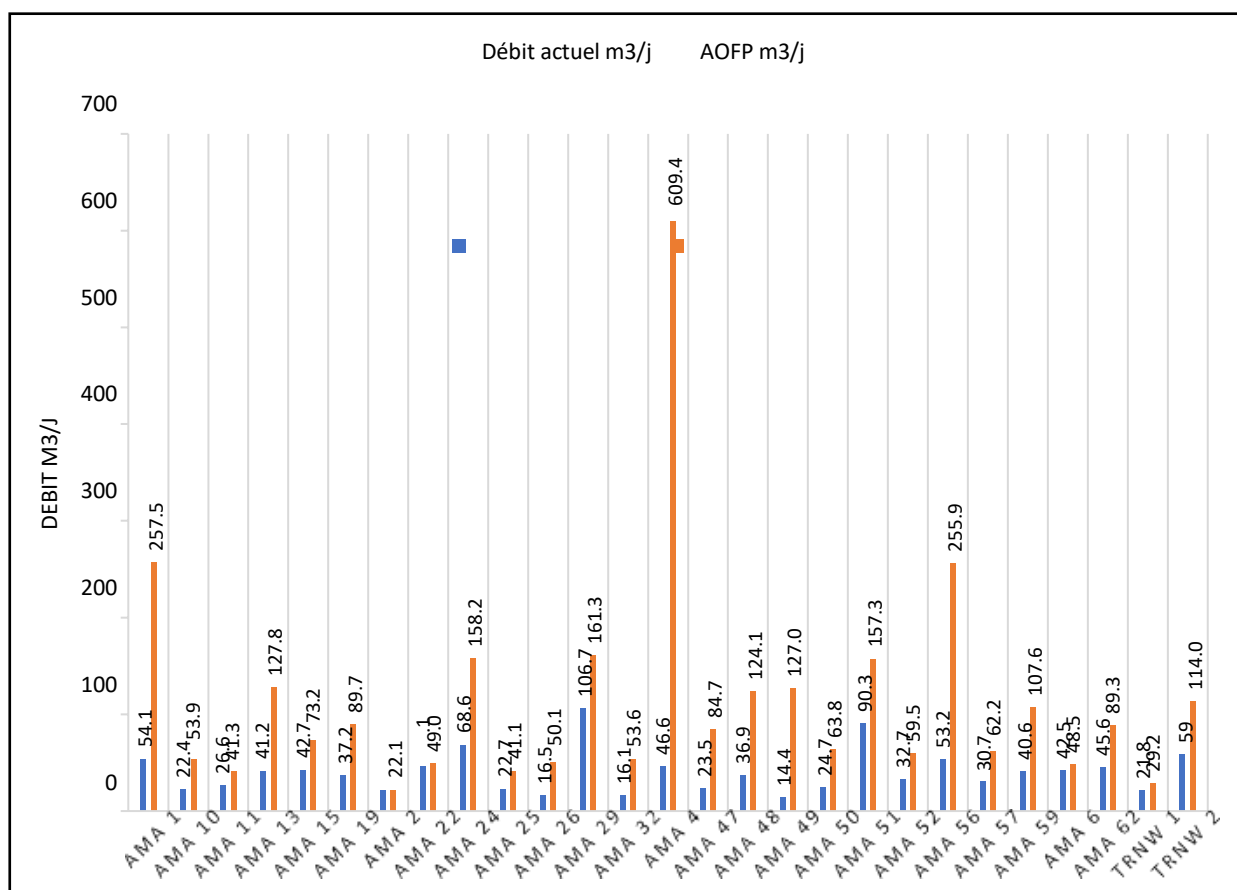


Figure IV.6 : Débits actuels & AOFP des puits en service.

IV.4.5 Calage du puits jusqu'au Manifold satellite avec duse intégrée :

Comme ce puits AMA62 va être intégré dans le réseau du collecte d'Amassak, sa duse et sa ligne du collecte 4'' qui le relie au MFDS6 doivent être calées avec la pression du manifold.

On intègre une duse de diamètre 26/64 inch sur la tête du puits, et on relie le puits à une ligne 4'' (on introduit sa distance et son élévation respective dans « Detailed view »), et on choisit la corrélation pour l'écoulement horizontal qui est dans notre cas « Beggs & Brill Revised, TaitelDukler map » qui a représenté la valeur de RSM la plus faible.

Dans le menu « **Operations** », on exécute l'opération « **Pressure/Temperature Profile** » pour obtenir le profil de pression du puits AMA62. On introduit le débit du puits et la pression de sortie 20 Barg (outlet pressure) qui est la pression prise au niveau du manifold MFDS6.

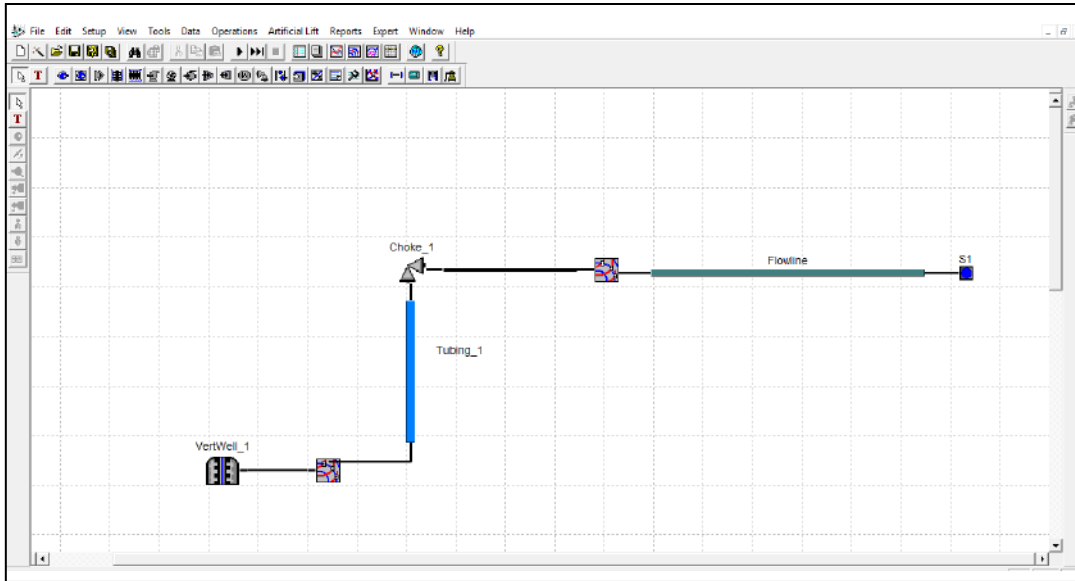


Figure IV.7 : Modèle du puits AMA62 sur PIPESIM.

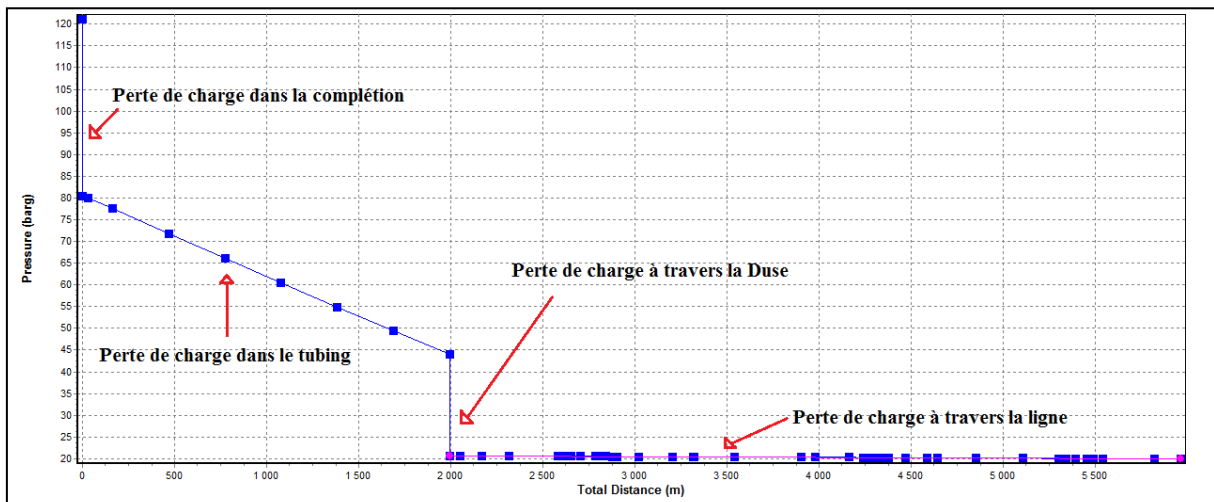


Figure IV.8 : Données de profil de pression du puits AMA62.

Une fois cette étape est franchie, on peut dire que le puits est prêt à être intégré dans le réseaumodélisé.

IV.5 ETUDE DES SENSIBILITES :

Généralement les sensibilités sont déterminées par rapport aux paramètres qui influent sur la performance des puits. Chaque puits a son comportement de production selon la variation des paramètres tel que :

- Déplétion (chute de pression de gisement), Percée de gaz et Eau (GOR, Wc) et l'indice de Productivité (IP).
- Changement des paramètres mécaniques (Complétion, Duse, pipe ...).

Le taux de production dans certains puits éruptifs étant contrôlé par des duses, il peut exister une contre-pression dans les conduites en amont.

Les puits éruptifs sont contrôlés par une duse au niveau de la surface ou par une duse placée dans le tubing. Les duses en surface comme celles en subsurface créent une contre-pression dans la conduite par réduction de la vitesse de l'écoulement en amont. La contre-pression exercée par les duses ou par d'autres réducteurs augmentent la pression de fond.

L'augmentation de la pression de fond en débit diminue la chute de pression du réservoir vers le puits. La contre-pression s'associe à la pression hydrostatique dans le puits et ces deux pressions contribuent à l'équilibre de la pression du réservoir. La pression de fond en débit est égale à la somme de toutes les contre pressions en aval (pression hydrostatique, pertes de charge, pression de traitement).

Les duses de surface comme celles de fond contrôlent le débit en diminuant le diamètre intérieur effectif du trajet d'écoulement. Cette perte de charge est voulue, car elle permet de garder le contrôle du débit pour un puits éruptif.

La figure (IV.9) montre les courbes Outflow correspondant à différentes valeurs du diamètre de la duse pour le puits AMA62. Le débit de production augmente avec l'augmentation du diamètre de la duse.

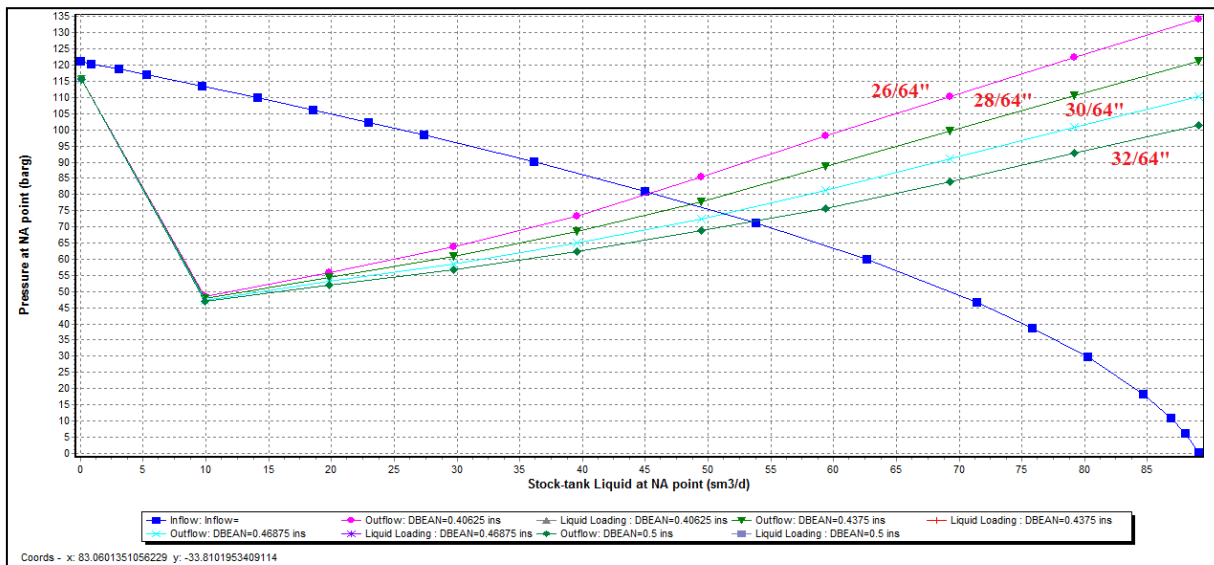


Figure IV.9 : Influence de diamètre de la duse sur le débit de production.

IV.2 MODELISATION DU RESEAU DE COLLECTE D'AMASSAK SUR PIPESIM :

La modélisation d'un réseau de collecte sur PIPESIM passe par deux étapes :

- ✓ Création du modèle physique en spécifiant les puits, les pipes et leurs dimensions, les séparateurs et leur pression de séparation, et l'introduction des conditions limites.
- ✓ Exécution du modèle.

IV.6.1 Création du modèle physique : Dans notre travail on procède à la modélisation des manifolds satellite un par un en intégrant les puits modélisés précédemment.

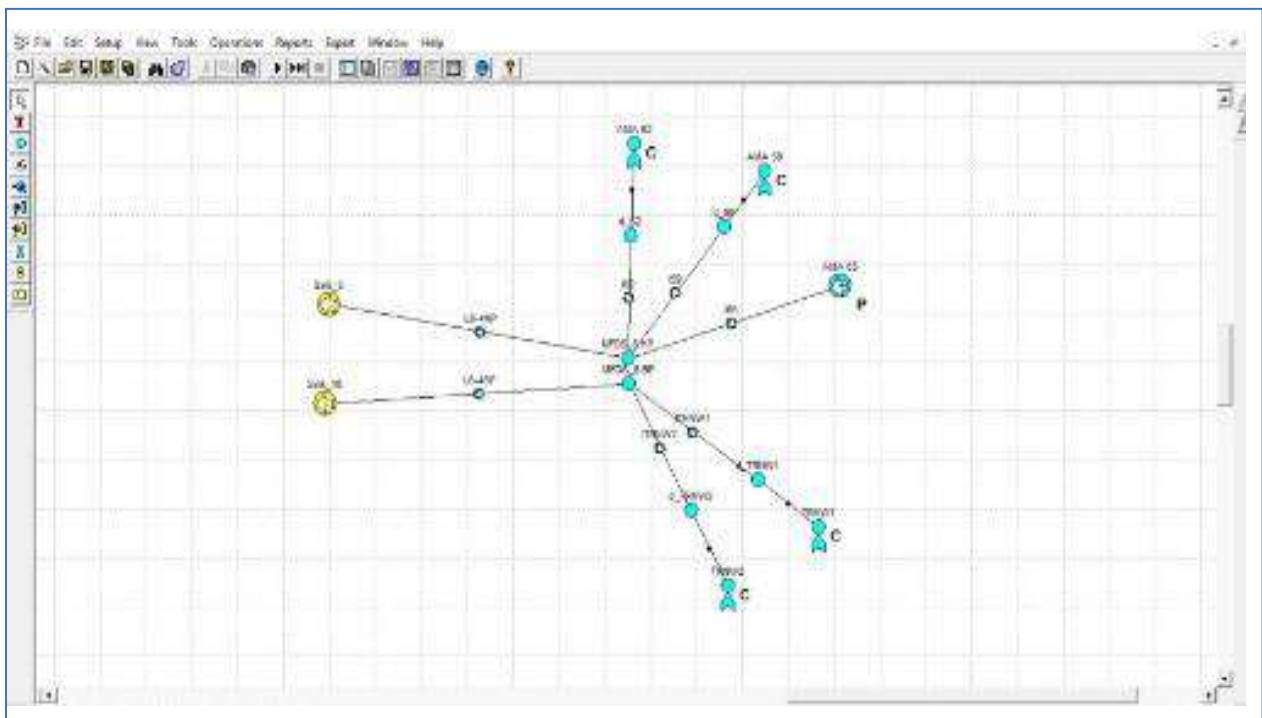


Figure IV.10 : Manifold satellite MFDS 6.

Pour qu'un modèle s'exécute avec succès, on doit lui introduire le nombre exact de conditions limites (boundary conditions). Ces conditions, comme leur nom l'indique, sont introduites dans les éléments trouvant aux limites du réseau, c'est-à-dire aux éléments ayant une seule connexion (un puits producteur, une source ou un séparateur). Les conditions limites d'un réseau peuvent être introduites sous l'une des trois formes suivantes :

- En termes de débit ;
- En termes de pression ;
- En termes de courbe PQ (Pression-débit).

Le nombre de conditions limites nécessaires pour un réseau :

$$N_{cl} = N_p + N_s + N_b$$

Avec :

N_{cl} : Nombre de conditions limites nécessaires pour le modèle ;

N_p : Nombre de puits ;

N_s : Nombre de sources ;

N_b : Nombre de bacs ou de séparateurs.

Pour notre cas, les conditions limites sont introduites en termes de courbe de performance PQ (Pression-débit) au niveau des puits et de pression de tête au niveau des sources et de pression au niveau du manifold et au niveau des séparateurs HP et BP.

IV.6.2 Exécution du modèle :

Après l'exécution de notre modèle, une fois le débit produit au niveau de chaque puits et sa pression de tête et sa pression aval duse correspond à notre model puits, avec une tolérance d'erreur admissible de 5% sur la pression et de 10% sur le débit, on peut dire que le modèle de notre manifold satellite est juste, et le débit produit au niveau de ce manifold est calculé par PIPESIM. Les tableaux (IV.10) et (IV.11) représentent les résultats après convergence de notre model.

Le réseau global représente l'assemblage des différents manifolds satellites modélisés. On spécifie les lignes qui relient chaque manifold satellite au manifold centre avec leurs dimensions, et on choisit la bonne corrélation d'écoulement horizontal pour chacun d'eux de la même manière appliquée à la ligne qui relie chaque puits au manifold satellite. La figure (IV.11) représente le réseau d'Amassak final.

Tableau IV.10 : Comparaison entre les mesures et les résultats de calculs pour les puits ouverts

Puits	Ptbg calculé [Barg]	Ptbg mesuré [Barg]	Erreur %	Pad calculé [Barg]	Pad mesuré [Barg]	Erreur %	Débit calculé [m3/j]	Débit mesuré [m3/j]	Erreur %
AMA1	40.94	41	0.15	13.68	13.78	0.73	54.03	54.1	0.13
AMA10	37.97	38	0.08	15.07	15.16	0.59	23.7	23.696	0.02
AMA11	10.34	10.34	0.00	8.25	8.27	0.24	26.608	26.596	0.05
AMA15	47.89	46.4	3.21	19.25	19.7	2.28	41.822	42.7	2.06
AMA19	19.94	20	0.30	13.66	13.78	0.87	37.313	37.2	0.30
AMA2	22.57	22.5	0.31	5.53	5.51	0.36	21.101	21.1	0.00
AMA22	18.93	19	0.37	8.31	8.27	0.48	47.086	47.1	0.03
AMA24	73.64	74	0.49	18.65	19.5	4.36	68.565	68.6	0.05
AMA25	27.94	28	0.21	19.19	19.3	0.57	22.715	22.688	0.12
AMA29	45.07	44	2.43	13.11	14	6.36	105.1	106.7	1.50
AMA32	9.18	9	2.00	6.07	6	1.17	15.776	16.1	2.01
AMA43	100	100	0.00	15.9	16	0.62	38.2	38.2	0.00
AMA47	27.99	28	0.04	14.88	15	0.80	23.552	23.5	0.22
AMA48	73.95	74	0.07	17.91	19	5.74	37.507	36.9	1.64
AMA50	29.88	30	0.40	19.19	19.3	0.57	24.781	24.745	0.15
AMA51	55.96	56	0.07	13.68	13.78	0.73	90.224	90.309	0.09
AMA52	9.99	10	0.10	6.91	6.89	0.29	32.678	32.7	0.07
AMA56	12.21	12	1.75	6.8	6.89	1.31	51.754	53.2	2.72
AMA57	11.92	12	0.67	5.58	5.51	1.27	30.783	30.7	0.27
AMA59	59.96	60	0.07	19.91	20	0.45	40.597	40.6	0.01
AMA6	20.87	20.4	2.30	17.75	17.1	3.80	42.367	42.5	0.31
AMA62	43.96	44	0.09	20.55	20.68	0.63	45.547	45.575	0.06
AMA65	32	32	0.00	19.94	19.3	3.32	31.549	31.4	0.47
TRNW1	15.22	15.16	0.40	11.01	11.03	0.18	21.743	21.757	0.06
TRNW2	12.39	12.25	1.14	9.63	9.65	0.21	55.555	55.427	0.23

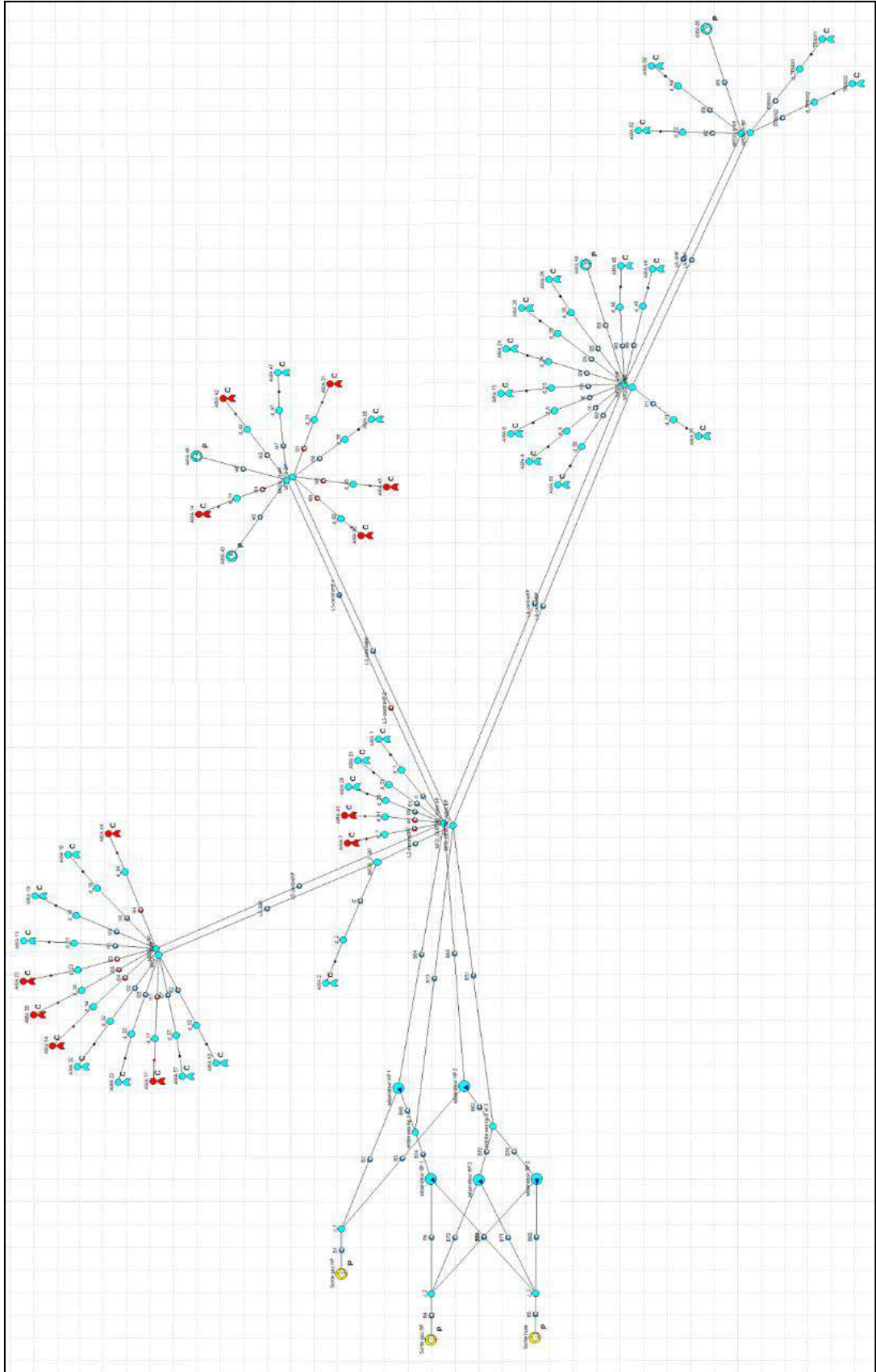


Figure IV.11 : Réseau d'AMASSAK modélisé.

Tableau IV.11 : Comparaison entre les mesures et les résultats de calculs pour les manifolds.

Manifold	P	P	Erreur %	Débit	Débit	Erreur %
	Calculé[Barg]	Mesuré[Barg]		Calculé[m ³ /j]	Mesuré [m ³ /j]	
MFDS_2 BP	3.47	3.44	0.87	147.42	147.7	0.19
MFDS_3 BP	5.48	5.51	0.54	51.754	53.2	2.72
MFDS_3 HP	13.88	14	0.86	61.752	61.7	0.08
MFDS_4 BP	7.56	7.58	0.26	103.91	103.78	0.13
MFDS_4 HP	17.89	18	0.61	355.45	355.708	0.07
MFDS_5 BP	5.53	5.51	0.36	126.32	126.6	0.22
MFDS_5 HP	12.89	13	0.85	61.013	60.896	0.19
MFDS_6 BP	9.98	10	0.20	77.298	77.184	0.15
MFDS_6 HP	19.87	20	0.65	117.69	117.575	0.10
MFD_CENTRE_AMA BP	2.44	2.4	1.67	303.08	304.68	0.53
MFD_CENTRE_AMA HP	10.89	11	1.00	727.56	729.413	0.25
Q Total				1030.6	1034.093	0.34

La production totale calculée par PIPESIM est de 1030.6 m³/j et la somme des débits test de chaque puits et de 1034.1 m³/j ce que nous donne une erreur de 0.34% entre la simulation et la réalité qui est largement inférieure à 10%. On peut dire dans ce cas que notre model réseau est tolérable.

❖ Influence d'ouverture des puits à fort GOR sur le réseau d'Amassak :

Après l'ouverture des puits à fort GOR, la production totale calculé par PIPESIM est de 1235.6m³/j, et la somme des débits test de tous les puits est de 1308.7 m³/j, on constate alors qu'il y a un freinage dans notre réseau. Les détails de comparaison entre les mesures et les résultats de calculs pour les puits et les manifolds sont dans les tableaux (IV.12) et (4.13)

Tableau IV.12 : Les résultats de calcul sur Pipesim et de mesure après ouverture des puits à forts GOR.

Puits	Q [m3/j]	Q d'avant [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %	Ptbg [Barg]	Ptbg d'avant [Barg]	Variation [Barg]	Pad [Barg]	Pad d'avant [Barg]	Variation [Barg]	ad/Ptbg
AMA1	54.03	54.1	-0.07	0.13	40.94	41	-0.15	13.98	13.78	1.45	0.341
AMA10	23.697	23.696	0.00	0.00	37.97	38	-0.08	16.87	15.16	11.28	0.444
AMA11	26.597	26.596	0.00	0.00	10.35	10.34	0.10	8.27	8.27	0.00	0.799
AMA13	40.939	41.2	-0.26	0.63	104.21	104	0.20	19.06	25	-23.76	0.183
AMA15	41.683	42.7	-1.02	2.38	47.74	46.4	2.89	25.82	19.7	31.07	0.541
AMA19	40.74	37.2	3.54	-9.52	18.39	20	-8.05	8.16	13.78	-40.78	0.444
AMA2	21.101	21.1	0.00	0.00	22.57	22.5	0.31	5.91	5.51	7.26	0.262
AMA22	47.041	47.1	-0.06	0.13	19.53	19	2.79	10.67	8.27	29.02	0.546
AMA24	68.56	68.6	-0.04	0.06	73.64	74	-0.49	25.22	19.5	29.33	0.342
AMA25	19.338	22.688	-3.35	14.77	30.66	28	9.50	25.43	19.3	31.76	0.829
AMA26	15.848	16.5	-0.65	3.95	82.01	81	1.25	24.45	20	22.25	0.298
AMA29	105.1	106.7	-1.60	1.50	45.07	44	2.43	13.46	14	-3.86	0.299
AMA32	14.411	16.1	-1.69	10.49	10.11	9	12.33	7.94	6	32.33	0.785
AMA4	47.37	46.6	0.77	-1.65	120.83	121	-0.14	24.5	22	11.36	0.203
AMA43	38.2	38.2	0.00	0.00	100	100	0.00	16.17	16	1.06	0.162
AMA46	3.1174	2.8	0.32	-11.34	14	14	0.00	9.83	14	-29.79	0.702
AMA47	23.412	23.5	-0.09	0.37	28.03	28	0.11	15.17	15	1.13	0.541
AMA48	37.451	36.9	0.55	-1.49	73.84	74	-0.22	24.47	19	28.79	0.331
AMA49	13.767	14.4	-0.63	4.40	110.54	108.7	1.69	25.15	22.7	10.79	0.228
AMA50	21.815	24.745	-2.93	11.84	32.28	30	7.60	25.37	19.3	31.45	0.786
AMA51	90.224	90.309	-0.08	0.09	55.96	56	-0.07	13.98	13.78	1.45	0.250
AMA52	31.034	32.7	-1.67	5.09	11	10	10.00	8.62	6.89	25.11	0.784
AMA56	44.163	53.2	-9.04	16.99	13.36	12	11.33	10.21	6.89	48.19	0.764
AMA57	29.756	30.7	-0.94	3.07	12.53	12	4.42	7.43	5.51	34.85	0.593
AMA58	110.11	153.1	-42.99	28.08	30.4	30.4	0.00	24.93	18.4	35.49	0.820
AMA59	40.663	40.6	0.06	-0.16	60.05	60	0.08	25.88	20	29.40	0.431
AMA6	40.795	42.5	-1.71	4.01	26.43	20.4	29.56	24.26	17.1	41.87	0.918
AMA62	44.402	45.575	-1.17	2.57	45.08	44	2.45	26.26	20.68	26.98	0.583

AMA65	24.021	31.4	-7.38	23.50	32	32	0.00	25.83	19.3	33.83	0.807
TRNW1	21.738	21.757	-0.02	0.09	15.22	15.16	0.40	11.02	11.03	-0.09	0.724
TRNW2	55.536	55.427	0.11	-0.20	12.39	12.25	1.14	9.64	9.65	-0.10	0.778

Tableau IV.13 : Les résultats de calculs sur Pipesim pour les MFDS après l'ouverture des puits à forts GOR.

Manifold	P calculé [Barg]	P d'avant [Barg]	Variation [Barg]	Debit calculé [m3/j]	Debit Test [m3/j]	Variation [m3/j]	Ecart %
MFDS_2 BP	4.02	3.44	0.58	184.09	184.9	-0.81	-0.44
MFDS_3 BP	9.38	5.51	3.87	47.281	56	-8.72	-15.57
MFDS_3 HP	14.18	14	0.18	61.612	61.7	-0.09	-0.14
MFDS_4 BP	7.59	7.58	0.01	103.87	103.78	0.09	0.09
MFDS_4 HP	24.46	18	6.46	525.52	586.308	-60.79	-10.37
MFDS_5 BP	7.4	5.51	1.89	162.98	163.8	-0.82	-0.50
MFDS_5 HP	14.96	13	1.96	64.636	64.896	-0.26	-0.40
MFDS_6 BP	9.99	10	-0.01	77.276	77.184	0.09	0.12
MFDS_6 HP	25.78	20	5.78	109.08	117.575	-8.49	-7.23
MFD_CENTRE_AMA BP	2.46	2.4	0.06	335.24	344.68	-9.44	-2.74
MFD_CENTRE_AMA HP	11.24	11	0.24	900.81	964.013	-63.20	-6.56
Q total				1235.6	1308.69	-73.09	-5.59

**Chapitre V: Différente application pour
améliorer la production d'Amassak**

INTRODUCTION :

Pour qu'il y ait production, il faut que la pression de fond du puits soit inférieure à la pression de gisement où la pression de fond n'est que la contre-pression résultant de l'ensemble du circuit en aval.

La pression de fond, en remontant de l'aval vers l'amont, est donc la somme des termes suivants

P_{sep} = Pression nécessaire à l'entrée du centre de traitement en surface.

ΔP_{rc} = Pertes de charge dans le réseau de collecte.

ΔP_{duse} = Pertes de charge à la duse en tête de puits (duse qui permet de régler le débit du puits).

ΔP_{tbg} = Pertes de charge dans le tubing entre le fond du puits et la surface.

Toutes les applications qui vont suivre ont pour but de diminuer la contre-pression de l'ensemble du circuit en aval.

Nous avons considéré que toutes les applications ci-après sont du modèle où le réseau de tous les puits (fort GOR) sont ouverts (en exploitation).

V.1 PREMIERE APPLICATION : DIMINUTION DE LA PRESSION DE SEPARATEUR HP :

Le but de cette application est de voir l'effet de la diminution de pression de séparation HP qui est 10.5 Barg sur les pressions des manifolds satellites.

Le tableau (V.1) présente les résultats de la simulation de cette application :

.

Tableau V.1 : Résultat simulation de l'application 1

Pression séparation HP à 8 Barg							
Manifold	P [Barg]	P d'origine [Barg]	variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
MFDS_3 HP	12.27	14.18	-1.91	62.077	61.612	0.465	0.75
MFDS_4 HP	23.67	24.46	-0.79	535.09	525.52	9.57	1.82
MFDS_5 HP	13.08	14.96	-1.88	64.641	64.636	0.005	0.01
MFDS_6 HP	25.13	25.78	-0.65	110.32	109.08	1.24	1.14
MFD_CENTRE_AMA HP	8.96	11.24	-2.28	911.22	900.81	10.41	1.16
Q total				1246.4	1235.6	10.8	0.87
Pression séparation HP à 7 Barg							
MFDS_3 HP	11.58	14.18	-2.6	62.077	61.612	0.465	0.75
MFDS_4 HP	23.39	24.46	-1.07	538.09	525.52	12.57	2.39
MFDS_5 HP	12.42	14.96	-2.54	64.641	64.636	0.005	0.01
MFDS_6 HP	24.92	25.78	-0.86	110.72	109.08	1.64	1.50
MFD_CENTRE_AMA HP	8.08	11.24	-3.16	914.16	900.81	13.35	1.48
Q total				1249.4	1235.6	13.8	1.12
Pression séparation HP à 6 Barg							
MFDS_3 HP	10.92	14.18	-3.26	62.073	61.612	0.461	0.75
MFDS_4 HP	23.15	24.46	-1.31	540.86	525.52	15.34	2.92
MFDS_5 HP	11.79	14.96	-3.17	64.636	64.636	0	0.00
MFDS_6 HP	24.65	25.78	-1.13	111.19	109.08	2.11	1.93
MFD_CENTRE_AMA HP	7.23	11.24	-4.01	916.91	900.81	16.1	1.79
Q total				1252.1	1235.6	16.5	1.34

On remarque que la diminution de pression au séparateur HP nous a donnée des gains de débits très faible malgré une diminution de pression jusqu'à 6 Barg.

Aussi, on a un gain de 2.92% au niveau de MFDS 4 avec un écart de pression de 1.31 Barg.

Pour les MFDS 3 et 5 on a un écart de 3 Barg et un gain très faible (0~1%).

Pour suivre ce raisonnement, nous nous concentrons sur le manifold MFDS 4 pour connaître le débit lors de la diminution de la pression au niveau du collecteur HP du MFDS4. Ce débit sera déterminé avec l'application ci-après.

V.2 Deuxième application : Ajouter une canalisation en parallèle (looping) à la canalisation existante HP Ø 8'' du manifold MFDS 4 :

Le but de cette application est de voir l'effet de l'ajout d'une canalisation en parallèle à la canalisation existante Ø 8''HP, qui va entraîner une augmentation de la production en diminuant la pression au niveau du collecteur HP du MFDS4. Le tableau (V.2) suivant résume les résultats trouvés :

Tableau V.2 : Résultat des différents diamètres du looping HP MFDS4.

Canalisations	P [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %	Q total [m3/j]	Q total d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
Canalisation Ø 4''	18.78	24.46	5.68	579.8	525.52	54.34	10.34	1290.6	1235.6	55	4.45
Canalisation Ø 6''	16.44	24.46	8.02	594.8	525.52	69.32	13.19	1305.7	1235.6	70.1	5.67
Canalisation Ø 8''	16.42	24.46	8.04	595.5	525.52	70.03	13.33	1306.4	1235.6	70.8	5.73
Canalisation Ø 10''	16.37	24.46	8.09	595.8	525.52	70.32	13.38	1306.7	1235.6	71.1	5.75

On remarque que, l'ajout d'une canalisation Ø 4'' HP parallèle à l'existante du MFDS4, nous donne un gain de débit au manifold de 10.34%

La figure (V.1) montre qu'à partir du diamètre Ø 6'' le gain en débit se stabilise à 13% malgré l'augmentation du diamètre jusqu'à Ø 10''.

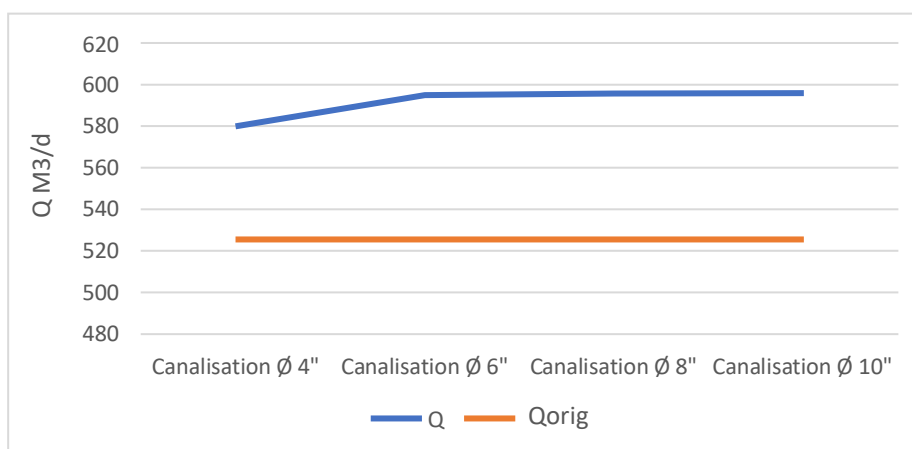


Figure V.1 : Augmentation du débit MFDS4 en fonction du diamètre.

V.3 Troisième application : Diminution de la pression au séparateur HP et BP et d'ajouter un looping HP Ø 8'' au manifold MFDS 4 :

Le but de cette application est de minimiser au maximum la contre pression du réseau et voir le gain obtenu.

On prend 8 Barg comme pression au niveau du séparateur HP, et 1.8 Barg la pression au niveau du séparateur BP avec un looping de diamètre Ø 8'' au manifold MFDS 4 HP.

Tableau V.3 : Résultat simulation de l'application 3.

Manifold	P [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
MFDS_2 BP	3.62	4.02	-0.4	184.66	184.09	0.57	0.31
MFDS_3 BP	9.25	9.38	-0.13	47.625	47.281	0.344	0.73
MFDS_3 HP	12.33	14.18	-1.85	62.1	61.612	0.488	0.79
MFDS_4 BP	7.39	7.59	-0.2	104.23	103.87	0.36	0.35
MFDS_4 HP	14.93	24.46	-9.53	603.85	525.52	78.33	14.91
MFDS_5 BP	7.15	7.4	-0.25	163.57	162.98	0.59	0.36
MFDS_5 HP	13.15	14.96	-1.81	64.673	64.636	0.037	0.06
MFDS_6 BP	9.84	9.99	-0.15	77.538	77.276	0.262	0.34
MFDS_6 HP	17.23	25.78	-8.55	119.88	109.08	10.8	9.90
MFD_CENTRE_AMA BP	1.89	2.46	-0.57	336.51	335.24	1.27	0.38
MFD_CENTRE_AMA HP	9.03	11.24	-2.21	980.17	900.81	79.36	8.81
Q total				1316.6	1235.6	81	6.56

La production globale a augmenté de 6.56%.

Le plus grand gain en débit au niveau des manifolds satellites est celui du MFDS 4 HP avec un gain de 14.91%, et de MFDS 6 HP qui est de 9.9%.

Le tableau suivant (V.4), représente le régime d'écoulement au niveau de chaque duse aux têtes de puits avant et après les projections des modifications portées au réseau dans cette application.

Tableau V.4 : Le régime d'écoulement au niveau de chaque duse aux têtes des puits (Pad/Ptbg).

Puits	Q [m3/j]	[m3/j]AP3	Gain [m3/j]	Gain %	Ptbg [Barg]	Ptbg AP3 [Barg]	Pad [Barg]	Pad AP3 [Barg]	Pad/Ptbg	Pad/Ptbg AP3
AMA1	54.03	54.024	-0.01	-0.01	40.94	40.93	13.98	12.11	0.341	0.296
AMA10	23.697	23.724	0.03	0.11	37.97	38.01	16.87	15.25	0.444	0.402
AMA11	26.597	26.692	0.09	0.36	10.35	10.22	8.27	8.22	0.799	0.792
AMA13	40.939	40.949	0.01	0.02	104.21	104.24	19.06	17.23	0.183	0.166
AMA15	41.683	41.807	0.12	0.3	47.74	47.87	25.82	16.16	0.541	0.34
AMA19	40.74	40.699	-0.04	-0.1	18.39	18.38	8.16	7.94	0.444	0.431
AMA2	21.101	21.101	0	0	22.57	22.57	5.91	5.64	0.262	0.25
AMA22	47.041	47.052	0.01	0.02	19.53	19.4	10.67	10.54	0.546	0.537
AMA24	68.56	68.528	-0.03	-0.05	73.64	73.6	25.22	15.72	0.342	0.213
AMA25	19.338	23.796	4.46	23.05	30.66	26.95	25.43	20.15	0.829	0.61
AMA26	15.848	15.845	0	-0.02	82.01	82	24.45	14.94	0.298	0.182
AMA29	105.1	105.06	-0.04	-0.04	45.07	45.06	13.46	11.26	0.299	0.25
AMA32	14.411	14.594	0.18	1.27	10.11	9.98	7.94	7.84	0.785	0.773
AMA4	47.37	47.308	-0.06	-0.13	120.83	120.68	24.5	15.13	0.203	0.124
AMA43	38.2	38.2	0	0	100	100	16.17	14.51	0.162	0.145
AMA46	3.1174	3.1538	0.04	1.17	14	14	9.83	9.7	0.702	0.693
AMA47	23.412	23.905	0.49	2.11	28.03	27.93	15.17	13.47	0.541	0.479
AMA48	37.451	37.454	0	0.01	73.84	73.85	24.47	14.93	0.331	0.202
AMA49	13.767	13.764	0	-0.02	110.54	110.52	25.15	15.64	0.228	0.141
AMA50	21.815	25.777	3.96	18.16	32.28	29.05	25.37	19.71	0.786	0.567
AMA51	90.224	90.473	0.25	0.28	55.96	56.11	13.98	11.98	0.25	0.216
AMA52	31.034	31.266	0.23	0.75	11	10.86	8.62	8.54	0.784	0.773
AMA56	44.163	44.47	0.31	0.7	13.36	13.32	10.21	10.14	0.764	0.758
AMA57	29.756	29.948	0.19	0.65	12.53	12.44	7.43	7.28	0.593	0.578
AMA58	110.11	166.71	56.6	51.4	30.4	30.4	24.93	15.59	0.82	0.513
AMA59	40.663	40.577	-0.09	-0.21	60.05	59.93	25.88	17.4	0.431	0.288
AMA6	40.795	42.977	2.18	5.35	26.43	18.57	24.26	22.68	0.918	0.798
AMA62	44.402	45.496	1.09	2.46	45.08	43.91	26.26	19.21	0.583	0.411
AMA65	24.021	33.812	9.79	40.76	32	32	25.83	17.31	0.807	0.541
TRNW1	21.738	21.784	0.05	0.21	15.22	15.14	11.02	10.96	0.724	0.719
TRNW2	55.536	55.754	0.22	0.39	12.39	12.31	9.64	9.59	0.778	0.773

Après l'analyse des résultats du tableau (V.4) ci-dessus nous observons certains résultats qu'il y a lieu de développer :

1. **Premier cas** : les puits qui ont un régime d'écoulement non critique ($P_{ad}/P_{tbg} > 0.7$) au niveau de leurs duses, présentent un gain important sur le débit après la modification, et là nous observons que la majorité de ces puits appartiennent au manifold MFDS 4 HP et MFDS 6 HP, cela explique l'observation énoncé sur le tableau 5.3 (MFDS 4 HP avec un gain de 14.91%, et de MFDS 6 HP qui est de 9.9%).
2. **Deuxième cas** : Pour les puits BP, nous remarquons que nous n'avons pas un gain favorable sur le débit (0~0.3%), malgré leur régime au niveau de leurs duses est un régime non critique. Ces puits sont AMA (32,11,52,56) TRNW (1,2).
Sur ce cas il y a lieu de signaler que leur régime au niveau de leurs duses n'a pas changer. Pour avoir un gain de débit aux niveaux de ces puits, il faut diminuer encore plus la pression aux manifolds par l'ajout d'un looping à la canalisation existante.
3. **Troisième cas** : Pour les autres puits nous observons :
 - Un gain de débit nulle.
 - Un régime critique à travers la duse ($P_{ad}/P_{tbg} < 0.5$).
 - Diminution de la pression aval duse.
 - Pression tête de puits P_{tbg} inchangée.

Il ressort de toutes ces observations ci-dessus que les puits qui ont un régime dans l'intervalle de non critique ($P_{ad}/P_{tbg} > 0.7$) au niveau de leurs duses, sont les seuls à avoir une augmentation de débit en diminuant la pression au réseau, qui entraîne la diminution de la pression en tête de puits.

V.4 QUATRIEME APPLICATION : AUGMENTATION DU DIAMETRE DES DUSES PUIITS :

L'idée est de ramener le régime critique des duses des puits en régime non critique par l'augmentation des diamètres des duses, pour voir leurs influences sur le réseau de collecte et de porter certaines modifications sur le réseau si nécessaire.

Le fait d'augmenter le diamètre de la duse entraîne automatiquement la diminution de la pression du tubing et une augmentation de la pression aval duse (Pad/Ptbg augmente), ce qui entraîne une augmentation du débit.

Cette augmentation du débit risque de provoquer le phénomène coning d'eau qui est la déformation locale de l'interface huile/eau lié à une différence de pression entre le puits et l'interface. Dans le cas des puits d'AMASSAK, ce problème est à craindre à cause de l'avancement du front d'eau.

Pour éviter ce phénomène il y a un débit critique du puits à ne pas dépasser, pour que le niveau d'eau n'atteint pas les perforations.

Pour calculer ce débit, on a choisi la corrélation établie par Sobocinsky (Esso) qui concerne le cône vertical seulement. En effet, le cône latéral est d'une étude très complexe et en pratique, il est traité par simulation. Le débit critique Q_c est donné par la formule suivante :

$$Q_c = \alpha \cdot 10^{-3} \frac{(\rho_w - \rho_o)Kh \cdot h_o(h_o - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (V.1)$$

Où :

α = 1.52 pour Sobocinsky.

ρ_w : la masse volumique de l'eau (1134kg/m³).

ρ_o : la masse volumique d'huile (820 kg/m³).

Kh : perméabilité horizontale.

h_o : la hauteur entre l'interface huile/eau et les perforations

h_p : la hauteur des perforations.

μ_o : la viscosité d'huile.

B_o : Facteur volumétrique de formation d'huile.

Dans notre cas, nous avons calculé les débits critiques des puits suivants :AMA (24,25,26,29,32,43,47,48,1,2,4,16,22), TRNW (1,2).

Pour le reste des puits, on n'a pas pu les traiter à cause de manque des données.

A retenir que l'augmentation du débit ne doit pas dépasser le débit critique, et de respecter certaines conditions :

- le diamètre duse ne pas dépasser 32/64'' pour les puits où on n'a pas la valeur du débit critique.
- le diamètre duse ne pas dépasser 32/64'' pour les puits ayant une limite qui est proche du front d'eau, malgré la grande différence entre le débit du puits et le débit critique.

Les tableaux (V.5) et (V.6) ci-après résume les résultats des travaux de simulation par Pipesim

Tableau V.5 : Résultat simulation des puits (changement des diamètres duse).

Puits	Qc [sm3/j]	Q [m3/j]	Q d'avant [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %	Ptbg [Barg]	Ptbg d'avant [Barg]	Ecart [Barg]	Pad [Barg]	Pad d'avant [Barg]	Ecart [Barg]	Duse 1/64''	Nouvelle Duse 1/64''	Pad/Ptbg
AMA 1	57.97	54.032	54.03	0.00	0.0	40.94	40.94	0	14.45	13.98	0.47	32	32	0.353
AMA 10	/	30.437	23.697	6.74	28.4	29.05	37.97	-8.92	21.24	16.87	4.37	24	32	0.731
AMA 11	/	26.603	26.597	0.01	0.0	10.35	10.35	0	8.27	8.27	0	25	25	0.799
AMA 13	/	68.977	40.939	28.04	68.5	76.5	104.21	-27.71	27.52	19.06	8.46	20	32	0.360
AMA 15	/	46.086	41.683	4.40	10.6	41.61	47.74	-6.13	33.48	25.82	7.66	26	32	0.805
AMA 19	141.32	43.307	40.74	2.57	6.3	17.17	18.39	-1.22	8.43	8.16	0.27	30	32	0.491
AMA 2	67.4	21.101	21.101	0.00	0.0	22.57	22.57	0	5.97	5.91	0.06	32	32	0.265
AMA 22	608.77	47.145	47.041	0.10	0.2	18.11	19.53	-1.42	10.92	10.67	0.25	30	32	0.603
AMA 24	78.72	68.566	68.56	0.01	0.0	73.64	73.64	0	32.7	25.22	7.48	32	32	0.444
AMA 25	70.66	11.781	19.338	-7.56	-39.1	34.16	30.66	3.5	32.56	25.43	7.13	32	32	0.953
AMA 26	249.13	33.615	15.848	17.77	112.1	46.45	82.01	-35.56	32.37	24.45	7.92	20	43	0.697
AMA 29	124.48	115.81	105.1	10.71	10.2	36.6	45.07	-8.47	14.69	13.46	1.23	27	32	0.401
AMA 32	32.92	14.211	14.411	-0.20	-1.4	10.24	10.11	0.13	8.17	7.94	0.23	24	24	0.798
AMA 4	152.68	141.04	47.37	93.67	197.7	81.4	120.83	-39.43	32.31	24.5	7.81	20	43	0.397
AMA 43	43.24	38.2	38.2	0.00	0.0	100	100	0	16.9	16.17	0.73	25	25	0.169
AMA 46	/	3.1179	3.1174	0.00	0.0	14	14	0	9.83	9.83	0	28	28	0.702
AMA 47	36.24	33.108	23.412	9.70	41.4	24.89	28.03	-3.14	16.44	15.17	1.27	24	32	0.661
AMA 48	59.52	56.797	37.451	19.35	51.7	63.97	73.84	-9.87	32.36	24.47	7.89	24	32	0.506
AMA 49	/	28.761	13.767	14.99	108.9	94.34	110.54	-16.2	35.17	25.15	10.02	20	32	0.373
AMA 50	/	17.082	21.815	-4.73	-21.7	36.01	32.28	3.73	32.53	25.37	7.16	30	30	0.903
AMA 51	/	90.227	90.224	0.00	0.0	55.96	55.96	0	14.44	13.98	0.46	32	32	0.258
AMA 52	/	30.802	31.034	-0.23	-0.7	11.14	11	0.14	8.84	8.62	0.22	24	24	0.794
AMA 56	/	44.141	44.163	-0.02	0.0	13.37	13.36	0.01	10.22	10.21	0.01	32	32	0.764
AMA 57	/	32.813	29.756	3.06	10.3	10.61	12.53	-1.92	7.66	7.43	0.23	26	32	0.722
AMA 58	/	7.5201	110.11	-102.59	-93.2	31.95	30.4	1.55	31.01	24.93	6.08	32	32	0.971
AMA 59	/	55.461	40.663	14.80	36.4	51.52	60.05	-8.53	32.84	25.88	6.96	24	32	0.637
AMA 6	/	38.74	40.795	-2.06	-5.0	33.19	26.43	6.76	31.68	24.26	7.42	32	32	0.955
AMA 62	/	47.601	44.402	3.20	7.2	41.96	45.08	-3.12	33.09	26.26	6.83	26	32	0.789
AMA 65	/	11.601	24.021	-12.42	-51.7	32.79	32	0.79	32	25.83	6.17	32	32	0.976
TRNW1	101.1	21.74	21.738	0.00	0.0	15.22	15.22	0	11.02	11.02	0	26	26	0.724
TRNW2	156.37	55.539	55.536	0.00	0.0	12.39	12.39	0	9.64	9.64	0	28	28	0.778

Tableau V.6 : Résultat simulation des manifolds.

Manifold	P [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
MFDS_2 BP	4.09	4.02	0.07	189.37	184.09	5.28	2.87
MFDS_3 BP	9.39	9.38	0.01	47.261	47.281	-0.02	-0.04
MFDS_3 HP	14.98	14.18	0.8	71.307	61.612	9.695	15.74
MFDS_4 BP	7.57	7.59	-0.02	103.88	103.87	0.01	0.01
MFDS_4 HP	31.95	24.46	7.49	533.93	525.52	8.41	1.60
MFDS_5 BP	7.62	7.4	0.22	168.27	162.98	5.29	3.25
MFDS_5 HP	18.78	14.96	3.82	99.413	64.636	34.777	53.80
MFDS_6 BP	9.99	9.99	0	77.279	77.276	0.003	0.00
MFDS_6 HP	32.79	25.78	7.01	103.06	109.08	-6.02	-5.52
MFD_CENTRE_AMA BP	2.47	2.46	0.01	340.52	335.24	5.28	1.57
MFD_CENTRE_AMA HP	11.77	11.24	0.53	957.2	900.81	56.39	6.26
Q total				1297.7	1235.6	62.1	5.03

Observations :

- Nous obtenons un gain de 53.8% sur le collecteur MFDS 5 HP, dû à l'augmentation du débit, ce qui explique, que ce gain est généré des puits AMA 10 et 13 après l'augmentation de leur duse à Ø 32/64''.
- Sur les puits AMA (6,25,58,6) du MFDS 4 HP et le puits AMA 65 du MFDS 6 HP on constate un freinage (diminution de débit initial) et une augmentation de pression en tête puits.
- Une faible augmentation de la production totale est de 5.03%.
- Nous présentons les différents scénarios, uniquement sur les trois collecteurs MFDS 4 HP/BP et MFDS 5 BP qui présentent un intérêt particulier, qui est la réduction des pertes de charge sur ces derniers, par un looping ou l'installation d'une pompe multi-phase boosting.

V.4.1 Comparaison entre l'ajout d'un looping au collecteur HP de MFDS 4 ou l'emplacement d'une pompe multi-phase booster :

Le tableau (V.7) ci-dessous illustre les résultats trouvés lors d'une simulation sur des différents diamètres d'un looping.

Tableau V.7 : Résultat d'une simulation sur différents diamètres d'un looping

Canalisations	P [Barg]	P d'origine [Barg]	variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %	Q total [m3/j]	Q total d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
Ø 4"	25.2	31.95	6.75	692.21	533.93	158.28	29.644	1463.4	1297.7	165.7	12.77
Ø 6"	21.12	31.95	10.83	738.32	533.93	204.39	38.28	1509.7	1297.7	212	16.34
Ø 8"	21.35	31.95	10.6	736.25	533.93	202.32	37.893	1507	1297.7	209.3	16.13
Ø 10"	21.42	31.95	10.53	735.59	533.93	201.66	37.769	1506.6	1297.7	208.9	16.10

Les résultats trouvés nous permettent de tracer le graphe (V.2) ($Q = f(\varnothing)$).

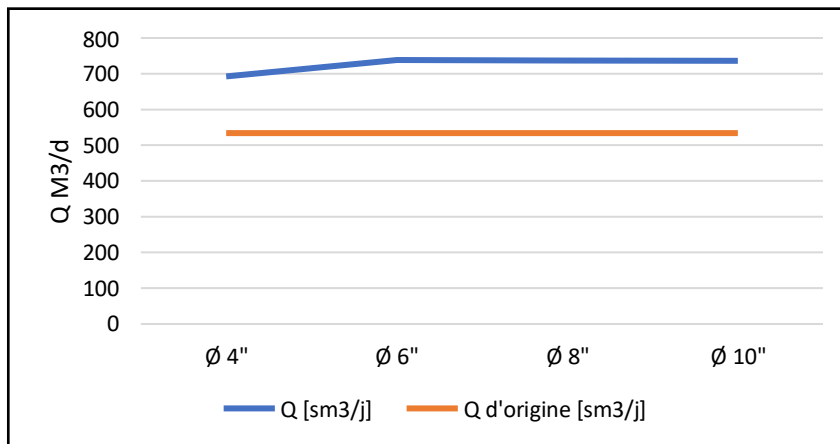


Figure V.2 : Débit MFDS 4 en fonction du diamètre.

A partir du Ø 6'' du looping, le gain du débit se stabilise à 16%.

On a simulé une pompe boosting dans le logiciel Pipesim avec les paramètres suivants

- ∇ Pompe à vis multiphase « Generic twin screw multiphase Booster ».
- ∇ La différence des pressions d'aspiration et de refoulement « pressure differential ».

Le logiciel Pipesim calcule la pression à l'aspiration et au refoulement de la pompe ainsi que le débit à l'aspiration qui est le débit au niveau de MFDS 4 HP.

(Pour le GVF qui est la Fraction de volume de gaz à l'aspiration de la pompe elle est limitée à 95% maximum par défaut dans le logiciel Pipesim).

La figure (V.3) illustre l'emplacement de la pompe à vis boosting.

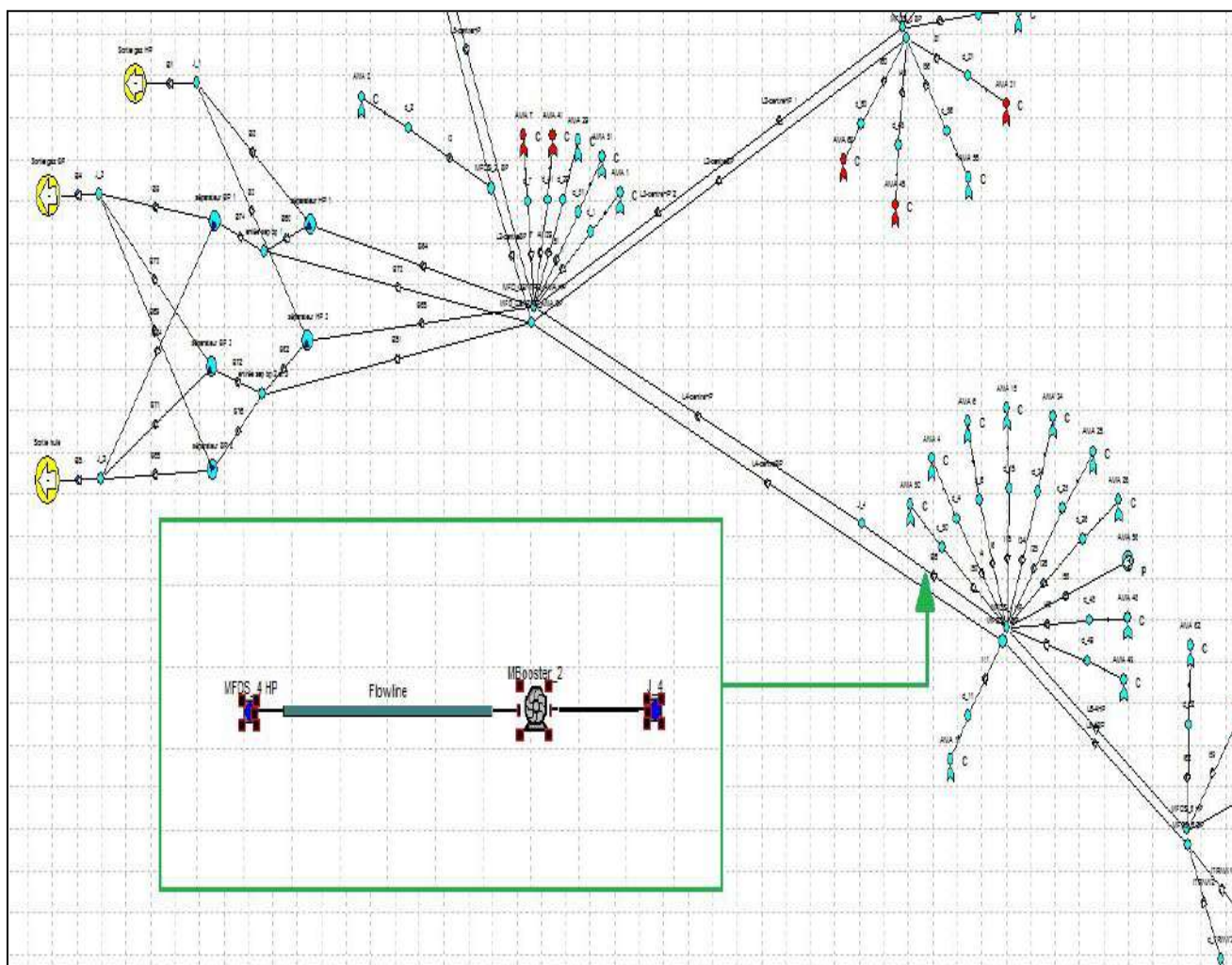


Figure V.3: Modélisation pompe à vis.

Le tableau (V.8) suivant présente les résultats donnés par simulation :

Tableau V.8 : Résultat d'une simulation de la pompe à vis.

ΔP pompe [Bar]	7	10	14
P MFDS 4 HP [Barg]	27.8	25.66	22.4
P MFDS 4 HP d'origine [Barg]	31.95	31.95	31.95
P refoulement pompe [Barg]	34.8	35.6	36.35
P MFD centre HP [Barg]	11.93	11.98	12.02
P MFD centre HP d'origine [Barg]	11.77	11.77	11.77
Variation [Barg]	0.16	0.21	0.25
Q [m ³ /j]	647.57	686.3	725.97
Q d'origine [m ³ /j]	533.93	533.93	533.93
Gain [m ³ /j]	113.64	152.37	192.04
Gain %	21.28	28.54	35.97

Q total [m3/j]	1418.7	1457.7	1497.1
Q total d'origine [m3/j]	1297.7	1297.7	1297.7
Gain [m3/j]	121	160	199.4
Gain %	9.32	12.33	15.37

Le graphe de la figure (V.4) présente la variation du débit en fonction de ΔP de la pompe

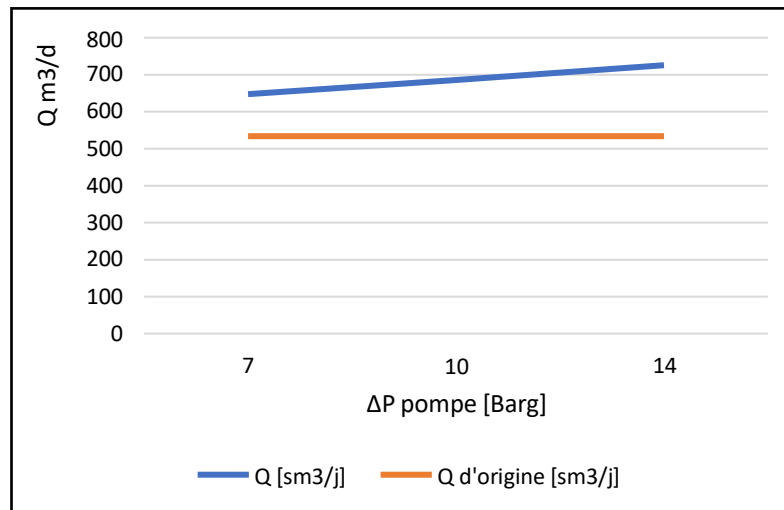


Figure V.4 : L'augmentation du débit en fonction de ΔP de la pompe.

A signaler que la différence de pression est au-delà de $\Delta P=14$ bar pour notre pompe, le calcul du logiciel Pipesim nous indique que le débit d'aspiration de la pompe est insuffisant.

De tous ce qui précède, nous déduisons qu'avec looping de $\varnothing 6''$ nous obtenons un gain de débit de 38% par rapport à l'installation d'une pompe qui nous donne un gain de 36%.

Le choix de looping comme solution pour diminuer la pression au niveau de collecteur HP MFDS 4 est plus pratique pour la réalisation par rapport aux conditions d'installation d'une électropompe à vis.

V.4.2 Simulation d'un looping au collecteur BP de MFDS 5 et le collecteur BP de MFDS4 :

Après simulation d'un looping avec différents diamètres sur chacun des collecteurs BP de MFDS 4 et 5, nous obtenons les résultats suivants sur le tableau (V.9) :

Tableau V.9 : Résultat simulation looping BP MFDS 4 et 5.

MFDS_5 BP							
Ø Canalisation	P [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
Ø 4"	4.76	7.62	2.86	175.09	168.27	6.82	4.05
Ø 6"	4.73	7.62	2.89	175.16	168.27	6.89	4.09
Ø 8"	4.75	7.62	2.87	175.11	168.27	6.84	4.06
MFDS_4 BP							
Ø Canalisation	P [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
Ø 4"	4.41	7.57	3.16	109.09	103.88	5.21	5.02
Ø 6"	4.51	7.57	3.06	108.98	103.88	5.1	4.91
Ø 8"	4.83	7.57	2.74	108.58	103.88	4.7	4.52

Malgré une diminution de la pression sur les manifolds MFDS 4 et 5 jusqu'à 4 Barg, on a un gain faible de la production.

Suite à ce résultat, une étude de simulation plus approfondi de chaque puits appartenant au MFDS 4 et 5.

Le tableau (V.10) suivant représente les résultats de la simulation pour chaque puits :

Tableau V.10 : Les résultats de la simulation pour chaque puits.

Puits	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %	Ptbg [Barg]	Ptbg d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Pad [Barg]	Pad d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Pad/ Ptbg d'origine	Pad/ Ptbg
AMA19	43.327	43.307	0.02	0.05	17.18	17.17	0.01	5.62	8.43	-2.81	0.491	0.327
AMA22	47.238	47.145	0.093	0.20	16.72	18.11	-1.39	7.1	10.92	-3.82	0.603	0.425
AMA32	16.274	14.211	2.063	14.52	8.86	10.24	-1.38	5.27	8.17	-2.9	0.798	0.595
AMA52	33.289	30.802	2.487	8.07	9.61	11.14	-1.53	6.19	8.84	-2.65	0.794	0.644
AMA57	35.022	32.813	2.209	6.73	9.16	10.61	-1.45	4.79	7.66	-2.87	0.722	0.523
AMA11	27.963	26.603	1.36	5.11	8.38	10.35	-1.97	5.02	8.27	-3.25	0.799	0.599
TRNW 1	22.376	21.74	0.636	2.93	14.09	15.22	-1.13	9.01	11.02	-2.01	0.724	0.639
TRNW 2	58.747	55.539	3.208	5.78	11.12	12.39	-1.27	7.44	9.64	-2.2	0.778	0.669

Malgré le passage du régime non critique au régime critique au niveau des duses de ces puits, la chute de pression en tête de puits n'a pas permis d'avoir un gain de débit important.

Les courbes des puits AMA 32 (figure V.5) et TRNW 2 (figure V.6), montre la variation de pression de tête de puits en fonction du débit :

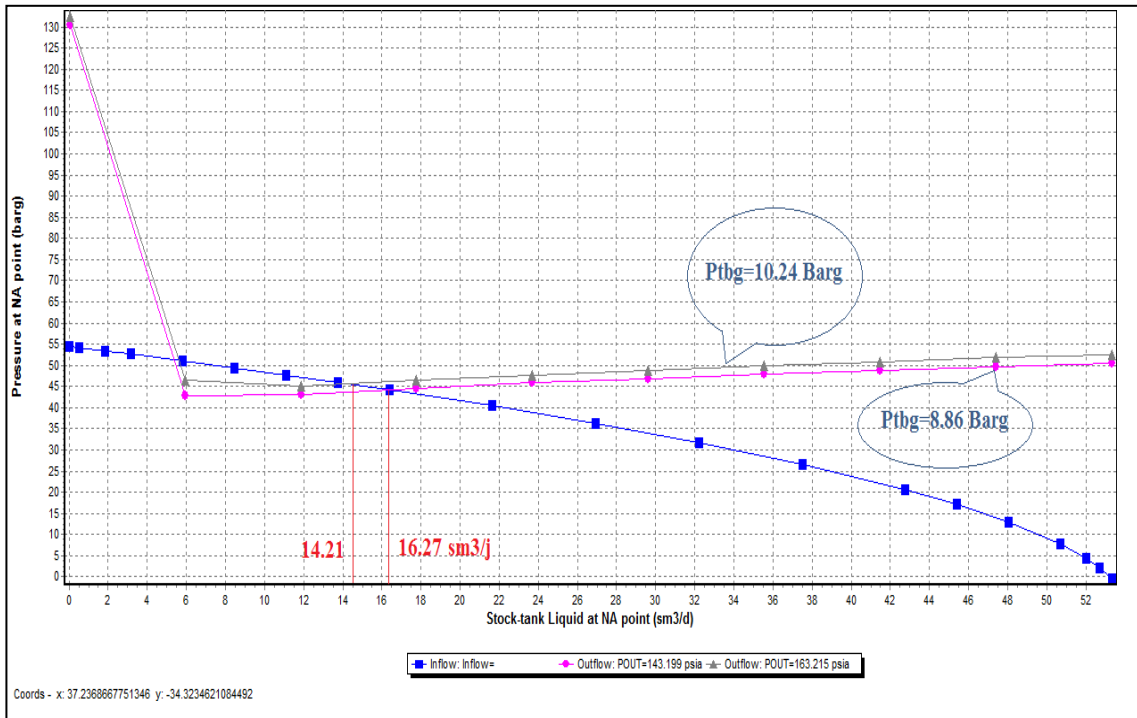


Figure V.5 : Courbes IPR et Outflow du puits AMA 32.

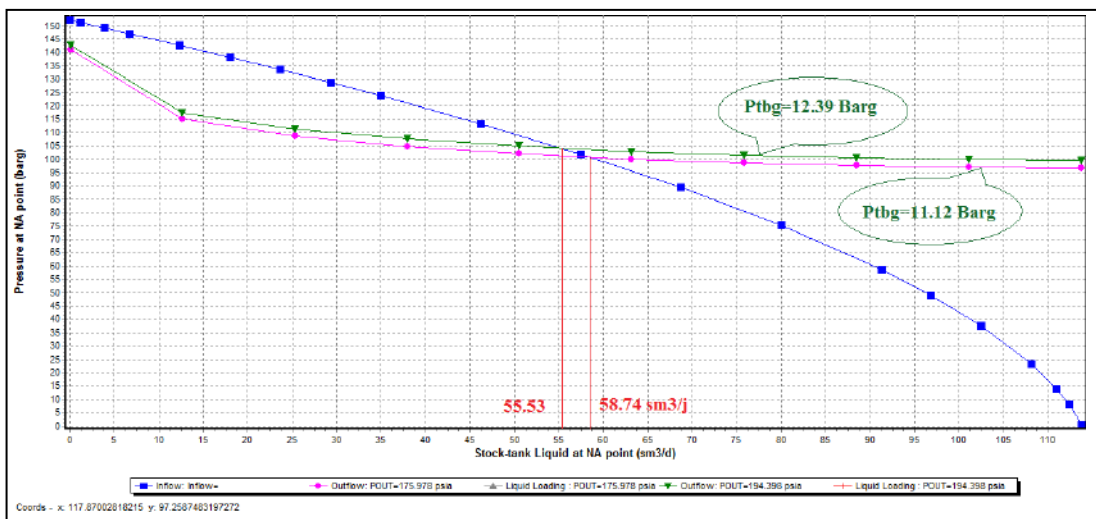


Figure V.6 : Courbes IPR et Outflow du puits TRNW 2.

Pour le cas du puit AMA 22 où on a une légère diminution de pression de tubing, le débit reste inchangé.

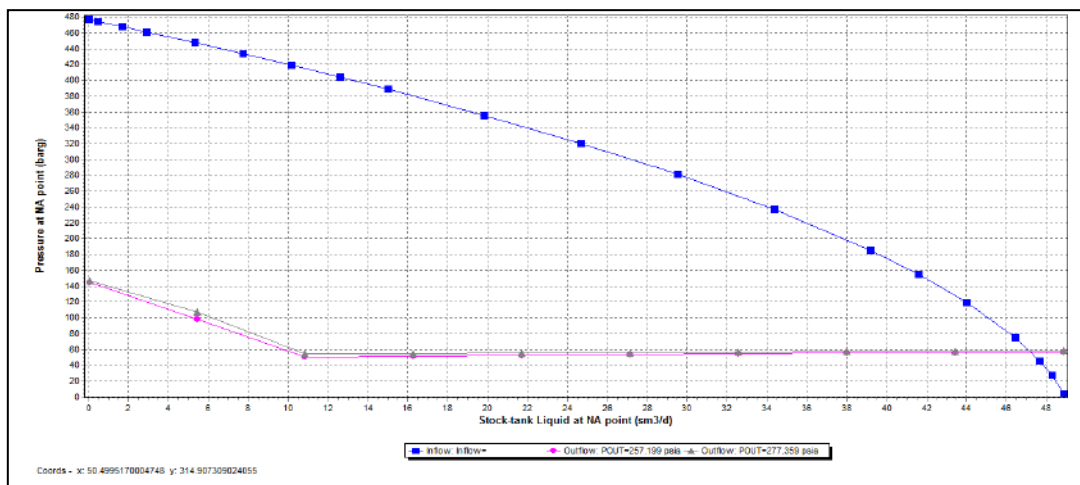


Figure V.7 : Courbes IPR et Outflow du puits AMA 22.

Les courbes IPR et Outflow pour AMA (52,57,11) et TRNW 1 sont dans l'annexe, et ils ont le même comportement que AMA 32 et TRNW 2. Après l'étude de ces résultats nous observons :

- ◆ Au niveau des puits AMA (32,52,57,11) et TRNW (1,2) nous avons une augmentation du débit dès que on a une chute de pression en tête de puits.
- ◆ Pour les puits AMA (32,52,57,11) et TRNW (1,2) le gain en débit est très faible malgré l'installation d'un looping et le passage du régime non critique au régime critique.
- ◆ Pour réduire plus la pression en tête de puits avec une augmentation du débit, nous proposons le remplacement des duses en tête de puits par des duses de diamètre supérieur, avec une étude plus approfondie pour connaître leur débit critique.

V.4.3 Installation de deux séparateurs HP/BP au niveau du MFDS 4 pour une production maximale :

L'objectif de cette application est de savoir la variation de débit dans le cas de diminution de la pression du collecteur MFDS 4 au-dessous de la pression atteinte par l'existence d'un looping. Cette application est réalisée par l'installation d'un séparateur à 6m du collecteur MFDS 4. qui est connecté par une canalisation de Ø8". Voir figure (V.8) ci-dessous,

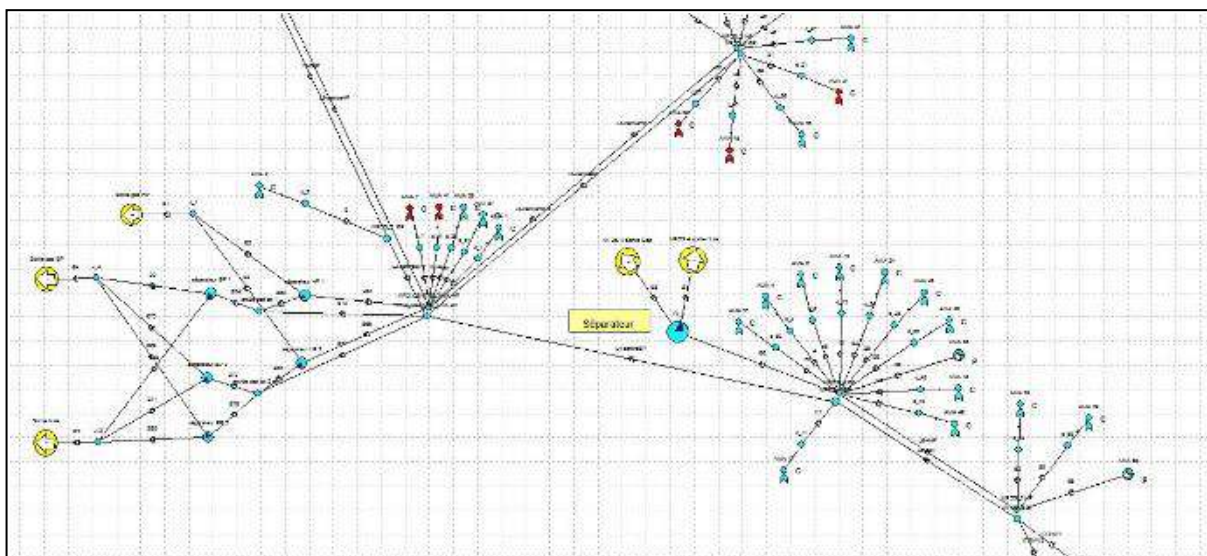


Figure V.8 : Modélisation d'un séparateur placé au MFDS 4.

Nous avons fait une simulation avec différentes pressions au niveau du séparateur pour déterminer le gain en débit, voir tableau (5.10) :

Tableau V.11 : les résultats de la simulation des différentes pressions de séparation.

P séparation [Barg]	P HP MFDS 4 [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %
20	20.05	31.95	11.9	747.86	533.93	213.93	40.07
15	15.07	31.95	16.88	782.69	533.93	248.76	46.59
10	10.11	31.95	21.84	788.35	533.93	254.42	47.65
LoopingØ8"	21.35	31.95	10.6	736.25	533.93	202.32	37.89

Lors de la simulation, nous observons qu'au-dessous une pression de séparation de 10 Barg, on n'a pas de gain de débit plus que 47.65% et qui correspond à une production de 788.35 m3/j.

A remarquer que la production avec un looping est de 736.25 m3/j, c'est-à-dire 7.08% de moins par rapport à l'installation d'un séparateur.

Pour plus d'investigation, nous avons ajouté un deuxième étage de séparation de 2.4 Barg

comme exemple, qui est relié à la canalisation BP du MFDS 4, voir figure (V.9) ci-dessous.

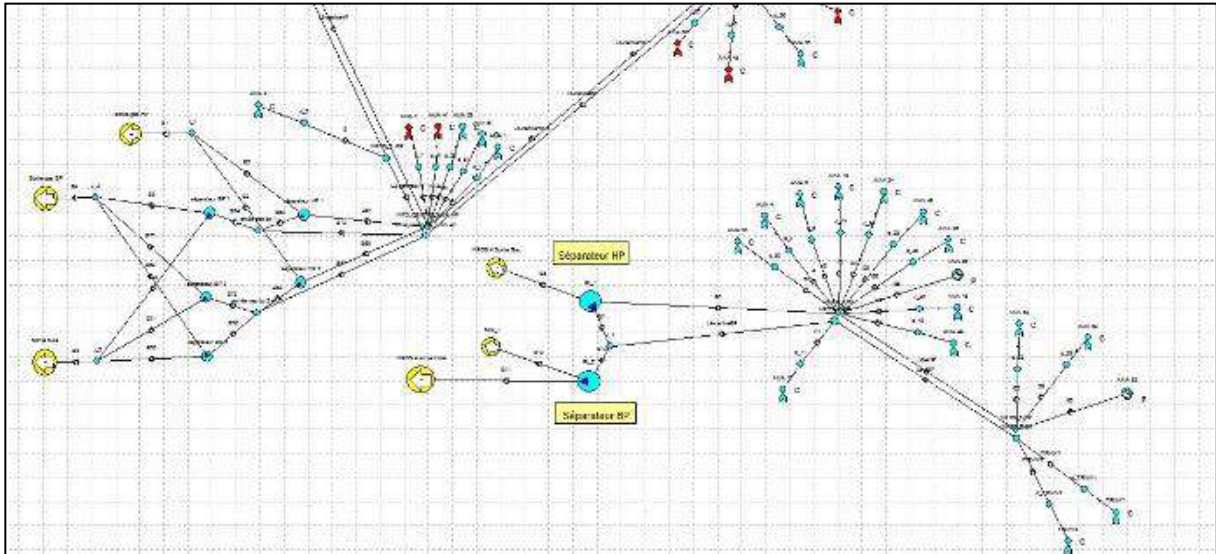


Figure V.9 : Modélisation du 2^{ème} étage de séparation HP/BP installée au MFDS 4.

Les résultats de cette simulation nous ont donné une production de 109.6 m³/j au niveau du collecteur de MFDS 4 BP qui est équivalent à un gain de 5.51%, malgré une diminution de pression jusqu'à 2.4 Barg au niveau de ce collecteur. On remarque qu'on a la même production qu'avec un looping qui est de 109 m³/j (voir tableau V.9).

Cette simulation nous donne une approche pour une probabilité d'un futur centre de la séparation au MFDS 4. Les résultats obtenus précédemment sur la production avec 2^{ème} étage de séparation qui est de 897.94 m³/j comparée à la production totale des collecteurs BP et HP avec looping Ø 8'' qui est de 840.13 m³/j, ce qui donne un faible écart de 57.81 m³/j et un très faible gain de 6.88%.

Pour plus d'investigation sur la variante précédente à 2^{ème} étage de séparation au MFDS 4. On a effectué une simulation pour connaître le régime et le gain de chaque puits. Tableau (V.11)

:

Tableau V.11 : Résultat de la simulation du 2^{ème} étage de la séparation.

Puits	Q [m3/j]	Q d'origine [m3/j]	Gain [m3/j]	Gain %	Ptbg [Barg]	Ptbg d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Pad [Barg]	Pad d'origine [Barg]	Varia tion[Barg]	Pad/ Ptbg d'orig ine	Pad/ Ptbg
AMA11	27.963	26.603	1.36	5.11	8.38	10.35	-1.97	3.08	8.27	-5.19	0.799	0.368
AMA15	48.671	46.086	2.59	5.61	37.62	41.61	-3.99	11.78	33.48	-21.7	0.805	0.313
AMA24	68.566	68.566	0.00	0.00	73.64	73.64	0	10.87	32.7	-21.83	0.444	0.148
AMA25	24.813	11.781	13.03	110.62	25.93	34.16	-8.23	12.05	32.56	-20.51	0.953	0.465
AMA26	34.974	33.615	1.36	4.04	41.36	46.45	-5.09	10.74	32.37	-21.63	0.697	0.260
AMA4	141.04	141.04	0.00	0.00	81.39	81.4	-0.01	10.47	32.31	-21.84	0.397	0.129
AMA48	56.793	56.797	0.00	-0.01	63.97	63.97	0	10.53	32.36	-21.83	0.506	0.165
AMA49	28.762	28.761	0.00	0.00	94.34	94.34	0	13.33	35.17	-21.84	0.373	0.141
AMA50	26.414	17.082	9.33	54.63	28.54	36.01	-7.47	12.19	32.53	-20.34	0.903	0.427
AMA6	43.85	38.74	5.11	13.19	15.28	33.19	-17.91	10.08	31.68	-21.6	0.955	0.660
TRNW1	22.637	21.74	0.90	4.13	13.61	15.22	-1.61	8.05	11.02	-2.97	0.724	0.591
TRNW2	59	55.539	3.46	6.23	11.02	12.39	-1.37	6.25	9.64	-3.39	0.778	0.567
AMA59	58.367	55.461	2.91	5.24	49.11	51.52	-2.41	14.35	32.84	-18.49	0.637	0.292
AMA62	54.429	47.601	6.83	14.34	34.88	41.96	-7.08	15.68	33.09	-17.41	0.789	0.450
AMA58	167.14	7.5201	159.6	2122.5	30.4	31.95	-1.55	10.85	31.01	-20.16	0.971	0.357
AMA65	34.543	11.601	22.94	197.76	32	32.79	-0.79	14.33	32	-17.67	0.976	0.448

V.5 CONCLUSION :

Le graphe de la figure (V.10) montre l'augmentation de la production en fonction des différentes applications simulées dans le logiciel Pipesim.

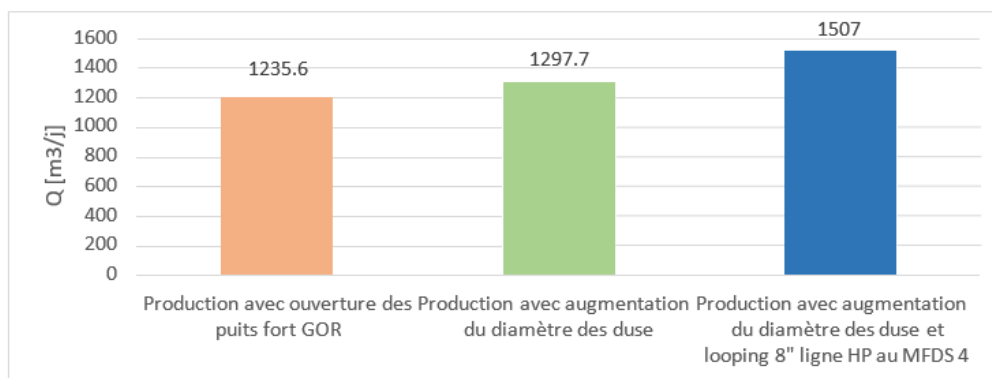


Figure V.10 : L'augmentation de la production en fonction des différentes applications simulées par le logiciel Pipesim.

Pour atteindre 1507 m³/j avec un gain de 271.4 m³/j par rapport à la production du réseau avec les puits à fort GOR, ce qui vaut un gain de 21.97%, il nous faut installer des duses de grand diamètre en tête de ces puits, et un looping de diamètre Ø 8'' à la canalisation HP de MFDS 4.

A noter : le choix du diamètre du looping Ø 8'' à la canalisation HP de MFDS 4 au lieu du Ø 6'' est donné par les calculs de simulation, est dû à une future augmentation de la production par des nouveaux puits.

Nous donnons ci-après une récapitulation par simulation :

Les résultats au niveau des puits par l'augmentation des diamètres des duses, avec un looping Ø 8'' au collecteur HP MFDS 4. Voir tableau (V.12).

Les résultats au manifold par l'augmentation des diamètres des duses puits, avec un looping Ø 8'' au collecteur HP MFDS 4. Voir tableau (V.13).

Tableau V.12 : Les résultats au niveau des puits par l'augmentation des diamètres des duses, avec un looping Ø 8'' au collecteur HP MFDS 4.

Puits	Q [sm3/j]	Q d'avant [sm3/j]	Gain [sm3/j]	Gain %	Ptbg [Barg]	Ptbg d'avant [Barg]	Ecart [Barg]	Pad [Barg]	Pad d'avant [Barg]	Ecart [Barg]	Pad/Ptbg
AMA 1	54.03	54.03	0.00	0.0	40.94	40.94	0	14.68	13.98	0.7	0.359
AMA 10	30.395	23.697	6.70	28.3	29.15	37.97	-8.82	21.4	16.87	4.53	0.734
AMA 11	26.602	26.597	0.00	0.0	10.35	10.35	0	8.27	8.27	0	0.799
AMA 13	68.977	40.939	28.04	68.5	76.5	104.21	-27.71	27.71	19.06	8.65	0.362
AMA 15	48.671	41.683	6.99	16.8	37.62	47.74	-10.12	23.02	25.82	-2.8	0.612
AMA 19	43.194	40.74	2.45	6.0	17.12	18.39	-1.27	8.41	8.16	0.25	0.491
AMA 2	21.099	21.101	0.00	0.0	22.57	22.57	0	5.97	5.91	0.06	0.265
AMA 22	47.146	47.041	0.11	0.2	18.08	19.53	-1.45	10.88	10.67	0.21	0.602
AMA 24	68.566	68.56	0.01	0.0	73.64	73.64	0	22.11	25.22	-3.11	0.300
AMA 25	21.031	19.338	1.69	8.8	29.38	30.66	-1.28	22.65	25.43	-2.78	0.771
AMA 26	34.936	15.848	19.09	120.4	41.53	82.01	-40.48	21.97	24.45	-2.48	0.529
AMA 29	115.81	105.1	10.71	10.2	36.6	45.07	-8.47	14.96	13.46	1.5	0.409
AMA 32	14.234	14.411	-0.18	-1.2	10.23	10.11	0.12	8.15	7.94	0.21	0.797
AMA 4	141.04	47.37	93.67	197.7	81.39	120.83	-39.44	21.71	24.5	-2.79	0.267
AMA 43	38.2	38.2	0.00	0.0	100	100	0	17.11	16.17	0.94	0.171
AMA 46	3.1041	3.1174	-0.01	-0.4	14	14	0	9.87	9.83	0.04	0.705
AMA 47	32.928	23.412	9.52	40.6	24.95	28.03	-3.08	16.64	15.17	1.47	0.667
AMA 48	56.795	37.451	19.34	51.7	63.97	73.84	-9.87	21.77	24.47	-2.7	0.340
AMA 49	28.762	13.767	15.00	108.9	94.34	110.54	-16.2	24.57	25.15	-0.58	0.260
AMA 50	23.344	21.815	1.53	7.0	31.04	32.28	-1.24	22.42	25.37	-2.95	0.722
AMA 51	90.225	90.224	0.00	0.0	55.96	55.96	0	14.67	13.98	0.69	0.262
AMA 52	30.826	31.034	-0.21	-0.7	11.12	11	0.12	8.81	8.62	0.19	0.792
AMA 56	44.052	44.163	-0.11	-0.3	13.38	13.36	0.02	10.25	10.21	0.04	0.766
AMA 57	32.812	29.756	3.06	10.3	10.62	12.53	-1.91	7.67	7.43	0.24	0.722
AMA 58	133.92	110.11	23.81	21.6	30.4	30.4	0	21.88	24.93	-3.05	0.720
AMA 59	58.367	40.663	17.70	43.5	49.11	60.05	-10.94	23.72	25.88	-2.16	0.483
AMA 6	41.556	40.795	0.76	1.9	23.74	26.43	-2.69	21.18	24.26	-3.08	0.892
AMA 62	51.995	44.402	7.59	17.1	37.46	45.08	-7.62	24.37	26.26	-1.89	0.651
AMA 65	27.266	24.021	3.25	13.5	32	32	0	23.69	25.83	-2.14	0.740
TRNW1	21.74	21.738	0.00	0.0	15.22	15.22	0	11.02	11.02	0	0.724
TRNW2	55.542	55.536	0.01	0.0	12.39	12.39	0	9.64	9.64	0	0.778

Tableau V.13 : Les résultats au manifold par l'augmentation des diamètres des duses puits, avec un looping Ø 8'' au collecteur HP MFDS 4.

Manifold	P [Barg]	P d'origine [Barg]	Variation [Barg]	Q [Sm3/j]	Q d'origine [sm3/j]	Gain [sm3/j]	Gain %
MFDS_2 BP	4.09	4.02	0.07	189.31	184.09	5.22	2.84
MFDS_3 BP	9.42	9.38	0.04	47.157	47.281	-0.124	-0.26
MFDS_3 HP	15.2	14.18	1.02	71.128	61.612	9.516	15.45
MFDS_4 BP	7.58	7.59	-0.01	103.88	103.87	0.01	0.01
MFDS_4 HP	21.35	24.46	-3.11	736.25	525.52	210.73	40.10
MFDS_5 BP	7.62	7.4	0.22	168.21	162.98	5.23	3.21
MFDS_5 HP	18.97	14.96	4.01	99.372	64.636	34.736	53.74
MFDS_6 BP	9.99	9.99	0	77.282	77.276	0.006	0.01
MFDS_6 HP	23.63	25.78	-2.15	137.63	109.08	28.55	26.17
MFD_CENTRE_A MA BP	2.48	2.46	0.02	340.34	335.24	5.1	1.52
MFD_CENTRE_A MA HP	12.03	11.24	0.79	1166.8	900.81	265.99	29.53
Q total				1507	1235.6	271.4	21.97

Conclusion générale et recommandations

L'optimisation du réseau de collecte d'Amassak nous a permis d'étudier tout le réseau d'Amassak, qui est une recherche très délicate à étudier dans la pratique. Grâce au simulateur Pipesim, nous avons pu tester les différentes variantes possibles pour l'augmentation éventuelle de la production.

L'exploitation d'un réseau de collecte se fait par régulation de pression entre la tête de puits jusqu'au séparateur. Et le régime d'écoulement au niveau des duses nous indique qu'un puits peut débiter en fonction de la chute de pression en aval de la duse.

L'importance du choix du diamètre des duses au niveau des puits joue un rôle très important dans l'exploitation de ces derniers. Car la duse est une passerelle entre le fond du puits et les installations de surface. Elle peut provoquer l'instabilité d'écoulement dans le réservoir par le phénomène du coning.

A travers cette étude, plusieurs variantes ont été testées et leur influence a été évaluée, à savoir :

- Réduction de la pression de séparation,
- Dédoublage des collecteurs des Manifolds satellites (Looping),
- Augmentation des diamètres des collecteurs,
- Augmentation des duses des puits,
- Installation des pompes triphasiques,
- Ouverture des puits à forts GOR,
- Installation de nouveaux séparateurs.

Le meilleur gain observé sur la production globale était de l'ordre de **1507 m³/j** par le changement des duses et la réalisation d'un looping au collecteur HP du MFDS 4.

Ainsi, pour une bonne exploitation des résultats du modèle réalisé, il est recommandé de :

- a. Faire un test sur chaque puits HP de manifold MFDS 4 avec un séparateur mobile pour confirmer le nouveau débit de chaque puits obtenu par calcul (logiciel Pipesim après looping du collecteur HP au MFDS 4),
- b. Calculer les débits critiques des puits pour le choix des diamètres des duses.
- c. Exploiter ce modèle pour voir l'influence du Gas Lift sur le comportement du réseau de collecte, ainsi que l'opportunité de la réalisation d'un nouveau centre de séparation à Amassak.

Bibliographie

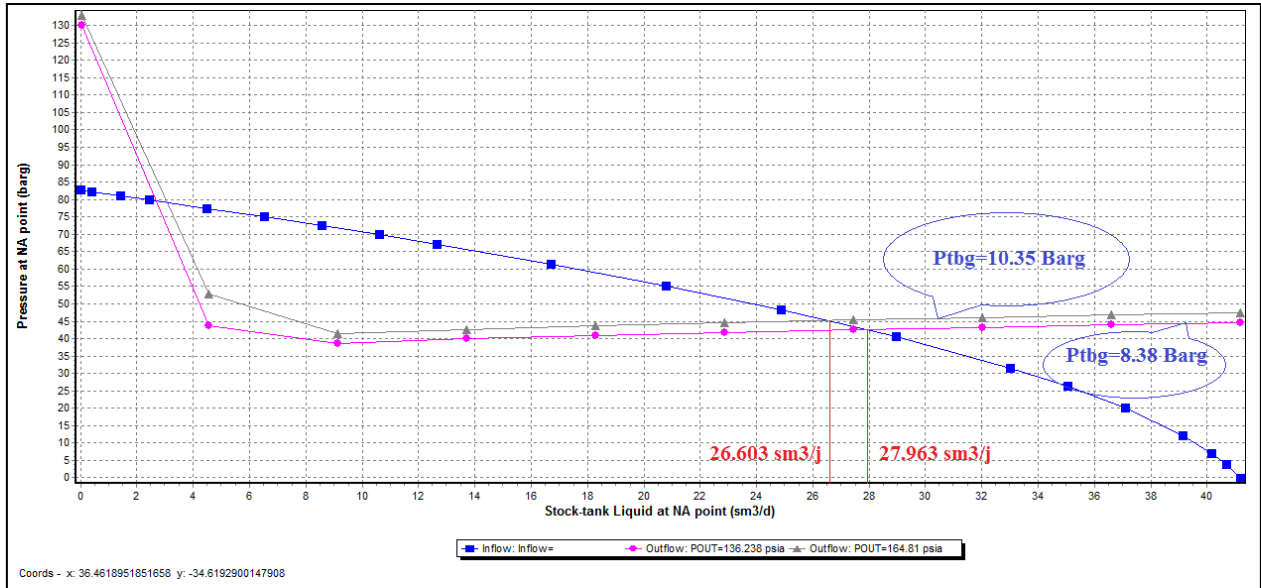
- [1] Base des données de la région SH/TFT-DP
- [2] M.Larkem , L.Abbas , « Analyse et diagnostique du réseau de collecte du satellite S1A (champ sud HMD) », Mémoire d'ingénieur d'état, Université de Boumedas, 2012
- [3] L. Mailhe , « Cours de production. Collecte. Traitement. Stockage », Tom 13 EditionsTECHNIP, 1974.
- [4] IFP, « Oil & Gas revue des installations de surface », 2005
- [5] ENSPM D1-1C, « Robinetterie, formation industrie », 09-05-1995
- [6] Boyun GUO William C & Al Ghalam BOR, "Petroleum Production Engineering" Edition Elsevier Science & Technology Books, 2007
- [7] M. Sadaoui K, M.Bougesba A, « Réseau collecte et installation séparateur et unité Pompage de niveau manifold », 24/06/2012
- [8] Vegrenon F, Sarica C, Brill J.P, "experimental analysis of imposed two phase flow transient in horizontal pipelines «proceedings of the BHR Group 7th international conference, Multiphase 9, Wilson, A, ed,1995
- [9] Dale Beggs H, "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, 2003.
- [10] Zergoune O, Dabbabi A, TALBI O, « modélisation et optimisation de système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi Messaoud à partir des essais de dst (drill stem test) », 2015
- [11] Schlumberger, "PIPESIM Fundamentals, Workflow/Solutions Training ", 2011.

Annexe

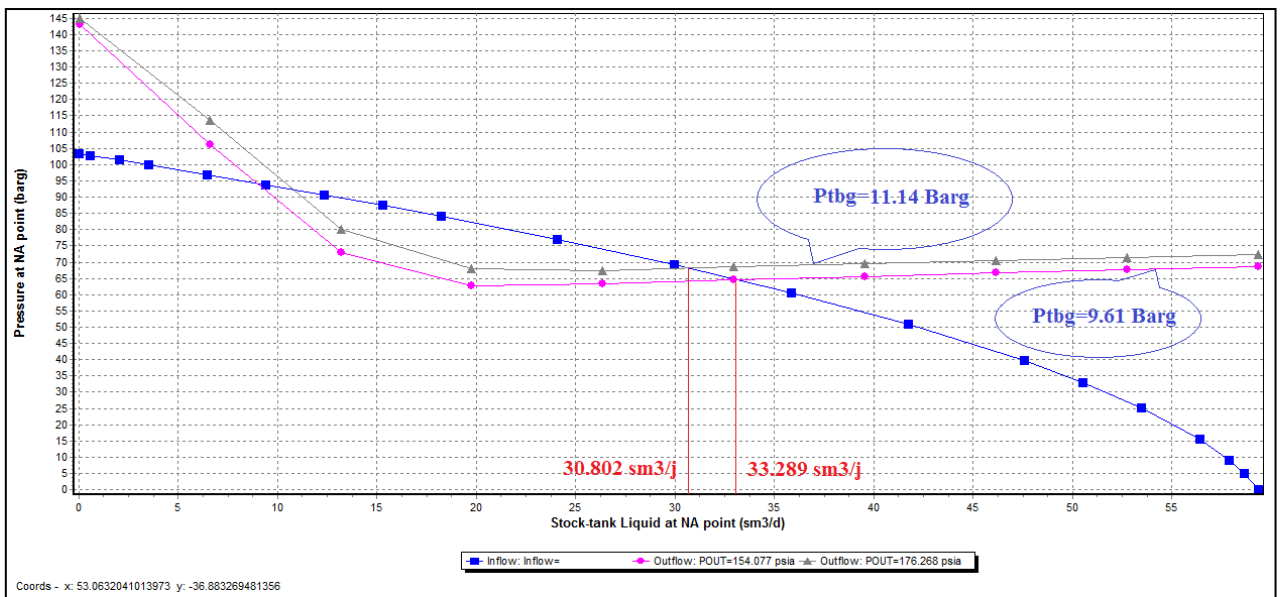
L'état des puits d'Amassak

PUITS	État	PUITS	État
AMA1	En production	AMA41	Fermé le 16/08/2014 pour DÉBIT NUL
AMA10	En production	AMA42	Fermé le 27/02/2002 pour DÉBIT NUL
AMA11	En production	AMA43	En production
AMA12	Fermé le 05/03/2005 pour DÉBIT NUL	AMA44	Fermé le 16/08/2012 pour DÉBIT NUL
AMA13	En production	AMA45	Fermé le 30/10/2015 pour DÉBIT NUL
AMA14	Fermé Entouré par des puits Injecteurs	AMA46	En production
AMA15	En production	AMA47	En production
AMA16	Fermé le 09/10/2001 pour DÉBIT NUL	AMA48	En production
AMA17	Fermé le 21/12/2019 Attente de gaz lift	AMA49	En production
AMA18	Fermé le 12/02/1997 pour DÉBIT NUL	AMA5	Fermé le 21/04/1993 pour DÉBIT NUL
AMA19	En production	AMA50	En production
AMA2	En production	AMA501	Fermé le 16/05/2010 pour DÉBIT NUL
AMA21	Fermé le 07/11/1993 pour DÉBIT NUL	AMA51	En production
AMA22	En production	AMA52	En production

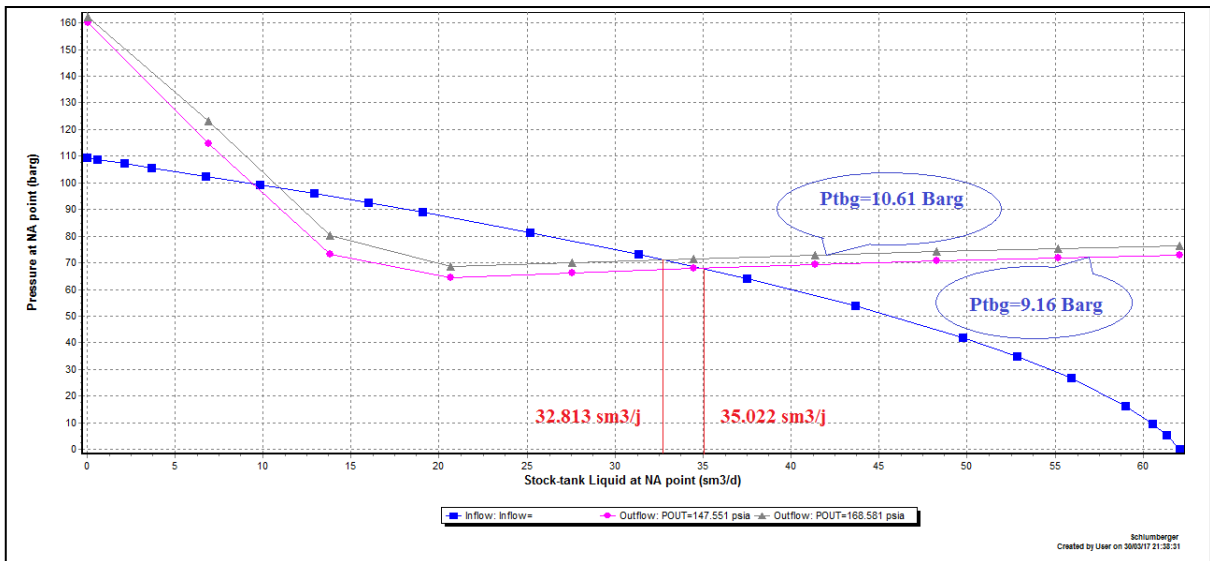
AMA23	En production	AMA54	Fermé le 29/01/2009 pour DÉBIT NUL
AMA24	En production	AMA56	En production
AMA25	En production	AMA57	En production
AMA26	En production	AMA58	En production
AMA28	Fermé le 24/02/2003 pour DÉBIT NUL	AMA59	En production
AMA29	En production	AMA6	En production
AMA3	Fermé le 03/11/2006 pour DÉBIT NUL	AMA60	Fermé Puits noyé
AMA30	Fermé le 01/12/2005 pour DÉBIT NUL	AMA62	En production
AMA31	Fermé Entouré par des puits Injecteurs	AMA65	En production
AMA32	En production	AMA7	Fermé le 29/06/2014 pour DÉBIT NUL
AMA34	Fermé le 17/10/2000 pour DÉBIT NUL	AMA9BI S	Fermé le 18/12/2010 pour DÉBIT NUL
AMA38	Fermé le 12/02/2003 pour DÉBIT NUL	TRNW1	En production
AMA39	Fermé le 16/06/2001 pour DÉBIT NUL	TRNW2	En production



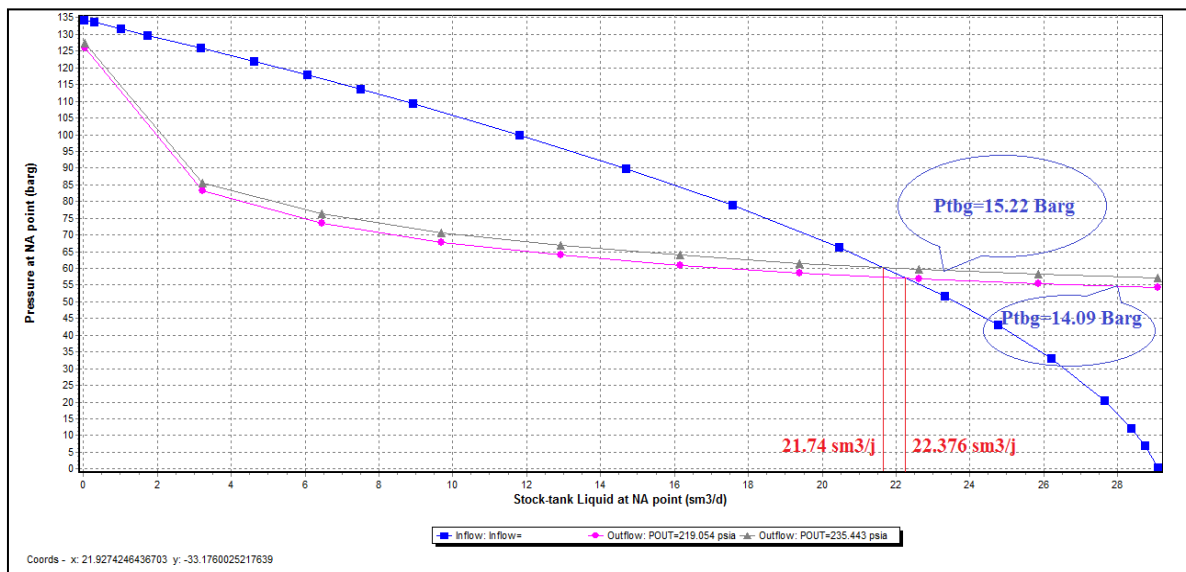
IPR et Outflow AMA 11



IPR et Outflow AMA 52



IPR et Outflow AMA 57



IPR et Outflow TRNW 1

